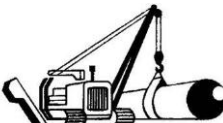


Серия СТ	СООРУЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ	
-------------	---	---

Ф.М. Мустафин, Р.А. Жданов, Ф.Ш. Ахметов,
И.Э. Лукянова, А.В. Семенов

РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Том I

**КОНСТРУКЦИИ
И ОБОРУДОВАНИЕ**

Рекомендовано редакционно-издательским советом Уфимского государственного нефтяного технического университета в качестве учебника для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки бакалавров и магистров 130500 «Нефтегазовое дело» и специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело»

УДК 622.692.23

ББК 33.16

М_____

Рецензент:

доктор технических наук, профессор УГНТУ В. А. Буренин

М_____ Мустафин Ф.М., Жданов Р.А., Ахметов Ф.Ш. и др. Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкции и оборудование: учебник для вузов. – Уфа:

ISBN

Приведены основные сведения по конструкциям и оборудованию резервуаров для нефти и нефтепродуктов, в том числе систем защиты и обеспечения работоспособности резервуаров. Рассмотрены вопросы расчета прочности и устойчивости несущих конструкций резервуаров, методы расчета понтонов. Уделено внимание требованиям по безопасности труда, охране окружающей среды, пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров.

Для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки бакалавров и магистров 130500 «Нефтегазовое дело», дипломированных специалистов по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» направления «Нефтегазовое дело», а также для широкого круга инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

Mustafin F.M., Gdanov R.A., Ahmetov F.Sh., etc Tanks for.....

ISBN

This reference book is intended for the students of Higher Educational Establishments, trained for the Bachelor and Master degree of «Oil and Gas Industry» direction, graduates of «Design, Construction and Exploitation of Oil and Gas Pipelines and Storages» speciality and a wide range of engineers, involved into oil and gas industry.

УДК 622.692.23

ББК 33.16

© Ф.М. Мустафин, Р.А. Жданов и др. 2009

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	7
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	9
1.1 Классификация резервуаров.....	9
1.2 Материалы для резервуаров	12
КОНСТРУКЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ	15
2.1 Вертикальные цилиндрические резервуары для нефти и нефтепродуктов	15
2.2 Конструкция цилиндрического РВС с конической крышей.....	22
2.3 Конструкция цилиндрического РВС со сферической крышей	22
2.4 Конструкция цилиндрического РВС с плавающей крышей (РВСПК)	22
2.5 Новые тенденции в проектировании и сооружении цилиндрических резервуаров	26
2.6 РВС с самонесущей конической крышей	28
2.7 РВС с несущей конической крышей.....	28
2.8 Цилиндрический РВС с самонесущей купольной крышей.....	31
2.9 Цилиндрический РВС с каркасной купольной крышей	31
2.10 Цилиндрический РВС с плавающей крышей.....	36
2.11 Цилиндрические РВС с защитной стенкой.....	36
2.12 Цилиндрические изотермические резервуары	38
2.13 Цилиндрические горизонтальные резервуары.....	40
2.14 Сферические резервуары.....	44
2.15 Конструкции стационарных крыш стальных резервуаров	48
КОНСТРУКЦИИ ПОНТОНОВ И ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ	56
3.1 Плавающие крыши.....	59
3.1.1 Конструкции плавающих крыш	59
3.1.2 Требования, предъявляемые к плавающим крышам	70
3.2 Понтоны.....	71
3.2.1 Конструкции понтонов.....	71
3.2.2 Требования, предъявляемые к понтонам.....	78
3.3 Понтоны из алюминиевых сплавов	80
3.4 Блочные алюминиевые понтоны	89
3.5 Плавающее покрытие с устройством для обеспечения остойчивости	90
3.6 Конструкции уплотняющих затворов.....	92
3.6.1 Затворы для плавающих крыш	92
3.6.2 Затворы для понтонов	98
ОБОРУДОВАНИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ РЕЗЕРВУАРОВ.....	102
4.1 Классификация оборудования и конструктивных элементов резервуаров	102
4.2 Дыхательная арматура	105
4.2.1 Подбор дыхательных клапанов для стальных резервуаров	106
4.2.2 Конструктивные исполнения дыхательных клапанов.....	108
4.3 Диски-отражатели.....	124

4.4 Оборудование и конструктивные элементы для сливо-наливных операций.....	125
4.4.1 Приемо-раздаточное устройство	125
4.4.2 Приемо-раздаточные патрубки	127
4.4.3 Хлопушки	129
4.4.4 Механизмы управления хлопушками	132
4.4.5 Подъемная труба.....	135
4.4.6 Средства подогрева.....	139
4.4.7 Фильтры.....	142
4.4.8 Муфта сливная	145
4.4.9 Ограничитель налива.....	146
4.4.10 Клапан приемный	147
4.4.11 Узел рециркуляции паров	147
4.5 Оборудование и конструктивные элементы для обслуживания и ремонта резервуаров.....	148
4.5.1 Люк – лаз	149
4.5.2 Люк замерный	151
4.5.3 Люк световой	152
4.5.4 Патрубок монтажный	153
4.5.5 Кран сифонный	153
4.5.6 Патрубок зачистной.....	155
4.5.7 Зумпф	155
4.5.8 Клапан донный с механизмом управления	156
4.5.9 Лестницы	157
4.6 Приборы контроля и сигнализации	159
4.7 Оборудование для размыва осадков.....	193
4.7.1 Оборудование для размыва донных отложений при помощи размывочных головок	194
4.7.2 Оборудование для размыва донных отложений при помощи винтовых устройств	200
СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ.....	214
5.1 Молниезащита резервуаров.....	215
5.2 Защита резервуаров от статического электричества	217
5.3 Системы пожаротушения в резервуарном парке.....	218
5.3.1 Классификация и принцип работы систем пожаротушения	218
5.3.2 Оборудование систем пожарной безопасности и пожаротушения	230
5.4 Система защиты резервуаров от коррозии	246
5.5 Системы компенсации нагрузок	248
5.6 Система предупреждений аварий	254
5.7 Автоматическая система управления резервуарными парками	255
РАСЧЕТ ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ НЕСУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ.....	258
6.1 Общие положения расчета стальных резервуаров.....	258
6.2 Нагрузки и воздействия	260
6.2.1 Нагрузки и воздействия на стационарную крышу	260
6.2.2 Нагрузки и воздействия на стенку РВС	263
6.3 Расчет стационарных крыш	267
6.3.1 Расчет самонесущей конической крыши	267
6.3.2 Расчет несущих элементов каркасной крыши.....	270
6.4 Расчет стенки РВС.....	278
6.4.1 Общие суждения	278
6.4.2 Порядок расчета стенки РВС на прочность и устойчивость по ПБ 03-605-03.....	284
МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПОНТОНОВ И РЕЗЕРВУАРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ.....	289
8.1 Исследование НДС и разработка методов расчета понтонов в форме сплошного диска	293
7.1.1 Расчет прочности понтонов из полимерных вспененных материалов при воздействии на него нагрузок от уплотняющего затвора	302

7.1.2 Выбор оптимальной конструкции понтона из полимерных композитных материалов	303
7.2 Численные методы расчета резервуаров с плавающими покрытиями	307
7.3 Особенности использования пакета ANSYS	308
7.4 Пример использования пакета ANSYS для расчета НДС резервуара.....	313
7.5 Возможности программных продуктов FlowVision и ANSYS для определения напряженного состояния резервуаров.....	318
7.5.1 Анализ путей решения задачи	319
7.5.2 Постановка и решение гидродинамической части задачи	320
7.5.3 Постановка задачи по определению напряженного состояния конструкции резервуара	323
7.6 Методические вопросы построения моделей в среде FlowVision для комплексного исследования процессов удаления отложений в нефтяных резервуарах	324

ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА, ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ.....337

8.1 Охрана труда	337
8.2 Охрана окружающей среды.....	344
8.3 Пожарная безопасность при эксплуатации резервуаров.....	346

В составе технических сооружений любого склада нефти и нефтепродуктов центральное место занимают резервуары и резервуарные парки. Они предназначены для обеспечения надежной работы нефтедобывающих предприятий, надежного функционирования и обеспечения гибкой технологической связи звеньев единой системы нефтеснабжения страны: «нефтеперерабатывающий промысел» — «нефтепровод» — «нефтеперерабатывающий завод» — «нефтепродуктопровод» — «нефтебаза» — «система автозаправочных станций» — «потребитель». Мощные резервуарные парки создаются и на наливных станциях (терминалах), через которые экспортируются большие объемы нефти и нефтепродуктов в другие страны.

Как в отечественной, так и зарубежной практике резервуароиспользования проектируются и сооружаются различные по конструкции, вместимости и технологическому назначению резервуарные емкости из различных материалов, расположения относительно световой поверхности земли, с различным комплектом оборудования. Среди них и по распространенности, и по эффективности применения первое место занимают стальные цилиндрические (вертикальные и горизонтальные) резервуары.

В XX веке в нашей стране для нефти и нефтепродуктов сооружались только стандартные стальные резервуары по типовым проектам серии **ТП 704/1** единичной вместимостью от 100 до 50000 м³ включительно. В эту серию входили типовые проекты вертикальных резервуаров со стационарной крышей (РВС), тех же резервуаров с понтоном (РВСП), вертикальных резервуаров с понтоном (РВСП), вертикальных резервуаров с плавающей крышами (РВСПК), а так же РВС в северном исполнении [36].

В настоящее время, после введения новых правил устройства стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, в принципе, можно спроектировать и сооружать резервуары любой вместимости [32].

Сегодня в России эксплуатируются стальные вертикальные резервуары единичной вместимостью **до 100 тыс. м³ включительно**. В зарубежной практике резервуаростроения использование крупногабаритных резервуаров получило широкое распространение почти с середины XX века. В Японии, Франции, Германии, Нидерландах, Саудовской Аравии сооружены резервуары единичной вместимостью от 100 000 до 250 000 м³.

В составе единой системы нефтеснабжения России насчитывается более **50 000 стальных вертикальных резервуаров** различного назначения и габаритов. Суммарная вместимость резервуарных парков АК «Транснефти» составляет более 15 млн. м³, АК «Транснефтепродукт» - более 30 млн. м³, нефтеперерабатывающих предприятий – более 26 млн. м³.

Резервуары и резервуарные парки как по степени взрыво- и пожароопасности, так и по требованиям охраны окружающей среды являются опасными производственными объектами. Для обеспечения надежных условий эксплуатации в проектах и нормативно-технических документах предусматриваются устройство на них определенного комплекта оборудования и систем защиты, строгое выполнение правил технической эксплуатации с четким соблюдением требований пожарной и технической безопасности.

В процессе эксплуатации резервуаров одной из острых проблем является борьба с потерями нефти и нефтепродуктов от испарения. Среди разнообразия методов достижения этой цели наиболее эффективным методом считается снабжение резервуаров понтонами из различных материалов и разного конструктивного решения. Эффективность использования понтонов будет тем выше, чем совершенней их конструкция, удобней и надежней их эксплуатация.

В данной книге рассматривается ряд вопросов, связанных генеральными конструктивными решениями стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов и их принципами расчета несущих частей этих сооружений по прочности и устойчивости. Даются достаточно подробные сведения о разработанных и внедренных в практику видах, типах оборудования для резервуаров, системах защиты.

1.1 Классификация резервуаров

Резервуарами называются емкости, используемые для приема, хранения, технологической обработки и отпуска различных жидкостей: нефти и нефтепродуктов, сжиженных газов, химических продуктов (аммиака, щелочей, кислот и др.), воды, спирта и т.д. Каждая из этих видов жидкостей имеет широкий диапазон физико-химических свойств, накопление и хранение их осуществляется в различных целях и объемах, в районах с различными климатическими, гидрогеологическими условиями. Все это, естественно, диктует необходимость проектирования и сооружения резервуаров из различных материалов, конструктивных и геометрических параметров. Имеющееся широкое разнообразие резервуаров можно подразделять в отдельные группы, виды, типы и категории по таким параметрам, как назначение, основные материалы для сооружения, расположение, технологический режим эксплуатации, генеральное конструктивное решение, степень производственной ответственности (опасности).

По назначению выделяются следующие группы резервуаров:

- нефтяные;
- для специальных химических продуктов;
- для сжиженных газов (изотермические);
- водяные;

Нефтяные резервуары, в свою очередь, подразделяются на такие подгруппы, как резервуары для нефти и светлых нефтепродуктов (ЛВЖ), резервуары для темных нефтепродуктов (мазуты, масла), емкости для сбора и хранения нефтесодержащих жидкостей (подтоварная вода, нефтешламов, отходов переработки нефти).

Водяные резервуары подразделяются на такие подгруппы, как для питьевой воды, воды технологического назначения и противопожарных запасов.

Прежде всего, исходя из оперативного назначения, выбирается материал для сооружения резервуаров, их конструктивное решение, комплект оборудования, устройств и приборов, принимаются объемы и другие параметры.

По основному используемому для сооружения материалу выделяются резервуары:

- металлические;
- неметаллические (железобетонные, резиноканевые, из синтетических материалов);

- подземные емкости глубокого заложения, созданные по специальной закрытой технологии в соляных отложениях, в тугопластичных пластах или в пластах крупнообломочных пород.

По генеральному конструктивному решению можно выделить такие виды резервуаров:

- цилиндрические (вертикальные, горизонтальные);
- шаровые (сферические);
- прямоугольные или многоугольные в плане;
- в виде оболочек – «подушек»;
- емкости сложных конструктивных форм (каплевидные, торовые, торокаплевидные, многоторовые).

Последняя группа резервуаров сооружалась в единичных количествах для экспериментальных исследований. Практического применения они не нашли.

По расположению резервуаров относительно планировочной высотной отметки территории резервуарного парка различают резервуары следующих групп:

- надземные, когда днище емкости находится выше планировочной отметки $Z_{по}$ (рис. 1.1 а,б);
- наземные, когда отметка днища $Z_д$ равна планировочной отметке $Z_{по}$ или отметке поверхности естественного основания Z_0 (рис. 1.1 в);
- подземные, если разница между $Z_{по}$ и максимальным уровнем Z_{max} продукта в резервуаре равна или больше 0,2 м (рис. 1.1. г).

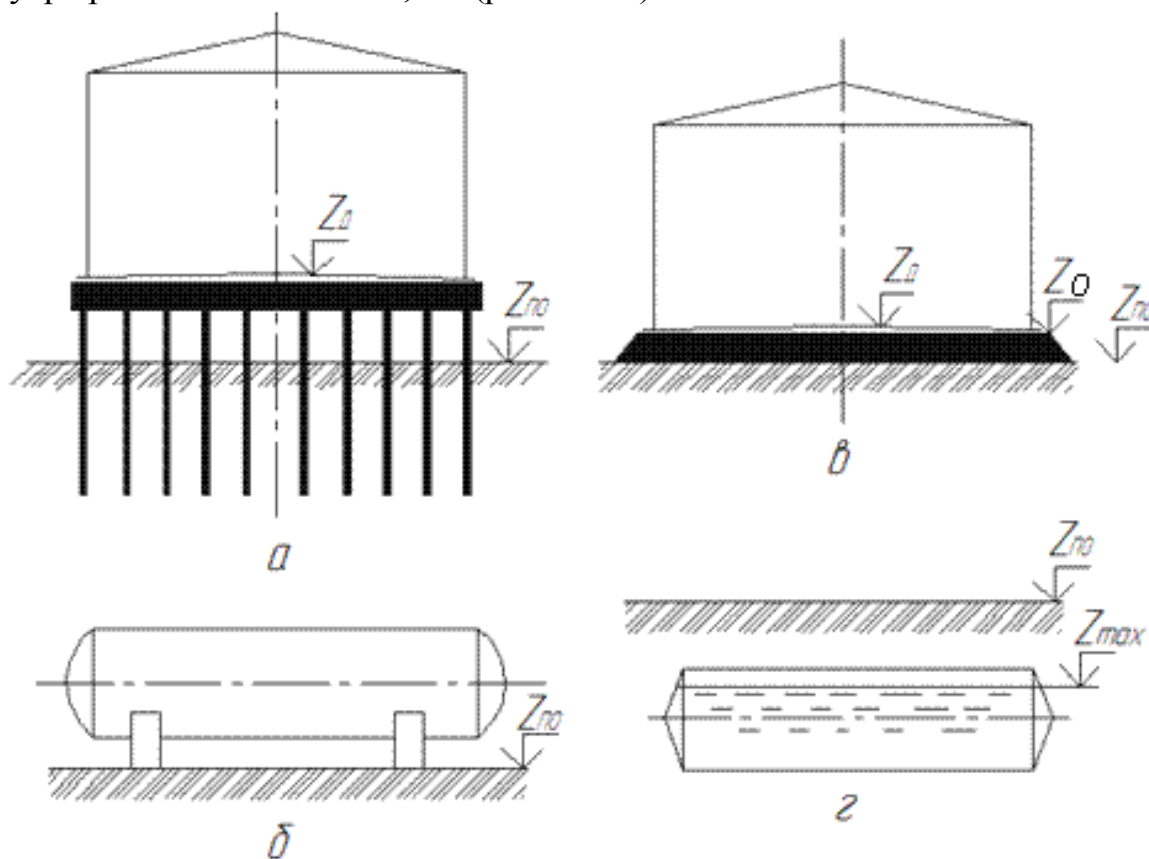


Рис. 1.1 Варианты расположения резервуаров относительно планировочной высотной отметки территории резервуарного парка:
а,б – надземный; в – наземный; г - подземный

В мировой практике используют и подводные резервуары (стационарные или подвижные), стальные или железобетонные, различных геометрических форм (рис. 1.2 а, б).

Отметим еще о группе резервуаров, днище которых располагается ниже $Z_{\text{ПО}}$, но $Z_{\text{ПО}} - Z_{\text{max}} < 0,2$ м. Такие резервуары называются полузаглубленные (полуподземные) или полузаглубленные - в полунасыпи. В таком варианте сооружаются, в основном, стальные цилиндрические горизонтальные и железобетонные резервуары.

По технологическому режиму эксплуатации резервуары характеризуются такими показателями, как оперативное использование, рабочее избыточное и вакуумметрическое давление, рабочий температурный режим.

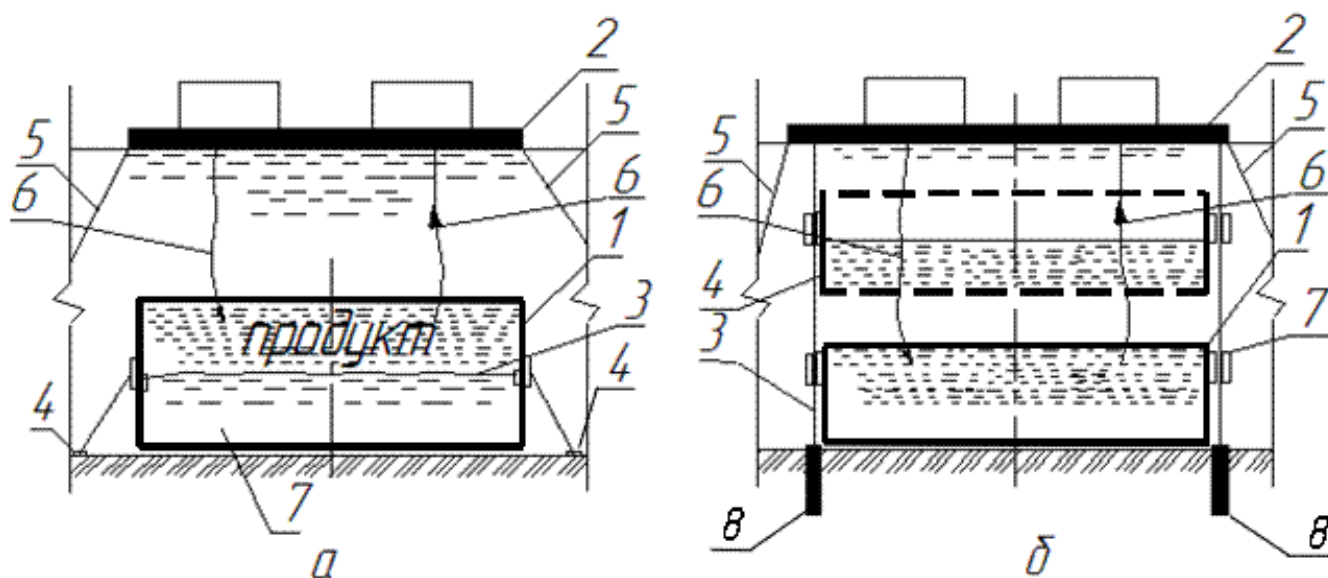


Рис. 1.2 Принципиальные схемы подводных резервуаров:

а – стационарные: 1 – резервуар в подводном положении; 2 – плавающая платформа с насосно-силовым оборудованием; 3 – мембранный клапан-разделитель; 4 – якорь; 5 – растяжки плавающей платформы; 6 – гибкие сливо-наливные трубопроводы; 7 – балластная вода;

б – подвижные: 1 – резервуар, заполненный в нижнем положении; 2 – плавучая платформа с насосно-силовым оборудованием; 3 – направляющие; 4 – резервуар в верхнем положении; 5 – растяжки плавучей платформы; 6 – гибкие сливо-наливные трубопроводы; 7 – направляющие резервуара; 8 – анкерные устройства.

По оперативному использованию выделяют группы резервуаров для длительного хранения, резервуары для смешения, резервуары-отстойники и др.

По величине рабочего избыточного давления p_s различают резервуары:

- атмосферные, $p_s=0$;
- низкого давления, когда $p_s \leq 2,0$ кПа;
- повышенного избыточного давления, когда $2,0 \leq p_s \leq 7,0$ кПа;
- высокого избыточного давления, когда $p_s \geq 7,0$ кПа;

В зависимости от конструкции резервуара и хранимого в нем продукта величина рабочего вакуумметрического давления может быть принята от 0,2 до 2,5 кПа.

Технологические операции слива-налива, хранения осуществляется по одному из следующих температурных режимов:

- при температуре окружающего воздуха;

- с предварительным подогревом продукта (высоковязкие нефтепродукты, в частности при низкой температуре воздуха);

- создавая и поддерживая в резервуаре строго заданную отрицательную температуру (изотермический режим хранения). Для хранения в сжиженном состоянии следующих газов температура в резервуаре должна быть: для пропана $t \leq -42^{\circ}\text{C}$; для этана $t \leq -88,5^{\circ}\text{C}$; для метана $t \leq -162,6^{\circ}\text{C}$.

В соответствии с условиями ПБ 03-605-03 [32] стальные вертикальные цилиндрические резервуары в зависимости от объема и места расположения подразделяются на три класса (уровня) опасности:

Класс I – особо опасные резервуары: объемом 10000 м^3 и более, а также резервуары объемом 5000 м^3 и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;

Класс II - резервуары повышенной опасности: объемом от 5000 до 10000 м^3 ;

Класс III - опасные резервуары: объемом от 100 до 5000 м^3 .

Степень опасности учитывается при проектировании специальными требованиями к материалам, объемами контроля в рабочей документации комплекта монтажного, а также при расчете коэффициентом надежности по назначению.

1.2 Материалы для резервуаров

Эксплуатация резервуаров происходит в таких специфических условиях, как: постоянно изменяющиеся по величине и направлению внешние нагрузки, изменяющиеся в широком диапазоне температура окружающей среды и хранимого продукта, различные формы и величины осадков основания и др. С учетом данных условий эксплуатации к основным и сварочным материалам, используемым при изготовлении и сооружении резервуаров, предъявляются специальные требования. Выбор конкретного вида и марки стали для изготовления (сооружения) конструктивных частей резервуаров осуществляется с учетом степени опасности резервуаров, ответственности и их напряженного состояния.

Например, все конструктивные элементы цилиндрических вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов по требованиям к материалам разделены на основные и вспомогательные группы, а основные – на подгруппы

А и Б [32].

Основные конструкции:

Подгруппа А – стенка; листы окрайки (кольца окраск) днища; люки и патрубки на стенке и усиливающие накладки, привариваемые к стенке; опорное (верхнее) кольцо жесткости;

Подгруппа Б – центральная часть днища, кольца жесткости на стенке, самонесущая (коническая или сферическая) крыша, каркас и настил стационарной крыши, понтон и плавающая крыша, люки и патрубки на крыше, анкерные крепления.

Вспомогательные конструкции: лестницы (шахтные, винтовые, маршевые), переходы, площадки для обслуживания, ограждения и др.

Для всех конструктивных элементов резервуара принимаются марки сталей в зависимости от класса прочности и минимальной расчетной температуры, при ко-

торой гарантируется ударная вязкость. При этом, для основных конструкций подгруппы А должна применяться только спокойные стали, а для основных конструкций подгруппы Б – спокойные или полуспокойные стали. Классы прочности поставляемой углеродистой, низкоуглеродистой сталей для изготовления конструкций подгруппы А должны соответствовать техническим условиям, приведенным в табл. 1.1.

Материалы для выполнения сварных соединений назначаются в соответствии с технологическим процессом изготовления и монтажа резервуара и с выбранными марками сталей для самих конструкций. Необходимо, чтобы сварочные материалы обеспечивали механические свойства и плотность металла шва не ниже свойств основного металла.

Для изготовления (сооружения) листовых конструктивных частей резервуара используются прокатные листы шириной 1500...3000 мм, длиной 6000...12000 мм, толщиной 4 мм и более. Конкретная толщина стенки резервуара по поясам назначается по результатам прочностных расчетов.

Табл. 1.1 Значения температур гарантии ударной вязкости

Класс прочности	Минимальная температура, при которой гарантируется ударная вязкость, °С					
	+ 10	0	- 10	- 15	- 20	- 30
255	С 255 (ВСт3сп) 20,1-40 мм **	С 255 (ВСт3сп) 10,1-20 мм	С 255 (ВСт3сп) 4- 10 мм			
315*			С 315 40,1- 50 мм	С 315 20,1- 40 мм	С 315 4-20 мм	
345					С 345 (09Г2С) 40,1-50 мм	С 345 (09Г2С) 20,1-40 мм
440					(10Г2СБ) 8- 25 мм	
						08Г2БТ-У, 08Г2Б-У 8-16 мм

Заводу резервуарных конструкций листовая сталь должна поставляться с симметричным расположением поля допуска по толщине, либо с несимметричным расположением поля допуска по толщине, но имеющим постоянное предельное нижнее отклонение, равное 0,3 мм [32].

Листовой прокат по точности изготовления должен применяться:

- по толщине: ВТ – высокая, АТ – повышенная;
- по ширине: АШ – повышенная, БШ – нормальная;
- по плоскости: ПО – особо высокая, ПВ – высокая.

Требования к точности по толщине, ширине и длине должны соответствовать ГОСТ 19903-74* «Прокат листовой горячекатаный. Сортамент». В таблицах 1.2 и 1.3 приводятся соответствующие предельные отклонения по толщине листов для симметричного и несимметричного поля допусков при точности ВТ и АТ.

Табл. 1.2 Предельные отклонения по толщине

Толщина, мм	Предельные отклонения по толщине листов для симметричного поля допусков при точности ВТ и АТ при ширине, мм					
	1500		Св. 1500 до 2000		Св. 2000 до 3000	
	ВТ	АТ	ВТ	АТ	ВТ	АТ
От 5 до 10 вкл.	$\pm 0,4$	$\pm 0,45$	$\pm 0,45$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,55$
Св. 10 до 20 вкл.	$\pm 0,4$	$\pm 0,45$	$\pm 0,45$	$\pm 0,5$	$\pm 0,55$	$\pm 0,6$
Св. 20 до 30 вкл.	$\pm 0,4$	$+0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,7$

Табл. 1.3 Предельные отклонения по толщине

Толщина, мм	Предельные отклонения по толщине листов для несимметричного поля допусков при точности ВТ и АТ при ширине, мм					
	1500		Св. 1500 до 2000		Св. 2000 до 3000	
	ВТ	АТ	ВТ	АТ	ВТ	АТ
От 5 до 10 вкл.	$+ 0,5$	$+ 0,6$	$+ 0,6$	$+ 0,7$	$+ 0,7$	$+ 0,8$
	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$
Св. 10 до 20 вкл.	$+ 0,5$	$+ 0,6$	$+ 0,6$	$+ 0,7$	$+ 0,8$	$+ 1,0$
	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$
Св. 20 до 30 вкл.	$+ 0,5$	$+ 0,7$	$+ 0,7$	$+ 0,9$	$+ 0,9$	$+ 1,1$
	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$	$- 0,3$

Листовая сталь для основных элементов конструкций резервуара металлургическим предприятием должна поставляться партиями. Партию составляют листы одной марки стали, одной плавки-ковша, одной толщины, одинаковой технологии, включая режимы прокатки и термической обработки. Листы каждой партии должны сопровождаться документом о качестве, оформленным по требованиям стандарта.

Фасонный прокат, входящий в состав основных элементов конструкций резервуара (элементы несущего каркаса стационарных крыш, опорные кольца и кольца жесткости и др) должен удовлетворять требованиям, предъявляемым к прокатным листам.

2.1 Вертикальные цилиндрические резервуары для нефти и нефтепродуктов

Для хранения нефти и нефтепродуктов, химических жидкостей и газов наиболее широко используются стальные цилиндрические вертикальные (РВС) и горизонтальные (РГС), а так же сферические резервуары.

Рассмотрим принципиальные конструктивные решения этих типов резервуаров.

Вертикальные цилиндрические резервуары в области нефтедобычи, транспорта, переработки и хранения используется уже почти полтора века. Кстати, первый в мире стальной цилиндрический резервуар клепаной конструкции был сооружен в 1878 году в России на Северном Кавказе по проекту русского инженера и ученого В.Г. Шухова. В 1937 году в нашей стране был смонтирован первый сварной РВС и с 1951 года в СССР для нефти и нефтепродуктов сооружали и ныне сооружают только сварные резервуары.

В 1944 году в СССР был установлен стандарт на сварные стальные цилиндрические резервуары – так называемый нормальный ряд объемов, включающий в себе значения 100, 200, 300, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 5000 м³. Позже в этот ряд были включены и значения вместимости 10000, (15000), 20000, 30000 м³. В пятидесятые – первой половине шестидесятых годов для всех стандартных резервуаров были разработаны типовые проекты серии ТП 704/1 (таблица 2.1).

В этот же период были разработаны и введены в использование типовые проекты производства сварочно-монтажных работ по сооружению этих резервуаров.

В 1984-92 годы все проекты серии ТП704/1 пересмотрены с учетом положений и требований СНиП и ТУ на материалы, оборудование, по расчету стальных конструкций и других нормативных документов, введенных в действие в 70-80 годы (табл. 1.2).

Таким образом, до конца XX века в СССР для хранения нефти и нефтепродуктов сооружали только типовые резервуары серии ТП 704/1. Но в 1998 году по инициативе главного автора ТП 704/1 – «ЦНИИПроектстальконструкция» все материалы на типовые РВС были сняты из фонда типовой документации Госстроя РФ. В то же время была начата разработка новых правил проектирования, изготовления и сооружения цилиндрических РВС для нефти и нефтепродуктов. Они были утверждены Госгортехнадзором РФ и введены в действие в июне 2003 г. Эти правила

позволяют запроектировать резервуары с геометрическими размерами, которые предлагает заказчик. В таблице 2.3 приводятся основные параметры цилиндрических РВС объемом от 100 до 50000 м³, которые имеют предпочтительные размеры для изготовления и сооружения в соответствии с новыми Правилами. В то же время отметим, что заводы резервуарных конструкций России и сегодня изготавливают комплекты РВС с геометрическими характеристиками из ТП 704/1 (табл. 2.4), но с полным учетом условий заказчика и требований ПБ 03-605-03.

Табл. 2.1 Техническая характеристика РВС со щитовой крышей (без понтона), изготавливавшихся по типовым проектам ТП 704/1 ЦНИИПроектстальконструкция, введенным в 1962-64 гг.

Нормальный ряд вместимости м ³	Номер типового проекта	Геометрические и массовые параметры				
		Высота стенки, м	Диаметр стенки, м	Наличие центральной строки	Масса, т	Удельный расход металла, кг/м ³
100	704-1-49	5,98	4,73	-	5,44	51,80
200	704-1-50	5,98	6,63	-	7,49	38,50
300	704-1-51	7,45	7,58	-	10,57	31,50
400	704-1-52	7,45	8,53	-	12,36	29,00
700	704-1-53	8,94	10,43	-	17,75	25,36
1000	704-1-54	8,94	12,43	-	26,45	26,45
2000	704-1-55	11,92	15,18	+	48,56	24,28
3000	704-1-56	11,92	18,98	+	67,10	22,37
5000	704-1-67	11,92	20,80	+	100,20	20,04
10000	704-1-68	11,92	34,20	-	220,18	22,02
15000	704-1-69	11,92	39,30	-	295,92	19,73
20000	704-1-70	11,92	45,60	-	390,77	19,54
30000	704-1-74	11,92	45,60	-	492,15	16,60

Примечание:

В таблице приведены значения массы резервуаров для районов с максимальной снеговой и ветровой нагрузками.

Далее рассмотрим, какие принципиальные конструктивные решения имели типовые РВС серии ТП 704/1.

В общем, любой резервуар, как техническое сооружение, имеет следующие конструктивные части:

- искусственное основание различных конструкций или фундамент;
- корпус;
- технологическое оборудование;
- системы обеспечения надежной эксплуатации резервуара.

Корпус РВС в соответствии со сложившейся у заводов-изготовителей терминологией состоит из основных **конструктивных элементов** и **комплектующих конструкций**.

К **основным конструктивным элементам** относятся те конструкции, без наличия которых невозможно сооружение резервуара заданного конструктивного решения с соблюдением комплекса требований по надежной и безопасной его эксплуатации:

- днище;
- стенка;
- стационарная или плавающая крыша;
- люки и патрубки;
- вспомогательные металлические конструкции: лестницы, площадки, ограждения и др.

Табл. 2.2 Техническая характеристика РВС со стационарной крышей (без понтона) по типовым проектам ЦНИИПроектстальконструкции, введенным в 1984-92 гг.

Нормальный ряд вместимости м ³	Номер типового проекта	Геометрические и массовые параметры				
		Высота стенки м	Диаметр стенки м	Наличие центральной строки	Масса, т	Удельный расход металла, кг/м ³
100	704-1-49	5,96	4,73	-	6,60	66,00
200	704-1-50	5,96	6,63	-	9,20	46,00
300	704-1-51	7,45	7,58	-	12,29	40,97
400	704-1-52	7,45	8,53	-	13,99	34,97
700	704-1-53	8,94	10,43	-	19,89	28,41
1000	704-1-166.84	11,92	10,43	-	24,87	24,87
2000	704-1-167.84	11,92	15,18	-	47,78	23,89
3000	704-1-168.84	11,92	18,98	-	72,33	24,11
5000	704-1-169.84	14, 90	20,92	-	105,66	21,13
10000	704-1-170.84	17,88	28,50	-	216,78	21,68
20000	704-1-171.84	17,88	39,90	-	425,67	21,28
30000	704-1-172.84	17,88	45,60	-	556,82	18,56

Примечание:

1. Сведения взяты из каталога «Резервуарные металлоконструкции, изготавливаемые заводами ВПО «СОЮЗСТАЛЬКОНСТРУКЦИЯ», 1987 г.

2. В таблице приведены значения массы резервуаров с максимальной снеговой и ветровой нагрузками.

3. Весь вышеприведенный ряд резервуаров имеет и ТП с понтоном.

4. В номенклатуру РВС, изготавливаемых заводами ВПО ССК входили также РВС для нефти и нефтепродуктов в северном исполнении (704-1-150С...704-1-155С; 704-1-26...704-1-29), РВС для светлых нефтепродуктов с плавающей крышей (704-1-183.86...704-1-190.86), РВС для нефти с плавающей крышей (704-1-187.86...704-1-189.86), стальные резервуары траншейного типа для нефтепродуктов (704-1-193.8...704-1-195.86).

К **комплектующим конструкциям** относятся элементы, обеспечивающие выполнение дополнительных требований технологического проекта резервуара в части удобства эксплуатации и пожарной безопасности:

- молниеприемники и конструкции крепления заземления;
- конструкции для обслуживания пеногенераторов;
- кронштейны трубопроводов пожаротушения и орошения;
- зумпф (прямоток) зачистки донных осадков;
- придонный очистной люк;
- другие конструкции по заданию заказчика.

По проектам серии ТП 704/1 в прошлом резервуары для нефти и нефтепродуктов сооружали в основном трех типов по конструкции:

I – цилиндрические РВС со стационарной конической щитовой крышей (с понтоном или без него, рис. 2.3);

II – цилиндрические РВС со стационарной сферической щитовой крышей (с понтоном или без него, рис. 2.4);

III - цилиндрические РВС с плавающей крышей (рис. 2.5).

Конические крыши применяются для РВС вместимостью до 5000 м³, а сферические – 10000 м³ и более. А плавающие крыши, в принципе, могут быть использованы для РВС любой вместимости. На практике они наиболее эффективно используются для РВС объемом 10000 м³ и более.

Общими для всех типов цилиндрических РВС серии ТП 704/1 являются:

- полотна днища, стенки, настила стационарной крыши, мембранной части понтона и плавающей крыши собираются из листового проката размерами 1500х6000 мм;

- основной способ сооружения этих резервуаров – индустриальный, с предварительным изготовлением полотенщ, укрупненных конструкций и узлов в заводских условиях;

- стенка резервуара – многопоясная, с соединением листов в поясах, поясов между собой встык на сварке; лишь в самый начальный период сооружения типовых РВС применялось нахлесточное соединение поясов между собой (телескопическое соединение);

- стационарные крыши предусмотрены несущие, из щитов трапециевидной формы в плане, изготавливаемых на заводе;

- минимальная толщина стенки по поясам принята равной 4 мм по соображениям обеспечения нормальных условий сварки; смежные пояса стенки толщиной от 5 до 20 мм могут иметь разницу толщины не более 2 мм;

- в стенках всех типов резервуаров устраивается определенное количество люков-лазов и патрубков, места их установки усиливаются накладками (воротниками);

- для резервуаров объемом 10000 м³ и более, сооружаемых в районах с высокой ветровой нагрузкой, предусматриваются кольца жесткости для обеспечения устойчивости стенки. Необходимость их установки определяется расчетами.

Табл. 2.3 Геометрические объемы вертикальных цилиндрических резервуаров рекомендуемого параметрического ряда, м³ [ПБ 03-605-03].

Высота стенки, м	Внутренний диаметр стенки, м																			
	4,73	6,63	7,58	8,53	10,43	12,33	15,18	18,98	20,92	22,80	28,50	34,20	39,90	45,60	50,70	55,80	60,70	66,00	71,10	
6,0	105	207	271	343	513	716	1086	1698	2062	2450										
7,5	132	259	338	429	641	896	1357	2122	2578	3062										
9,0	158	311	406	514	769	1075	1629	2546	3094	3675										
10,5	185	362	474	600	897	1254	1900	2971	3609	4287										
12,0	211	414	542	686	1025	1433	2172	3395	4125	4899	7655	11024	15004	19598	24226	29345	34726	41054	47644	
13,5	237	466	609	771	1153	1612	2443	3820	4640	5512	8612	12402	16880	22047	27255	33014	39066	46186	53600	
14,0											8931	12861	17505	22864	28264	34236	40513	47897		
15,0	264	518	677	857	1282	1791	2715	4244	5156	6124	9569	13779	18755	24497	30283	36682	43407	51318		
16,0											10207	14698	20006	26130	32302	39127	46301			
16,5	290	570	745	943	1410	1970	2986	4668	5671	6737	10526	15157	20631	26947	33311	40350	47748			
18,0	316	621	812	1029	1538	2149	3258	5093	6187	7349	11483	16535	22507	29396	36339	44018	52088			
19,5	343	673	880	1114	1666	2328	3529	5517	6703	7961	12440	17913	24382	31846	39368	47686				
20,0	351	690	903	1143	1709	2388	3620	5659	6875	8166	12759	18373	25007	32663	40377	48909				
21,0	369	725	948	1200	1794	2507	3801	5942	7218	8574	13397	19291	26258	34296	42396	51354				
22,0	387	760	993	1257	1880	2627	3982	6225	7562	8982	14035	20210	27508	35929	44415					
23,0											14673	21129	28758	37562	46434					
24,0											15311	22047	30009	39195	48453					
25,0											15948	22966	31259	40828	50471					

Примечание:

Геометрический объем резервуара определяется объемом внутреннего пространства резервуара на полную высоту стенки.

Полезный объем резервуара определяется объемом продукта при его заливке на проектный уровень.

Резервуары, выделенные курсивом, имеют предпочтительные размеры для изготовления и монтажа.

Резервуары с геометрическим объемом более 50000 м³ должны иметь полезный объем продукта не более 50000 м³.

Табл. 2.4 Технические характеристики РВС, изготавливаемые в соответствии со стандартом API-650.

Наименование	Объем резервуара												
	100	200	300	400	700	1000	2000	3000	5000	10000	20000	30000	50000
Диаметр резервуара, м	4,73	6,63	7,50	8,53	10,43	10,43	15,18	18, 98	20,92	28,50	39,90	45,60	60,70
Высота резервуара, м	5,96	5,96	7,45	7,45	8, 94	11,92	11,92	11,92	14,90	17,88	17,88	17,88	16,00
Масса резервуара, т	8	10	13	15	21	26	48	71	104	225	430	566	995
	10*	13*	17*	19*	26*	33	57*	81*	116*	240*	468*	615*	-
	-	-	-	-	-	40**	63**	84**	120**	240**	425**	-	-
В том числе:													
Масса стенки, т	3	4	6	7	10	13	26	37	58	124	222	286	435
Масса днища, т	1	1	1,5	2	3	3	7	11	16	30	67	91	181
Масса понтона, т	1,6*	2,2*	3*	3*	5*	5*	10*	10*	18*	31*	61*	91*	-
Удельный расход металла, кг/м ³	80,0	50,0	43,3	37,5	30,0	26,0	24, 0	23,7	20,8	22,5	21,5	18,9	19,9

Примечание:

1. Сведения взяты из рекламного буклета АП «Саратовский завод РМК и АП ЦНИИПСК им. Мельникова».
2. * - резервуары со стационарной крышей и понтоном.
3. ** - резервуары с плавающей крышей.
4. Значения удельного расхода металла вычислены автором для РВС со стандартной крышей без понтона.

2.2 Конструкция цилиндрического РВС с конической крышей

Конструкция цилиндрического РВС с конической крышей показана на рис. 2.3. Днище резервуара имеет постоянную толщину с минимальным значением 4 мм. При монтаже днища создается технологический уклон $i=1:50$, $1:100$, или $1:200$, что указывается в проекте.

Стенка РВС в зависимости от объема имеет число поясов от 4 до 8. Толщина стенки каждого пояса определяется расчетом на прочность и устойчивость.

Коническая крыша с углом конусности 8° - 12° состоит из плоских щитов полного заводского изготовления. Число трапециевидных щитов равно от 2 до 20, в центре крыши устанавливается круглый щит. Все щиты между собой и с верхней кромкой стенки на окантовочном уголке соединяются на сварке. Рядом с резервуаром на отдельном фундаменте устанавливается лестница шахтного типа.

2.3 Конструкция цилиндрического РВС со сферической крышей

Конструкция цилиндрического РВС со сферической крышей показана на рис. 2.4. Днище резервуара состоит из кольца окраек и центральной части. Толщина листов кольца окраек, на которое опирается стенка, больше толщины центральной части ($t_{окр}=9-12$ мм, $t_{ц.ч.}=6-8$ мм). Технологический уклон днища принят равным $1:100$.

Число поясов в стенке равно 8-12, толщина стенки поясов устанавливается расчетом на прочность и устойчивость.

Сферическая крыша состоит из отдельных трапециевидных в плане щитов заводского изготовления с определенной радиальной кривизной. Число щитов $n=28$ для РВС-10000, $n=36$ для РВС-20000, $n=24$ для РВС-30000. Сферическая крыша со стенкой соединяется через опорное кольцо жесткости.

2.4 Конструкция цилиндрического РВС с плавающей крышей (РВСПК)

Конструкция цилиндрического РВС с плавающей крышей показана на рис. 2.5. Для крупных резервуаров (объемом 10000 и более), сооружаемых в районах с нормативным значением снеговой нагрузки не более 1,5 кПа и технически, и технологически эффективным является устройство плавающих крыш.

Плавающие крыши могут быть следующих типов:

- однодечной конструкции (однодисковые) с герметичными коробами, расположенными по периметру;
- двудечной конструкции (двухдисковые), состоящие из герметичных коробов, которые образуют всю поверхность крыши;
- поплавкового типа.

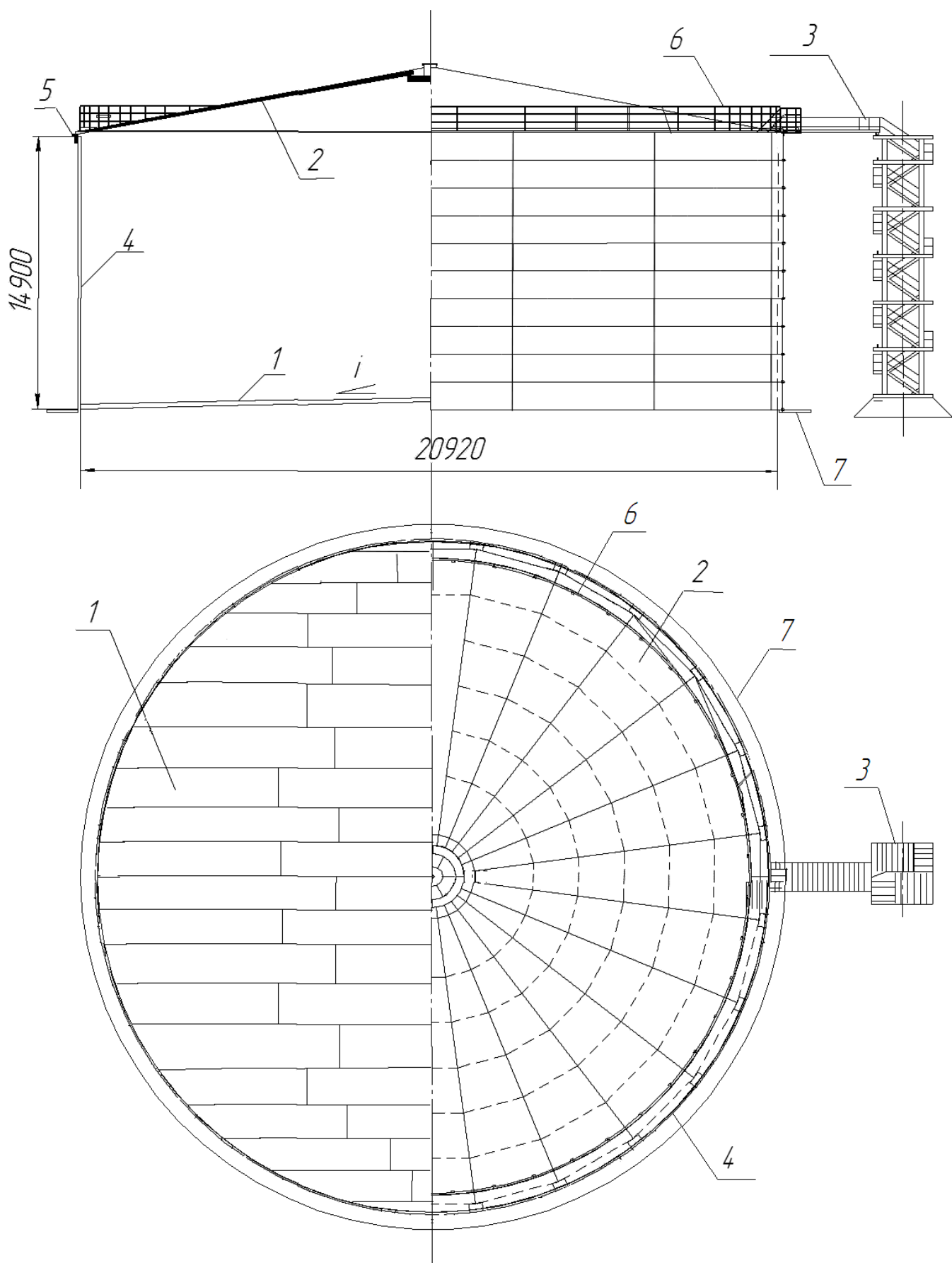


Рис. 2.3 Вертикальный цилиндрический резервуар РВС-5000 серии ТП 704/1 со стационарной конической щитовой крышей:

1 – днище; 2 – крыша; 3 – шахтная лестница; 4 – стенка; 5 – окантовочный уголок; (технологическое оборудование не показано); 6 – ограждение на крыше; 7 – окрайка днища

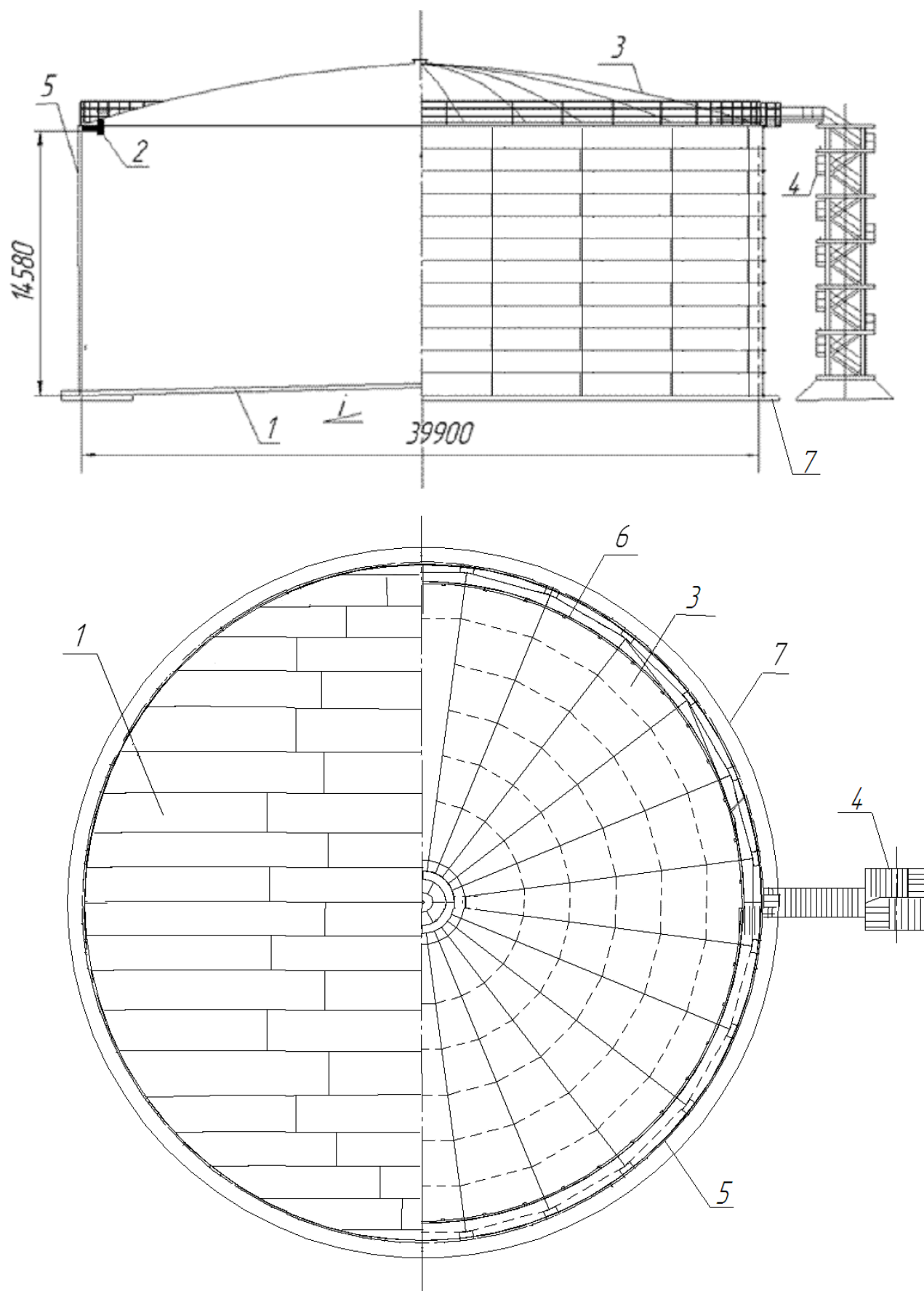


Рис. 2.4 Вертикальный цилиндрический резервуар объемом 20000 м³ с понтон-ном серии ТП 704/1

1 – днище; 2 – опорное кольцо жесткости; 3 – сферическая крыша; 4 – шахтная лестница; 5 – стенка резервуара; 6 – ограждение на крыше; 7 – окрайка днища

Плавающие крыши двудечной конструкции характеризуются большей непотопляемостью и высокой жесткостью, чем однодечные. Но они более металлоемкие и трудоемкие в изготовлении и монтаже. По проектам серии ТП 704/1 в основном предусматривалось сооружение однодечных плавающих крыш. Они состоят из тонколистовой центральной части и периферийного понтонного закрытого кольца, образованного рядом герметичных коробов. Между стенками плавающей крыши и самого резервуара предусмотрен зазор в 200-275мм. Этот зазор уплотняется специальными затворами, чтобы не происходило испарение продукта со свободной его поверхности в зазоре. Затворы, различные по конструкции, могут быть двух типов: жесткие или мягкие (рис. 2.6). Затворы мягкого типа имеют уплотнитель из бензостойкой резины, полимеров, плотной синтетической ткани, полиуретана, эластичной пористой пластмассы или других материалов.

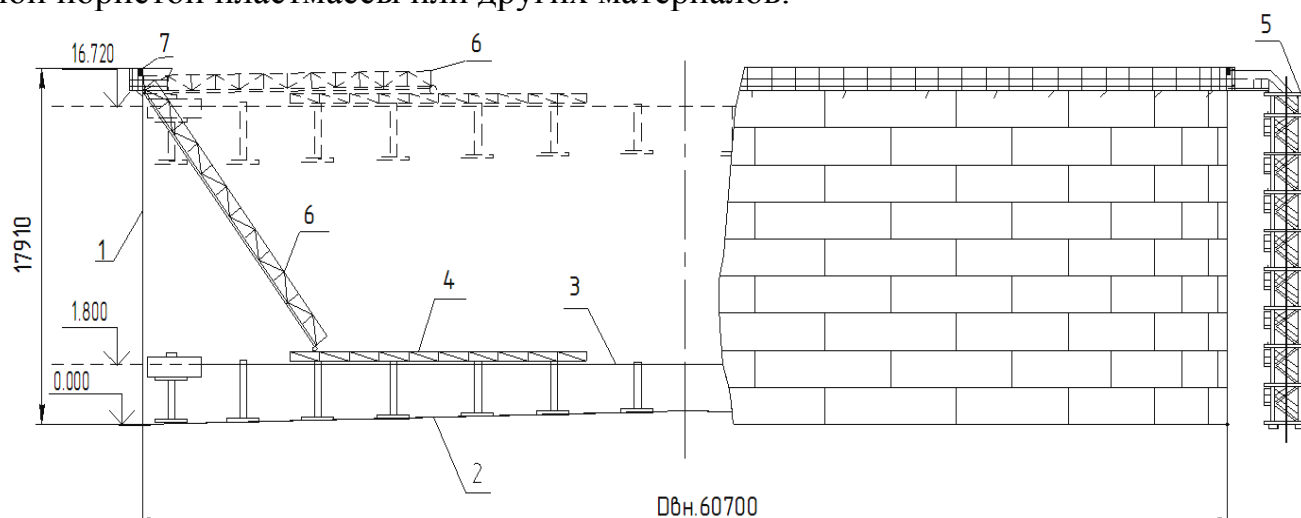


Рис. 2.5 Конструкция цилиндрического РВСПК-50000

1 – стенка; 2 – днище; 3 – плавающая крыша; 4 – искусственное основание; 5 – рельсовая дорожка; 6 – шахтная лестница; 7 – катучая лестница; 8 – кольцо жесткости

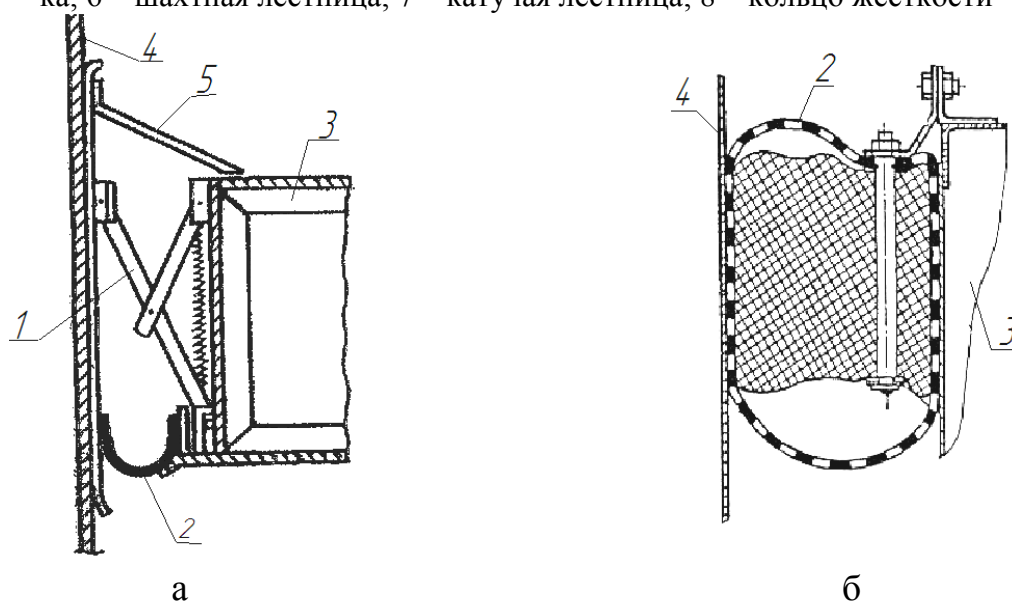


Рис. 2.6 Уплотняющие затворы

а – жесткого типа; б – мягкого типа;

1 – рычажно-пружинный механизм; 2 – резиноканевое уплотнение; 3 – герметичный короб плавающей крыши; 4 – стенка резервуара; 5 – защитный щиток

Для обеспечения стока дождевых и талых вод центральная часть плавающей крыши имеет уклон к центру. Удаление воды с поверхности крыши производится через гибкие шланги или систему шарнирно-соединенных труб диаметром 75-150 мм.

Чтобы придать стенке открытого сверху резервуара необходимую жесткость и устойчивость, в пределах верхнего пояса устанавливается кольцо жесткости шириной не менее 800 мм. Оно одновременно является и площадкой для обслуживания резервуара в процессе эксплуатации. Для подъема на кольцевую площадку снаружи резервуара устанавливается шахтная или винтовая лестница. Спуск на ПК осуществляется по катушей лестнице. Она имеет верхнее шарнирное закрепление к стенке резервуара и нижние ролики, перемещающиеся по направляющим рельсам, смонтированным на ПК. Катучая лестница имеет боковые ограждения и самовыравнивающиеся ступени.

ПК имеют опорные стойки из труб диаметром 150-200 мм для фиксирования крыши в нижнем положении на высоте 1800-2000 мм. Стойки размещают равномерно по всей площади крыши по концентрическим окружностям. Для распределения нагрузок, передаваемых опорными стойками на днище резервуара, под ними укладывают стальные пластины толщиной 6-8 мм и приваривают их к днищу резервуара. К ПК опорные стойки прикрепляются в стаканах, смонтированных на поверхности крыши.

Для исключения вращения ПК при сливо-наливных операциях используют две направляющие стойки из труб диаметром 200-300 мм, установленные в периферийной зоне крыши на одной диаметральной линии. В этих трубах-стойках обычно располагают устройства для отбора проб и измерения уровня продукта.

На плавающей крыше устраивают люк-лаз, вентиляционные люки, предохранительные клапаны и другое оборудование в соответствии с проектом.

В резервуарах со стационарной крышей для сокращения потерь продуктов от испарения часто устанавливают понтоны. Рекомендуемые конструктивные варианты понтонов множество, однако на практике в основном используются металлические понтоны однодечной конструкции, идентичные плавающим крышам (рис. 2.7). В настоящее время в практику резервуаростроения внедряются понтоны облегченной конструкции, состоящие из алюминиевой мембраны, поддерживаемые поплавками из пенопласта. Подробнее о понтонах в РВС рассказывается в главе 3.

2.5 Новые тенденции в проектировании и сооружении цилиндрических резервуаров

По «Правилам устройства вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» (ПБ-03-605-03) предусматривается проектирование и сооружение следующих типов РВС по конструкции:

- со стационарной самонесущей конической крышей;
- со стационарной несущей (каркасной) конической крышей;
- со стационарной самонесущей купольной крышей;
- со стационарной несущей (каркасной) купольной крышей;
- с плавающей крышей.

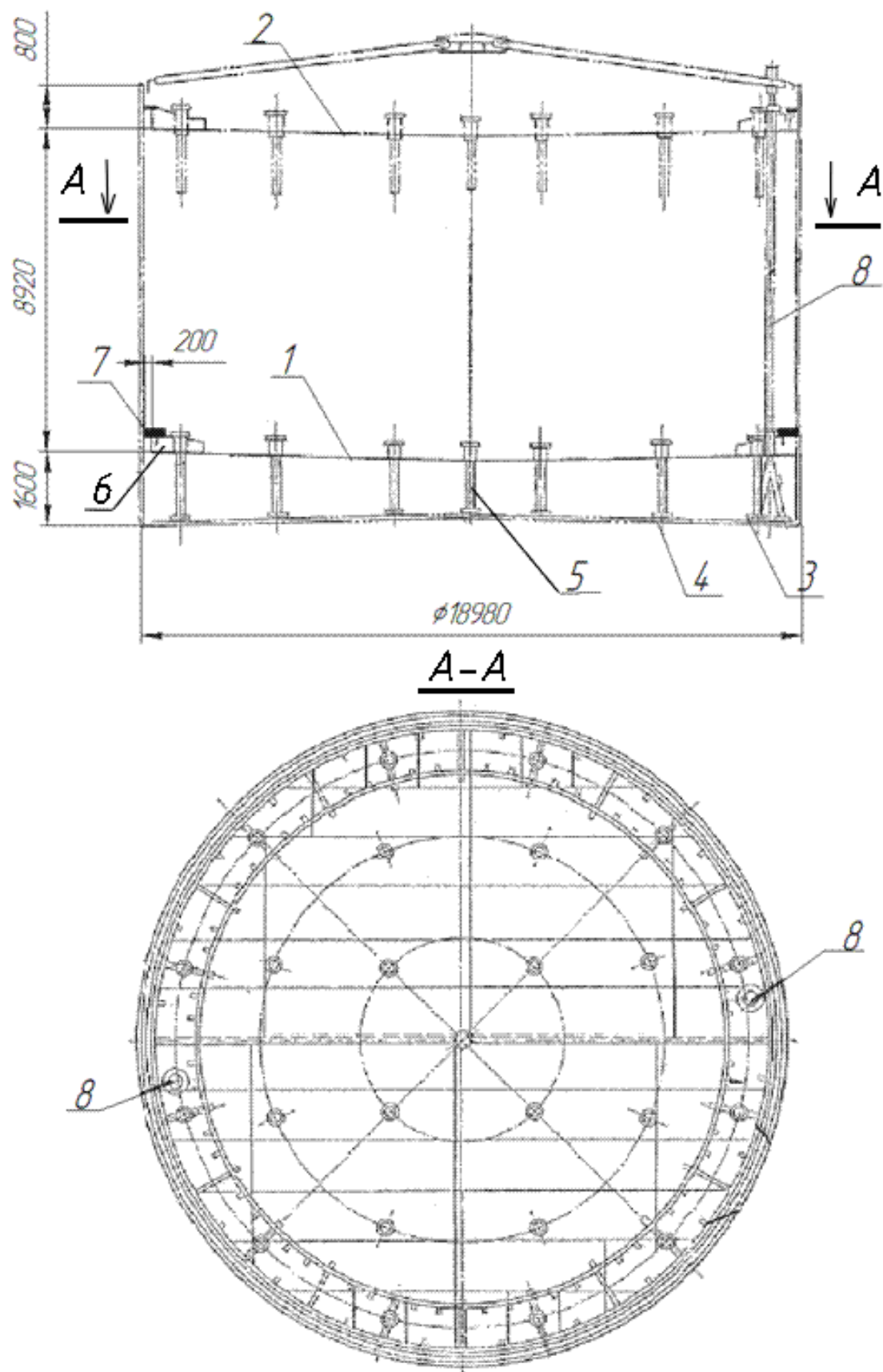


Рис. 2.7 Однодечный понтон на РВС-5000

1 – положение понтона на опорах; 2 – высшее положение понтона; 3 - днище; 4 – опоры под стойки; 6 – герметичное кольцо; 7 – уплотняющий затвор; 8 – направляющие трубы.

Разрешено применение крыш других конструкций при условии выполнения общих требований ПБ 03-605-03. В настоящее время в практику сооружения РВС внедряются купольные крыши облегченной конструкции с сетчатым каркасом и настилом из алюминиевых сплавов. Предусматривается для всех этих типов резервуаров конструктивный вариант с защитной стенкой.

Все типы крыш по периметру опираются на стенку резервуара с использованием опорного кольца жесткости различной конструкции, принятого по расчету.

2.6 РВС с самонесущей конической крышей

РВС с самонесущей (бескаркасной) конической крышей (рис. 2.8, а) рекомендуется сооружать объемом от 100 до 1000 м³ диаметром не более 9,5 м. Основной метод их сооружения – из рулонированных полотнищ заводского изготовления. Днище предусмотрено плоское, из листов одной толщины, равной 5 мм, включая припуск на коррозию. Высота стенки может достигать 22м. Для изготовления полотнища стенки резервуара любого объема используются прокатные листы шириной 1,5; 2,0; 2,5; 3,0м и длиной от 6 до 12м. По требованию заказчика может быть принят вариант полистовой сборки.

Бескаркасная коническая крыша при толщине листов до 7 мм изготавливается на заводе в виде рулонированного полотнища (рис. 2.8, в). При толщине листов более 7 мм полотнища крыши собирается на стенде и сваривается двухсторонними стыковыми швами на монтаже. Максимальный и минимальный углы наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должны составлять 30° и 15° соответственно. Толщина крыши рассчитывается по условию её устойчивости.

Узел крепления крыши к верху стенки может выполняться по одному из вариантов, представленных на рис. 8, а. Минимальный размер кольцевого уголка должен быть 65х5мм.

2.7 РВС с несущей конической крышей

РВС с несущей (каркасной) конической крышей (рис. 2.9, а) рекомендуется сооружать объемом от 1000 до 5000 м³ включительно. Днище этих резервуаров предусмотрено с пологоконическим уклоном от центра к периферии величиной 1:100. Конструктивно оно состоит из центральной части и кольца окраек. Номинальная толщина центральной части днища должна быть принята не менее 4 мм, исключая припуск на коррозию. А толщина кольцевых окраек назначается с учетом рассчитанной толщины первого пояса стенки (табл. 2.5).

Табл. 2.5 Значение номинальной толщины кольцевой окрайки

Толщина нижнего пояса стенки резервуара, мм	Минимальная толщина кольцевой окрайки, мм
До 7 вкл.	6
8 - 11 вкл.	7
12 - 16 вкл.	9
17 - 20 вкл.	12
20 - 26 вкл.	14
свыше 26	16

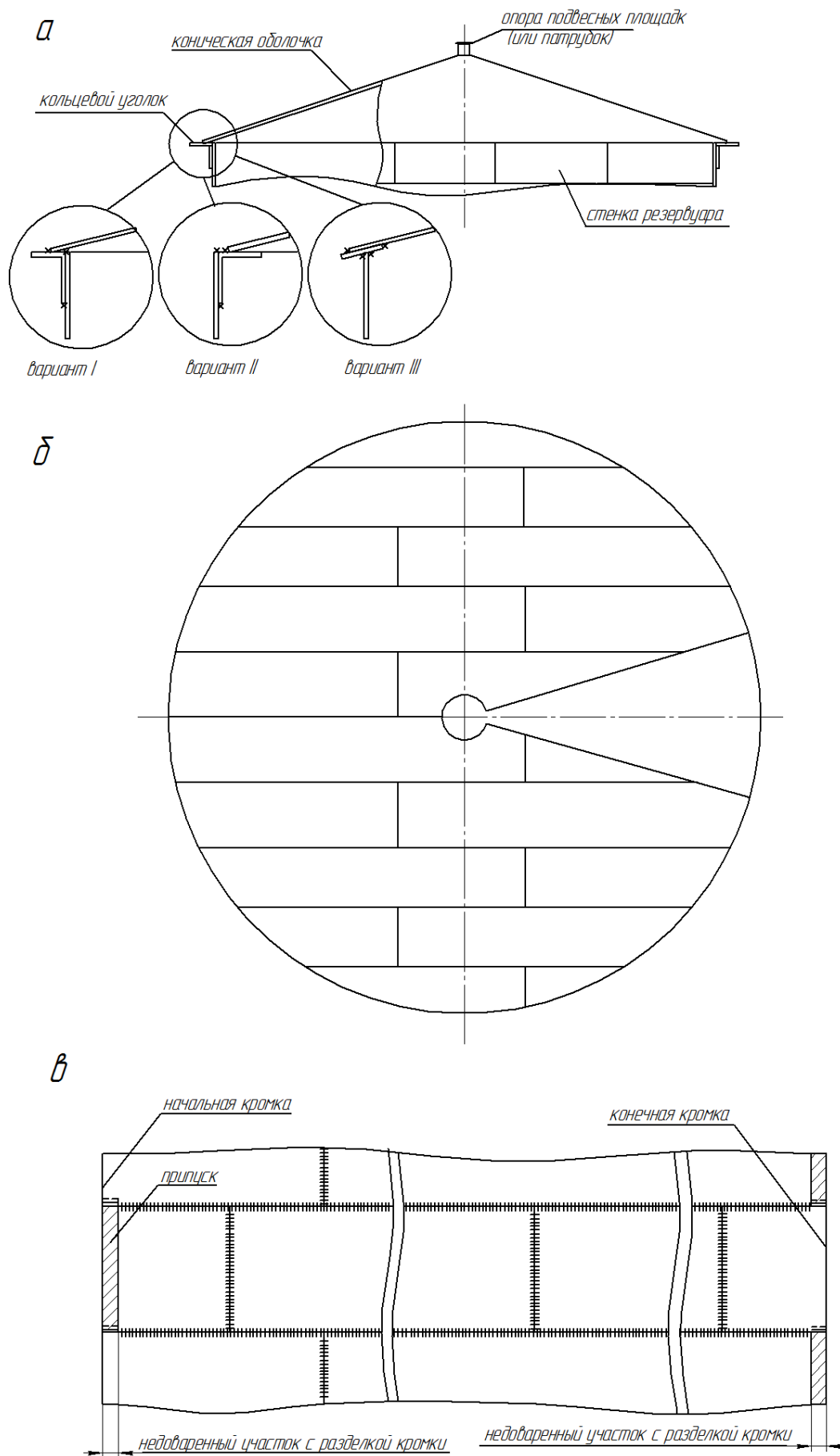


Рис. 2.8 Цилиндрический РВС с самонесущей (бескаркасной) крышей:
 а – схема крыши и варианты опирания крыши на стенку; б – полотнище крыши; в – фрагмент полотнища стенки

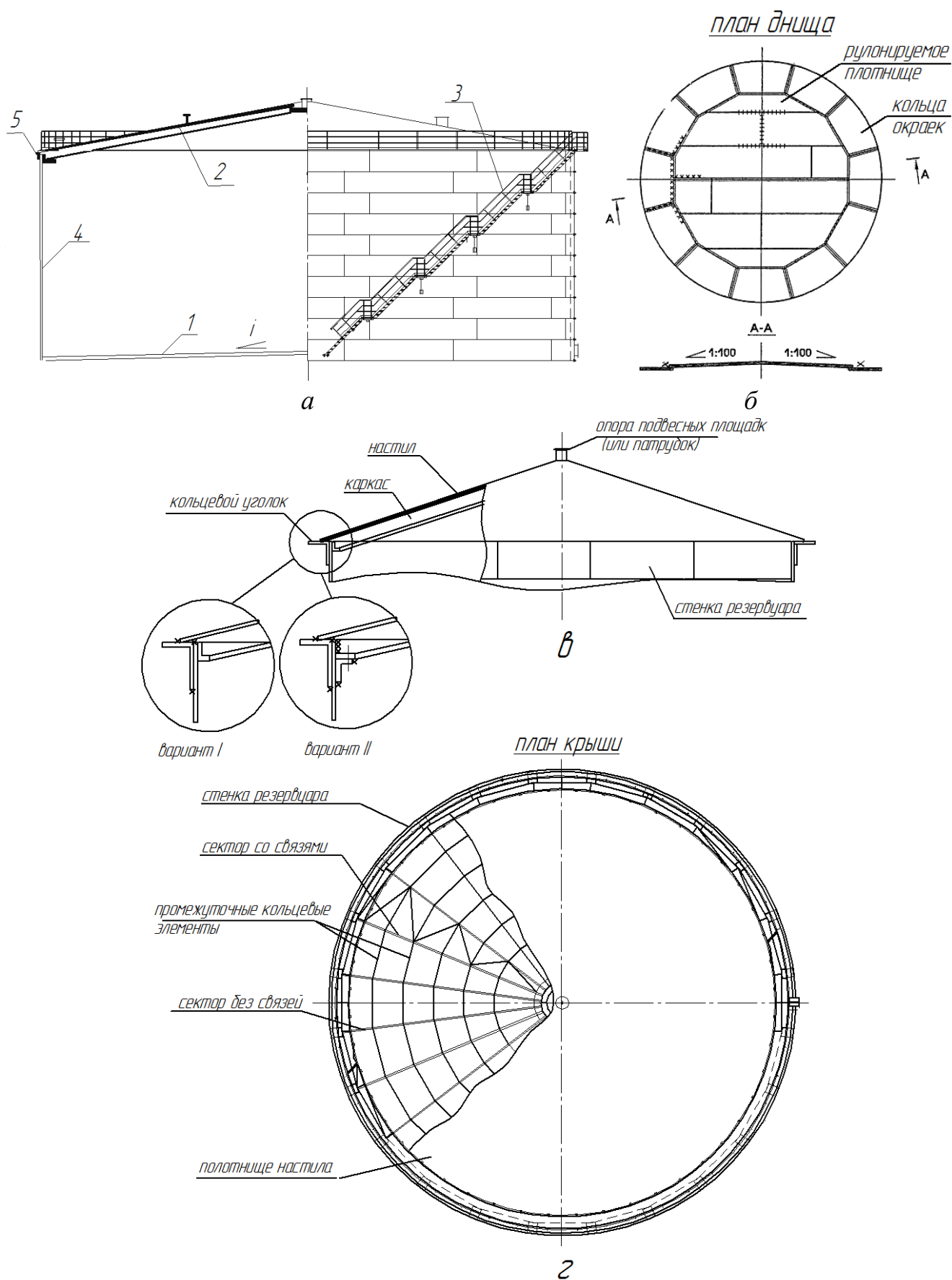


Рис. 2.9 Цилиндрический РВС с несущей (каркасной) конической крышей:
 а – общий вид; б – план дна; в – схема крыши и варианты опирания её на стенку; г – план
 крыши
 1 – днище; 2 – крыша; 3 – винтовая лестница; 4 – стенка; 5 – кольцевой уголок

Центральная часть днища, так же как и стенка, может быть выполнена как в полистовом, так и в рулонном исполнении.

Полистовая сборка стенки применяется для резервуаров с толщиной нижнего пояса свыше 18 мм, а также по требованию заказчика – для резервуаров всех типов-размеров. Рулонизируемые полотнища стенки имеют прямоугольную форму с разбежкой заводских вертикальных стыков и прямолинейными начальной и конечной кромками. Продольные швы в зоне этих кромок имеют недоваренные участки с подготовленной разделкой для сварки зубчатого монтажного стыка (рис. 2.10). Зубчатый монтажный стык стенки образуется путем обрезки технологического припуска полотнища, ширина которого составляет 150...300мм.

Каркасные конические крыши рекомендуются двух типов:

- щитовые в традиционном варианте, о которых говорилось выше;
- с настилом, не приваренным к несущему каркасу.

Такая крыша состоит из изготовленных на заводе секторных каркасов

(рис. 2.9, б), кольцевых элементов (балок) каркаса, центрального щита и рулонизируемых полотнищ настила. Монтаж секторов каркаса выполняется по мере разворачивания рулона стенки или же после полного монтажа стенки полистовой сборкой. Настил крыши укладывается на полностью собранный каркас и приваривается по периметру уторного уголка стенки. Крепление полотнищ настила к элементам каркаса не допускается.

Уклон образующей крыши к горизонтальной плоскости принимается в пределах $i=1:12 \dots 1:6$.

2.8 Цилиндрический РВС с самонесущей купольной крышей

Цилиндрический РВС с самонесущей купольной крышей (рис. 2.11). Такие резервуары рекомендуется сооружать объемом свыше 1000 м³ до 5000м³ при толщине гладкой купольной (сферической) оболочки толщиной от 5 до 10 мм. Радиус сферической поверхности принят в пределах 0,8D-1,5D, где D – диаметр стенки резервуара.

Сферическая оболочка образуется из сваренных на заводе лепестков двоякой кривизны, собираемых в оболочку перед непосредственным монтажом на специальном кондукторе из вальцованных деталей.

Конструктивные решения днища и стенки такие же, что и для РВС с конической крышей.

2.9 Цилиндрический РВС с каркасной купольной крышей

Цилиндрический РВС с каркасной купольной крышей (рис. 2.12) рекомендуется сооружать объемом свыше 5000 м³. Каркасные купольные крыши могут изготавливаться в виде комплекта щитов (традиционный вариант) или отдельно из элементов каркаса и листов настила. В последнем случае каркас состоит радиальных основных и промежуточных балок, кольцевых элементов и связей, центрального щита. Настил свободно укладывается на каркас, по периметру соединяется со стенкой через кольцо жесткости. Кольцо жесткости воспринимает распорные усилия от крыши и обеспечивает фиксацию и неизменяемость геометрической формы при монтаже.

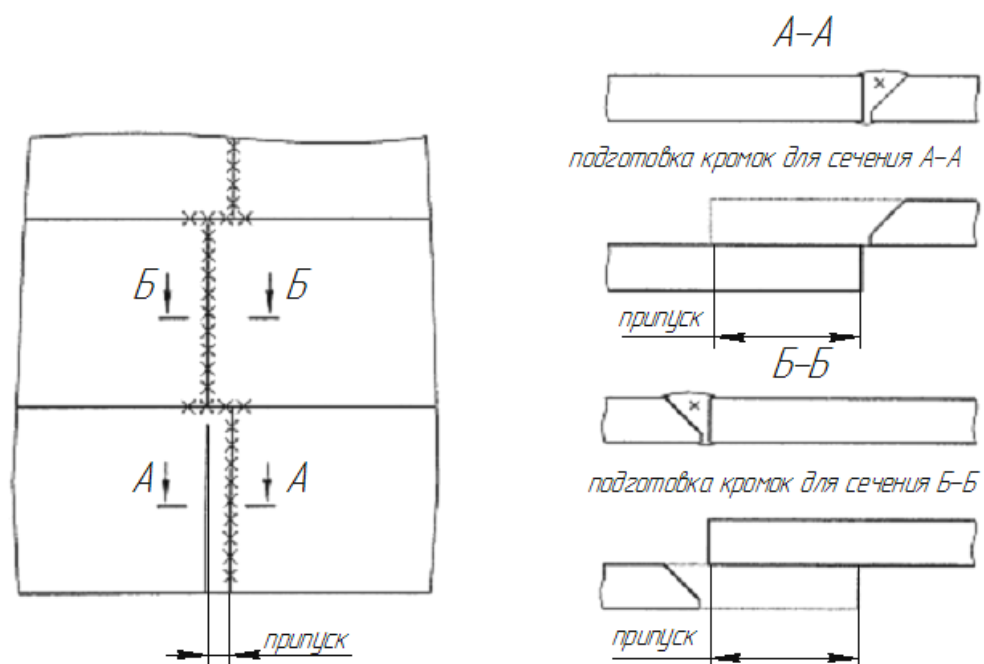


Рис. 2.10 Конструкция зубчатого (ступенчатого) монтажного стыка

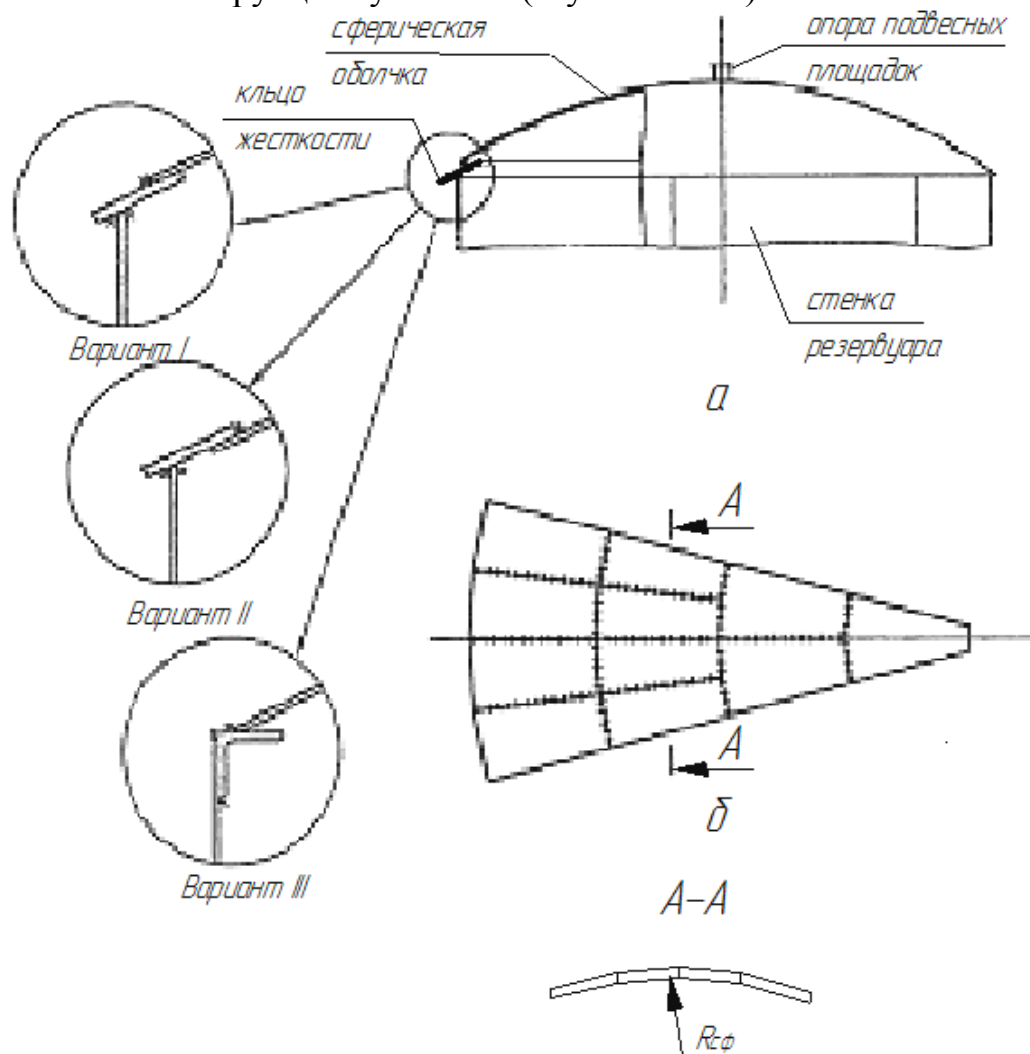
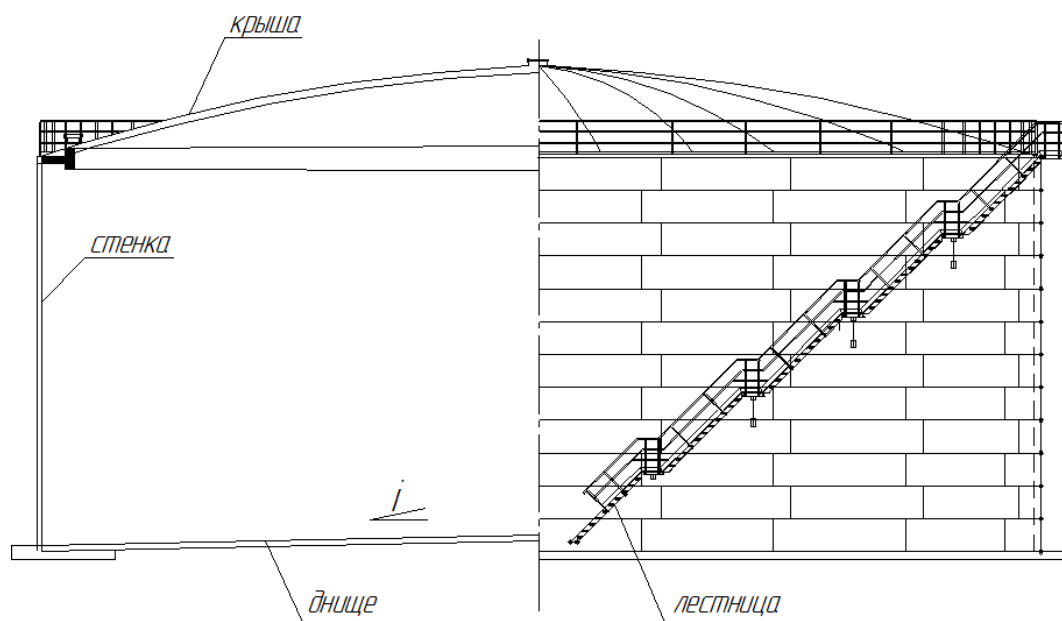
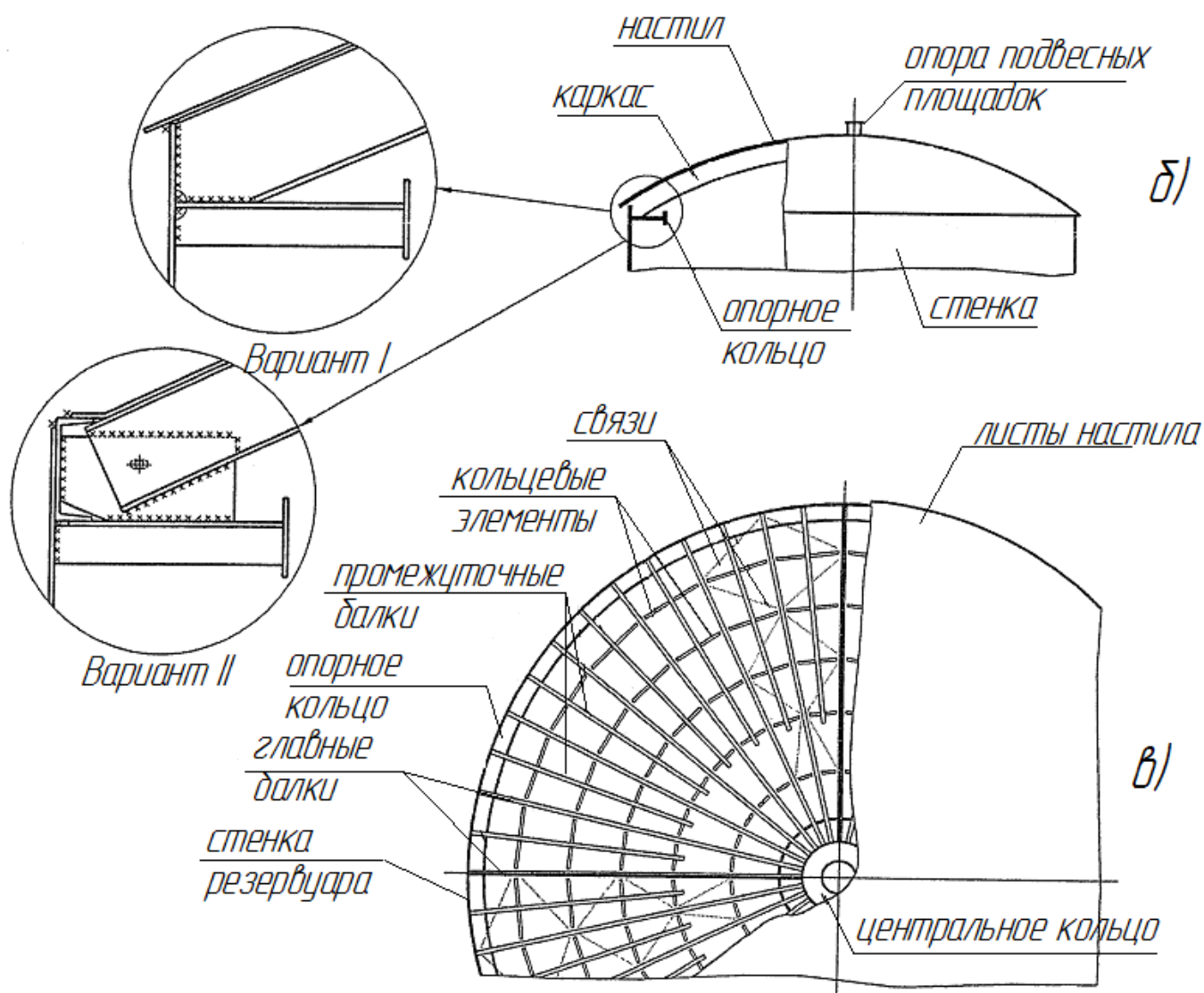


Рис. 2.11 Схема купольной (сферической) бескаркасной крыши:
а – общий вид крыши и варианты опирания её на стенку; б – план отдельного лепестка крыши.



a)



б)

в)

Рис. 2.12 Схема цилиндрического резервуара с купольной (сферической) каркасной крышей:

а – общий вид; б – схема крыши; в – фрагмент плана крыши

В последнее время разработаны и постепенно внедряются в практику более эффективные конструкции купольных (сферических) крыш: сетчатые купола конструкции ВНИИМонтажспецстроя, собираемые из унифицированных щитов пяти типоразмеров (рис. 2.13), алюминиевые купола, состоящие из сетчатого каркаса, собираемого из стержней на высокопрочных болтах и настила из алюминиевого сплава. Настил к элементам каркаса крепится внахлест самонарезающими винтами (рис. 2.14).

Гарантийный срок службы алюминиевых куполов в среднеагрессивной среде составляет около 25 лет без капитального ремонта, что намного выше срока эксплуатации стальных купольных крыш. А масса купольной крыши из алюминиевых сплавов почти в 5 раз меньше массы стальной крыши тех же параметров.

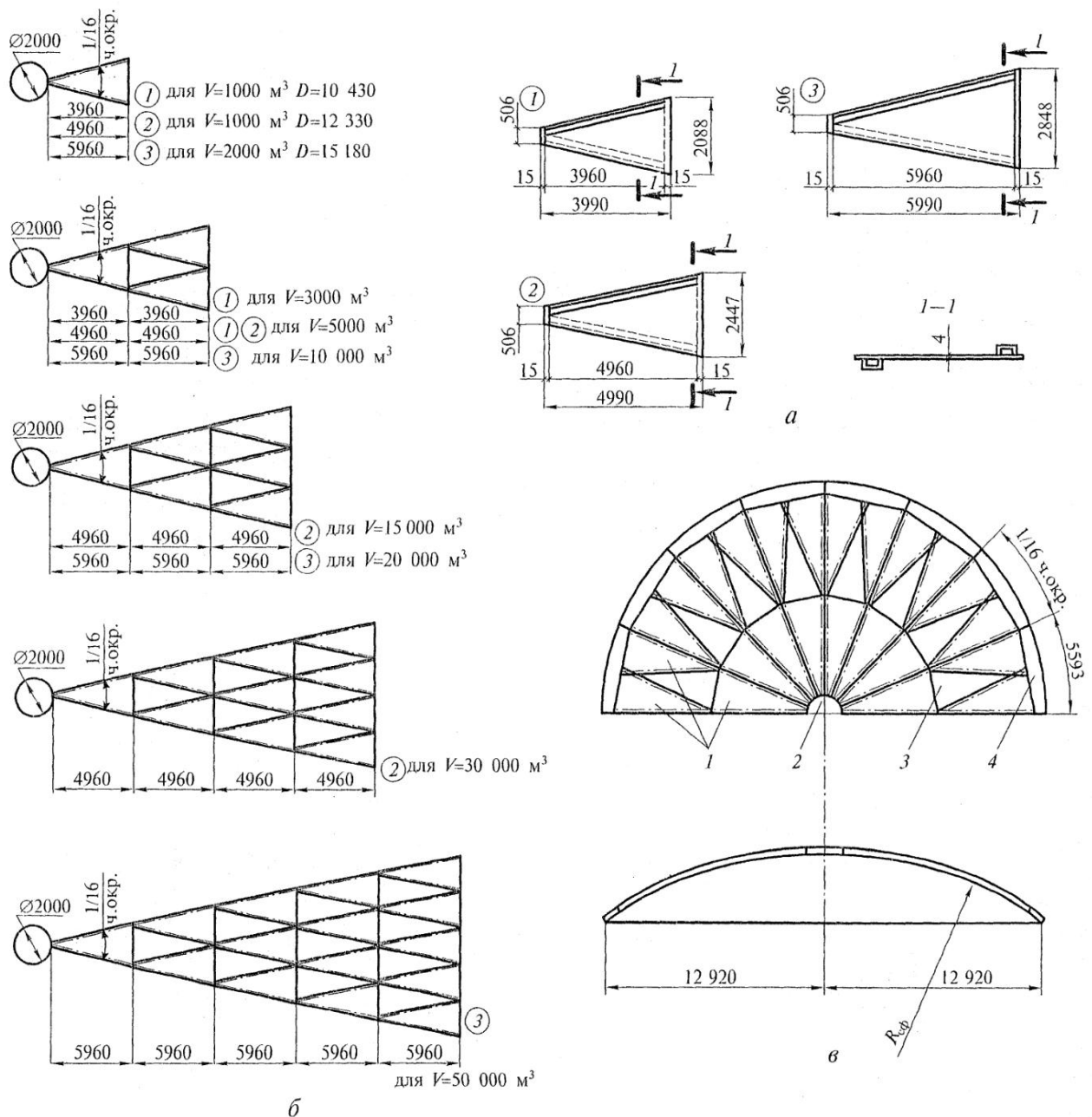


Рис. 2.13 Сферический купол резервуара из унифицированных элементов:

а — унифицированные щиты; б — укрупненные секторные монтажные блоки куполов резервуаров объемом от 1000 до 50000 м³; в — схема купола резервуара объемом 10000 м³; 1 — унифицированные щиты; 2 — центральное кольцо; 3 — листовая вставка; 4 — опорное кольцо

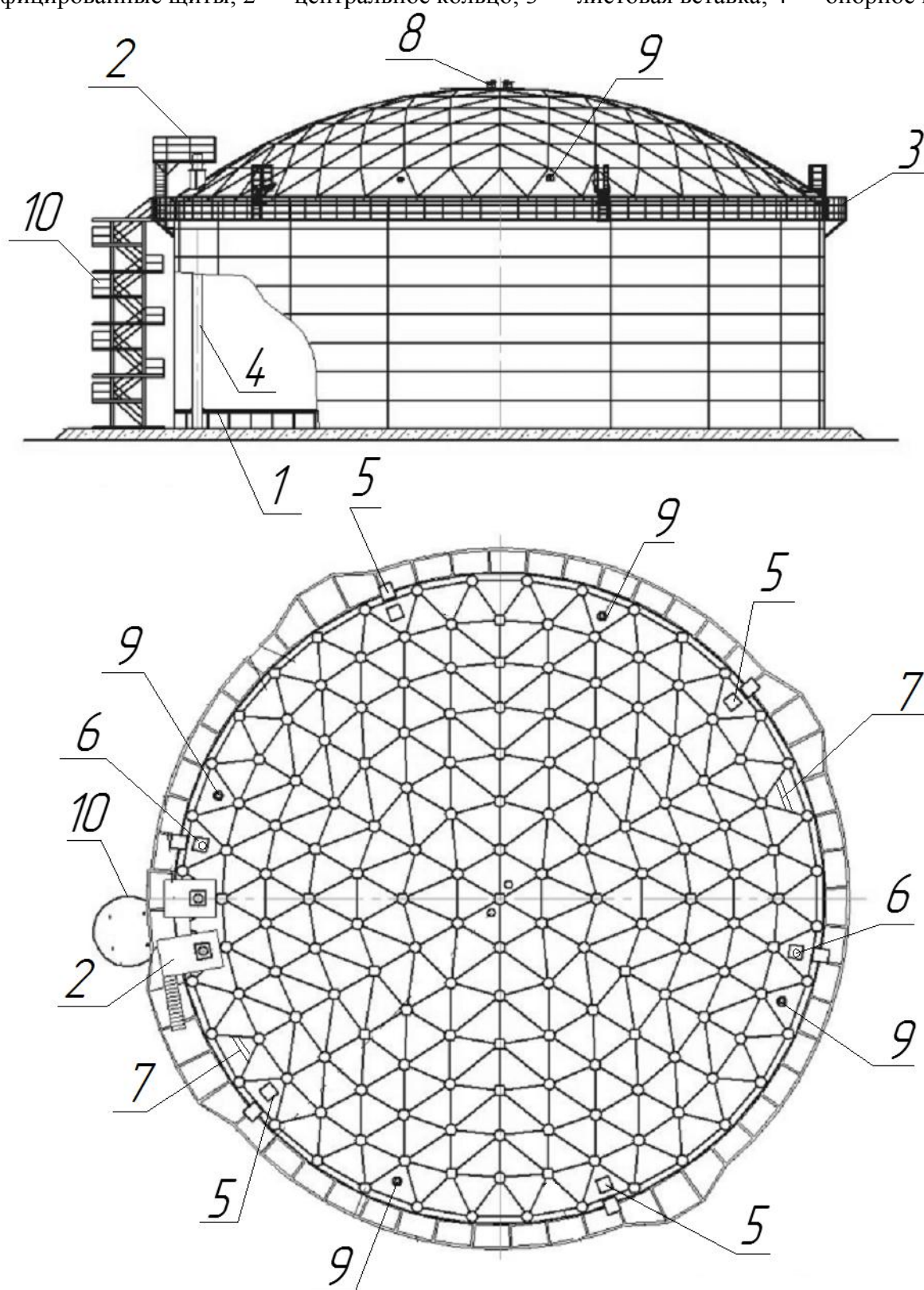


Рис. 2.14 Цилиндрический РВС с купольной крышей и понтоном из алюминиевых сплавов

1 – понтон алюминиевый; 2 – площадка обслуживания направляющих; 3 – кольцевая площадка; 5 – смотровой люк; 6 – световой люк; 7 – патрубок противоповоротного устройства; 8 – вентиляционные патрубки центральные; 9 – вентиляционные патрубки периферийные; 10 – лестница

2.10 Цилиндрический РВС с плавающей крышей

По положениям ПБ-03-605-03 РВСПК принципиальных конструктивных изменений не претерпели. Однако, если в проектах серии ТП704/1 в основном предусматривалось использование однодечных ПК, то в новых правилах рекомендуется при прочих одинаковых условиях отдать предпочтение двудечным ПК (рис. 2.15). Притом, они могут быть собраны на монтаже из отдельных элементов и деталей, или же, из унифицированных коробов заводского изготовления. Применение таких коробов сокращает объем монтажной сборки и сварки более чем на 40 % по сравнению с традиционным вариантом.

В целом, преимуществами двудечных ПК по сравнению с однодечными являются:

- повышенная жесткость ПК, обеспечивающая восприятия максимальных снеговых, ветровых и сейсмических нагрузок;
- увеличенная плавучесть крыши за счет расположения герметичных отсеков по всей площади резервуара;
- исключение попадания продукта на верхнюю деку крыши при нарушении герметичности водоспуска (обратный клапан на заборном устройстве водоспуска отсутствует);
- наличие аварийных водоспусков на поверхности крыши, исключающих перегрузку и затопление крыши ливневыми водами при выходе из строя основного водоспуска;
- уменьшение нагрева верхних слоев продукта солнечной радиацией и сокращение, тем самым, потерь от испарения.

2.11 Цилиндрические РВС с защитной стенкой

Цилиндрические РВС с защитной стенкой (рис. 2.16) состоят из основного – внутреннего рабочего резервуара, предназначенного для хранения продукта и защитного – наружного резервуара, предназначенного для удержания продукта в случае аварии и нарушения герметичности рабочего резервуара.

Основной резервуар любого объема может выполняться со стационарной или плавающей крышами.

Защитный резервуар выполняется в виде открытого «стакана», в который устанавливается основной резервуар. При наличии над защитным резервуаром атмосферного козырька, перекрывающего межстенное пространство между резервуарами, должна быть обеспечена вентиляция этого пространства путем установки вентиляционных патрубков в стенке защитного резервуара с шагом не более 10 м друг от друга. Высота стенки защитного резервуара должна составлять не менее 80 % от высоты стенки основного.

Диаметр защитного резервуара назначается с таким расчетом, чтобы в случае нарушения герметичности основного резервуара и перетекания части продукта, уровень его в защитном резервуаре был на 1 м ниже верха стенки этого резервуара. Ширина межстенного пространства должна быть не менее 1,5 м.

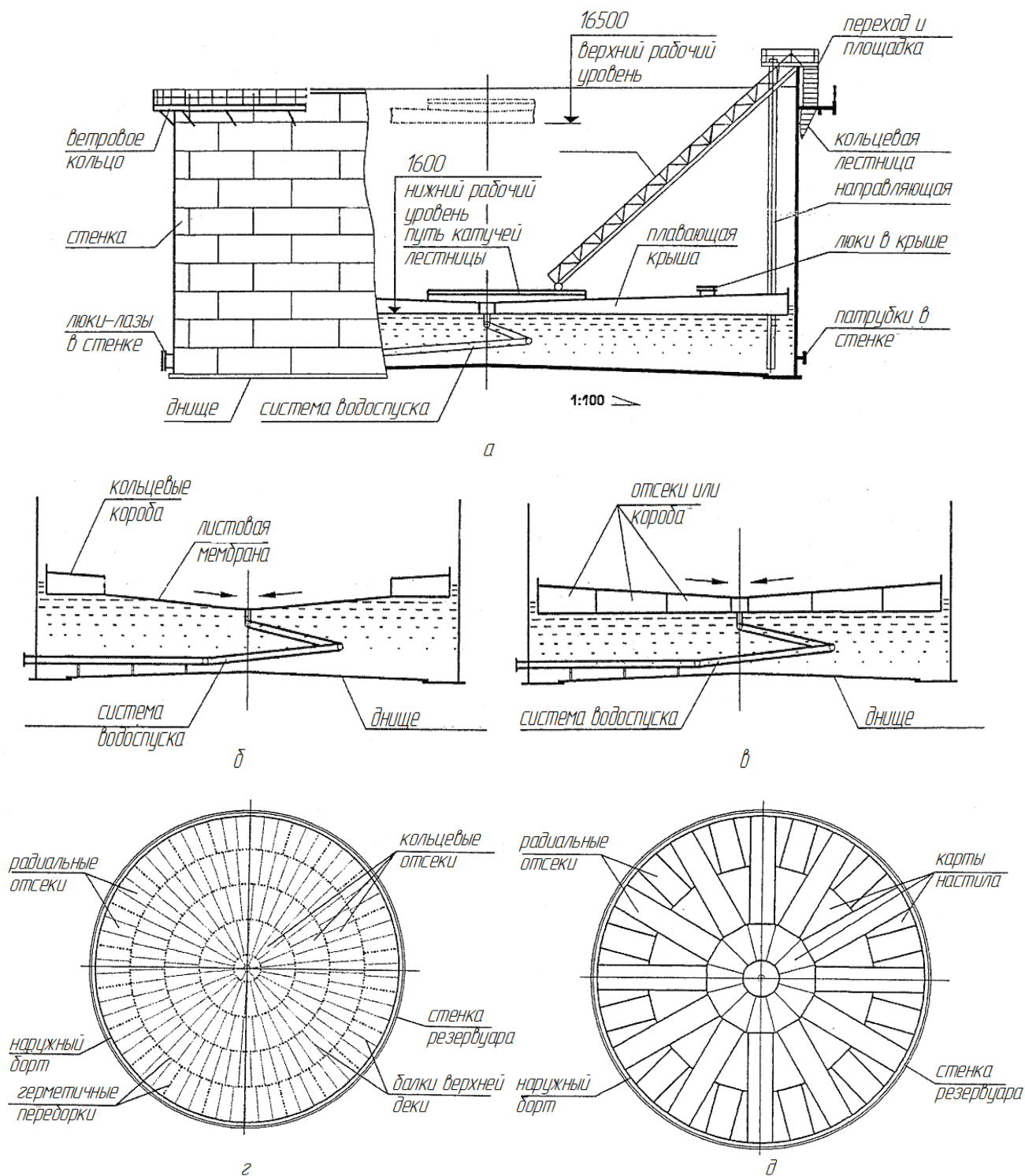


Рис. 2.15 Цилиндрический РВС с плавающей крышей

а – общий вид РВС с плавающей крышей; б – однодечная плавающая крыша; в – двудечная плавающая крыша; г – двудечная плавающая крыша, собираемая на монтаже из отдельных деталей; д – двудечная плавающая крыша из коробов заводского изготовления

Днище основного резервуара может опираться непосредственно на днище защитного резервуара или для лучшего контроля возможной течи продукта – на разделяющие днища, решетки, арматурные сетки или прокладки. Уклон днища предусмотрен только от центра.

Резервуары с защитной стенкой не обваловываются.

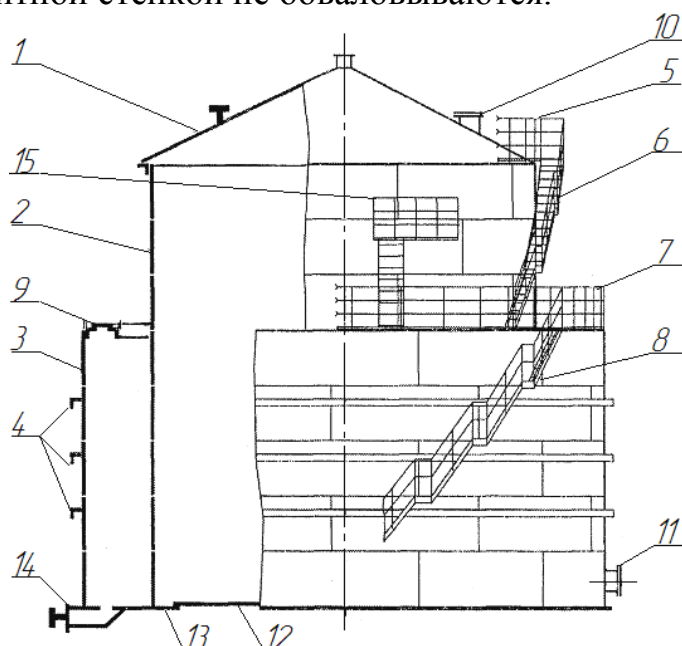


Рис. 2.16 Цилиндрический РВС с защитной стенкой:

1 – крыша; 2 – стенка рабочего резервуара; 3 – защитная стенка; 4 – кольцо жесткости; 5 – круговая площадка с ограждением; 6 – винтовая лестница на рабочем резервуаре; 7 – круговая площадка на защитном резервуаре; 8 – наружная лестница; 9 – верхнее кольцо жесткости; 10 – люки и патрубки в крыше; 11 – люки и патрубки в стенке; 12 – центральная часть днища; 13 – окрайка днища; 14 – зумпф; 15 – стремянка (лестница) и площадка пеногенератора

2.12 Цилиндрические изотермические резервуары

Этот тип РВС используется для хранения сжиженных газов различного назначения при постоянной отрицательной температуре и незначительным избыточным давлением в емкости.

Конструкции цилиндрических РВС для низкотемпературного хранения сжиженных газов имеют ряд принципиальных отличий от конструкций РВС для нефти и нефтепродуктов, вызванные следующими факторами:

- необходимость устройства капитальной теплоизоляции;
- необходимость применения хладостойких марок стали;
- проявление существенных температурных деформаций конструкций в период эксплуатации резервуара;
- повышение требований к надежности конструкций, связанные со взрыво- и пожароопасностью, а также токсичностью хранимого продукта.

Одностенный изотермический РВС имеет следующие конструктивные элементы (рис. 2.17):

- плоское днище из крупногабаритных прокатных листов толщиной 6-7 мм и диаметром, превышающим диаметр стенки на 900-1000 мм. Листы окрайки днища принимаются более толстые – 10...12 мм.

- стенка – многоясная. Толщина стенки поясов принимается по расчету, толщина стенки нижних, более нагруженных поясов может быть равной 30...35 мм. Все сварные соединения на резервуаре выполняются стыковые. Стенка к фундаменту прикрепляется пластинами, болтами (анкеруется). Для обеспечения устойчивости на стенке могут быть устроены кольца жесткости. Необходимость их установки определяется расчетами.

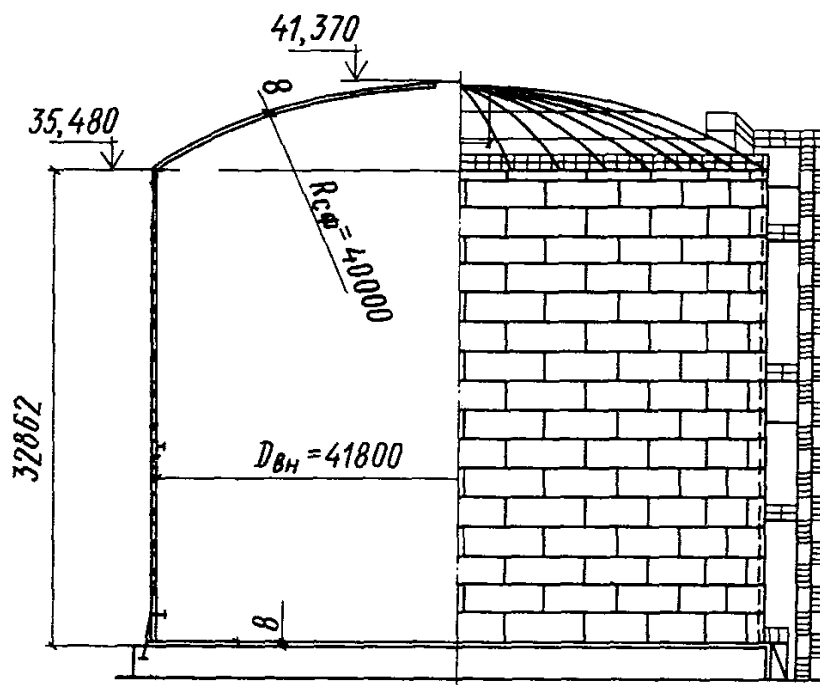


Рис. 2.17 Одностенный изотермический резервуар

- крыша, которая представляет собой ребристо-кольцевой купол (т.е. крыша несущая), изготавливаемый на заводе в виде комплекта щитов или набора несущих и конструктивных балок и полотнищ настила. Купол опирается на распорное кольцо жесткости.

Для обеспечения требуемой степени теплоизоляции в отдельных случаях под купольной крышей устраивается подвесная плоская крыша. Она состоит из полотнища толщиной 4 мм, усиленная кольцами жесткости и тягами для подвешивания её к купольной крыше.

Теплоизоляция одностенного резервуара выполняется следующим образом. Под днище перед его монтажом укладываются блоки из пенобетона или пеностекла толщиной 50-60 см. На стенке устраивается теплоизоляция экранного или пористого типов.

I тип: до четырех слоев алюминиевой фольги с зазором между слоями 20-40 мм, прикрепляемой к вертикальным и кольцевым деревянным брускам, которые, в свою очередь, прикрепляются к стенке крепежными деталями. Наружный защитный слой выполняется из алюминиевых листов толщиной 0,8мм.

II тип: два слоя блоков пенополиуретана толщиной 80 мм, собранных в панели, приклеиваемые к стенке резервуара. Поверх панелей накладывается слой стекловолна и монтируется защитная алюминиевая обшивка. Такой же конструкции

теплоизоляции выполняется на купольной крыше. А на подвесной крыше укладывается 2-3 слоя стекловолокна.

Двухстенный изотермический РВС (рис. 2.18) состоит из внутреннего рабочего и наружного защитного резервуаров. Монтаж резервуара осуществляется из рулонированных полотнищ или листовой сборкой, при высоте стенки более 18 м – комбинированным способом. Днище обоих резервуаров имеет кольцо из сегментных крайков с большей толщиной, чем центральная часть. Между днищами устраивается теплоизоляционный слой из пеностекла или пенобетона. Пространство между стенками и купольными крышами заполняется перлитом. Зазор между стенками принимается в пределах 800-900 мм.

Для предотвращения подъема нижнего уторного узла внутреннего резервуара при избыточном давлении в емкости и от ветровой нагрузки по окружности нижнего пояса стенки устанавливаются анкерные крепления, одним концом заделанные в фундамент.

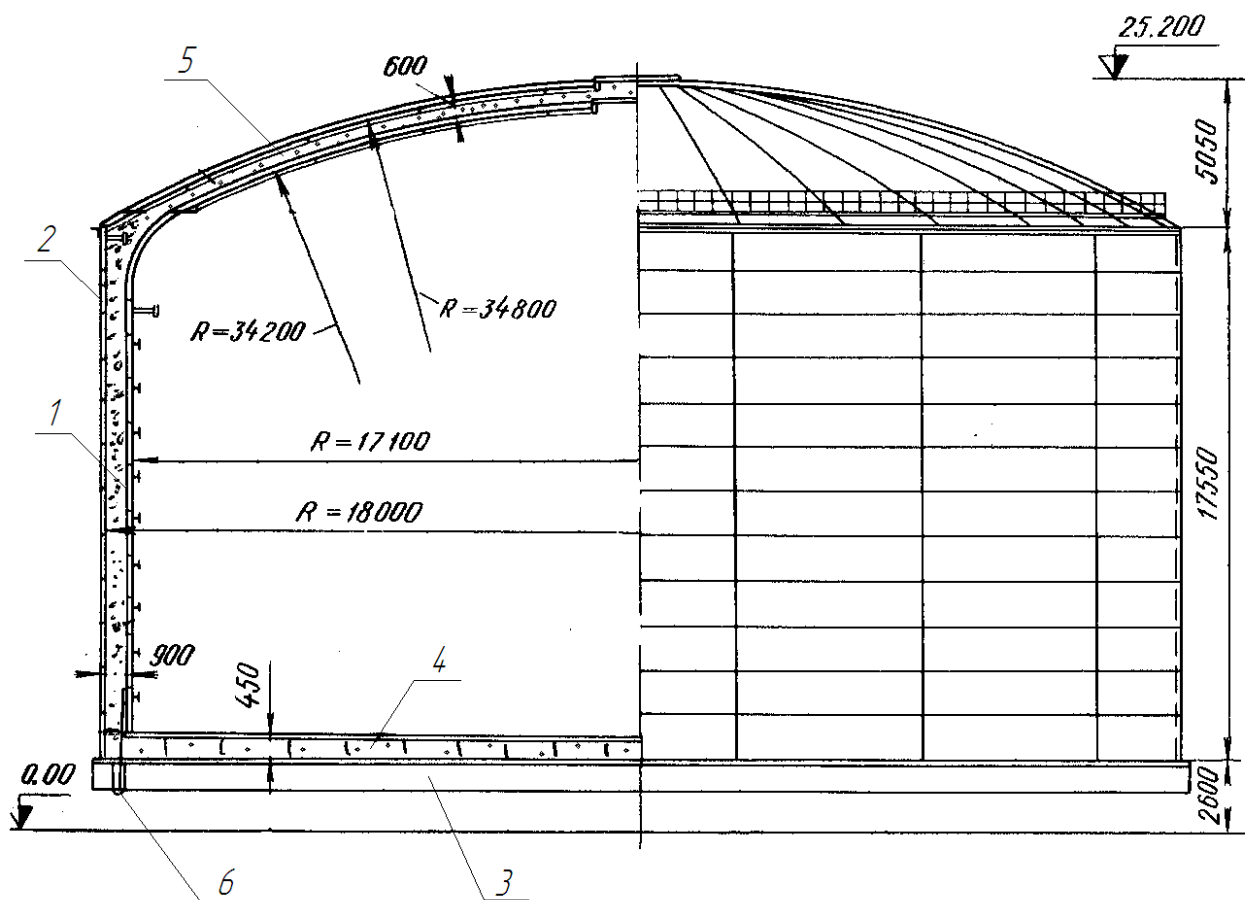


Рис. 2.18 Схема двухстенного изотермического резервуара:

1 – внутренний резервуар; 2 – наружный резервуар; 3 – фундамент; 4 – пеностеклянные (пенобетонные) блоки; 5 – перлит; 6 – анкерные болты

2.13 Цилиндрические горизонтальные резервуары

Эти резервуары используются для хранения нефтепродуктов, сжиженных газов, воды и других жидкостей под разным избыточным давлением. Нефтепродукты хранят под избыточным давлением до 70 кПа, а сжиженные газы – под давлением до 1800 кПа и более. Они рассчитаны на возможное образование вакуума до 100 кПа.

Цилиндрические горизонтальные резервуары наиболее широкое применение нашли на нефтебазах и автозаправочных станциях. Одновременно с цилиндрическими РВС для них в 50 годы XX века был разработан стандартный ряд по объему, включающий в себя 3; 5; 10; 25; 50; 75 и 100 м³ (табл. 2.6). Техническая характеристика горизонтальных цилиндрических стальных резервуаров, изготавливаемых в настоящее время, приведена в таблице 2.7. Сегодня сооружают и нестандартные резервуары объемом 20, 60, 300, 500 и 1000 м³.

Табл. 2.6 Техническая характеристика горизонтальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов серии ТП-704/1

Показатели	Номинальный объем, м³						
	3	5	10	25	50	75	100
Номер типового проекта (1960-1965 гг)	7-02-60	7-02-61	7-02-62	7-02-63	7-02-64	7-02-65	-
Номер типового проекта (1971 г)	704-1-42	704-1-107	704-1-108	704-1-109	704-1-110	704-1-111	704-1-112
Геометрический объем, м³	3,10	5,70	$\frac{10,95}{11,79}$	$\frac{25,50}{26,90}$	$\frac{54,08}{55,46}$	$\frac{74,60}{76,90}$	$\frac{99,18}{101,50}$
Диаметр корпуса, м	1,40	1,91	2,23	2,77	2,77	3,25	3,25
Длина корпуса, м	2,03	2,03	$\frac{2,83}{3,31}$	$\frac{4,27}{4,83}$	$\frac{9,04}{9,60}$	$\frac{9,05}{9,72}$	$\frac{12,03}{12,70}$
Масса резервуара, кг	321,0	600	$\frac{1000}{1000}$	$\frac{1700}{1800}$	$\frac{3500}{3700}$	$\frac{4300}{4400}$	$\frac{5700}{5700}$
Удельный расход металла, кг/м³	103,5	105,0	$\frac{91,0}{91,0}$	$\frac{67,0}{67,0}$	$\frac{65,0}{63,0}$	$\frac{58,0}{57,0}$	$\frac{57,0}{56,0}$

Примечание:

1. Сведения о типовых резервуарах приняты из «Атласа рабочих чертежей вертикальных и горизонтальных стальных цилиндрических резервуаров нефти и нефтепродуктов» (автор В.А. Бунчук), 1960 г. и «Справочника по проектированию нефтебаз» (автор Г.В. Шукшин), 1978.

2. В таблице в числителе приведены данные для резервуаров с плоскими, а в знаменателе – с коническими торцевыми стенками.

Для стандартных значений объемов были разработаны типовые проекты по конструкции, которыми заводы-изготовители пользуются и сегодня. Стальные резервуары данных типов изготавливаются на заводе целиком или при больших объемах – в виде двух элементов с одним монтажным стыком.

Цилиндрический горизонтальный резервуар конструктивно состоит из следующих частей: опорной части, корпуса и оборудования (рис 2.19, а) Опорная часть имеет различные варианты:

- для наземных и подземных резервуаров – уплотненная песчаная подушка, верхний слой которой пропитывается горячим битумом;
- для наземных и надземных резервуаров – седловые железобетонные опоры; железобетонные или стальные опорные стойки, устанавливаемые на столбчатых фундаментах.

Расстояние между опорами рассчитывается, оптимальным считается $l_0 = 0,856 l_p$, где l_p – расчетная длина корпуса. Корпус резервуара состоит из цилиндрической части (стенки) и торцевых стен. Кстати, в литературе часто торцевые части корпуса горизонтального резервуара называются днищами*, что является неправильным.

* Днище – это дно, низ, основание сосуда, какого-либо вместилища.

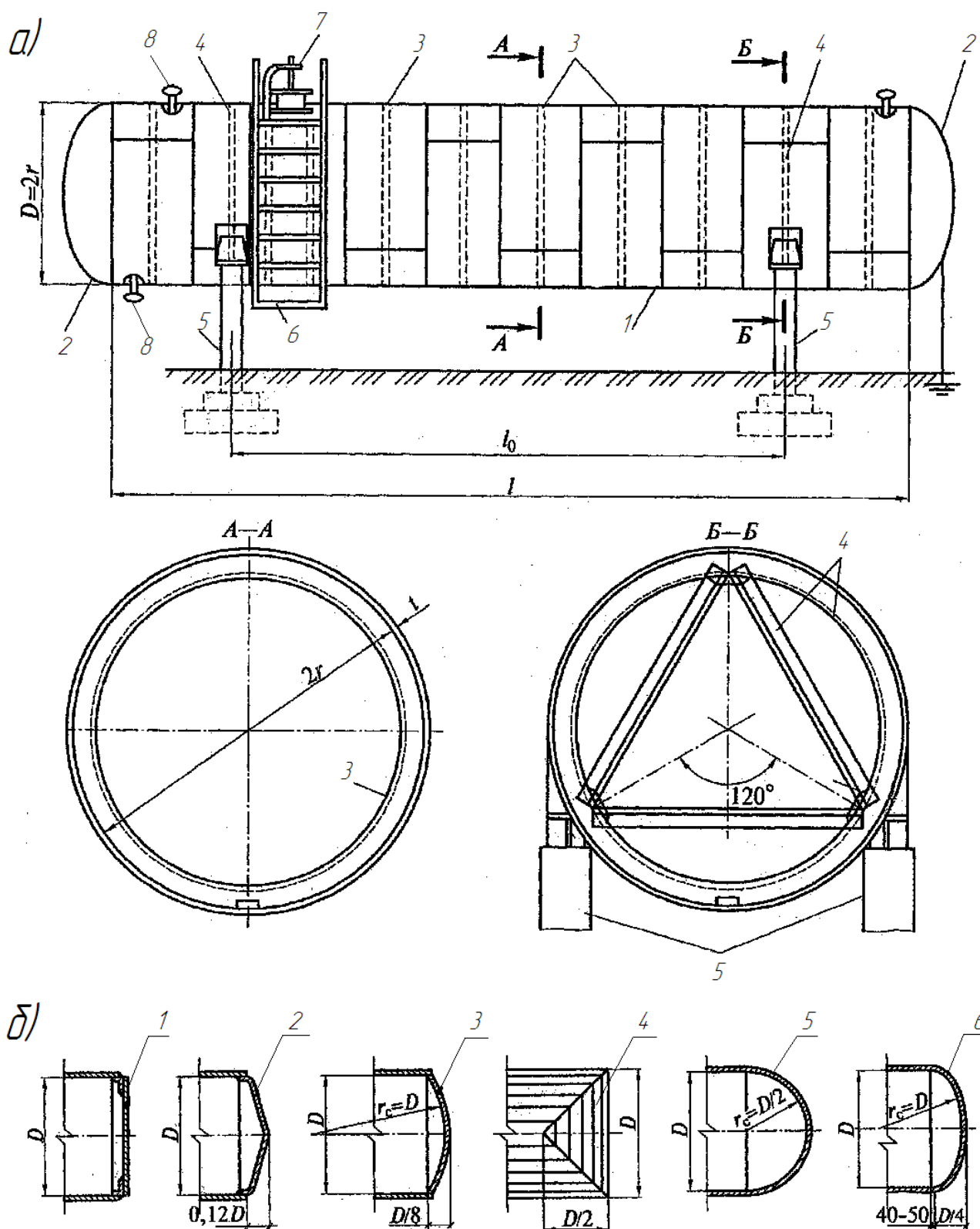


Рис. 2.19 Горизонтальный цилиндрический резервуар:

- а) общий вид: 1 – корпус; 2 – торцевая стенка; 3 – кольца жесткости; 4 – опорные диафрагмы; 5 – опоры; 6 – лестница; 7 – люк-лаз; 8 – оборудование;
- б) конструктивные типы торцевых стен: 1 – плоская; 2 – коническая; 3 – пологосферическая; 4 – цилиндрическая; 5 – сферическая; 6 – эллипсоидальная

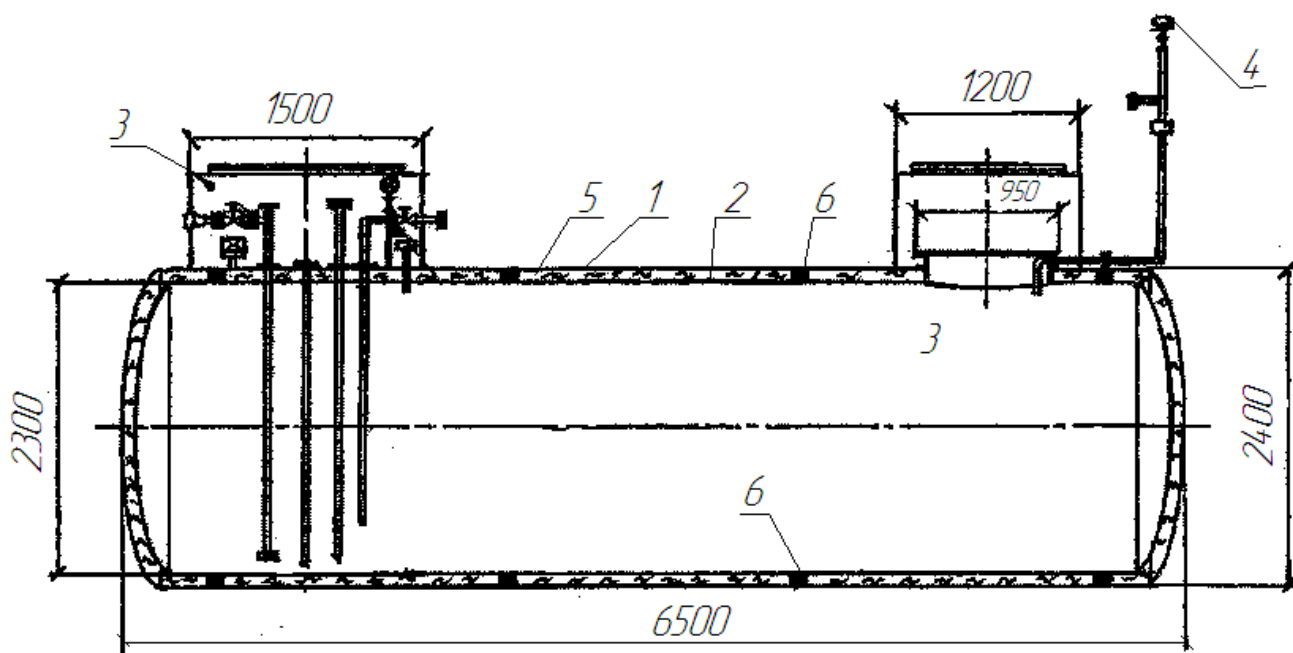


Рис. 2.20 Схема стального горизонтального двустенного цилиндрического резервуара:

1 – наружный резервуар; 2 – внутренний резервуар; 3 – технологические отсеки с оборудованием и арматурой; 4 – дыхательный клапан; 5 – заполнение межстенного пространства (инертный газ, жидкость); 6 – прокладки между стенками

Корпус изготавливается из нескольких колец (обечаек) диаметром не более 3,25 м. Они соединяются между собой сваркой встык или внахлест. Толщина цилиндрической и торцевых стен корпуса рассчитывается на прочность и устойчивость.

Для восприятия вакуума, грунтового давления (если резервуар подземный), а так же для обеспечения жесткости при транспортировке, погрузке-разгрузке и монтаже, если $r/t \geq 200$, то в каждой обечайке устанавливают кольцо жесткости из неравнополочного уголка. Кроме того, в кольцах жесткости, совпадающих с плоскостью опор, устанавливают треугольную раму жесткости из уголков.

Торцевые стенки выполняются разной конструктивной формы в зависимости от рабочего избыточного давления и диаметра корпуса: при избыточном давлении до 40 кПа они плоские, до 70 кПа – конические или пологие сферические. Для резервуаров, рассчитанных на высокое избыточное давление, боковые стенки выполняются полусферическими, эллипсоидальными (рис. 2.19, б).

Эти резервуары снабжаются лестницей, люк-лазом, комплектом технологического оборудования и приборов.

В связи с повышением требований по промышленной безопасности к резервуарам для нефти и нефтепродуктов и сжиженных газов в настоящее время на нефтебазах и АЗС все шире используются цилиндрические горизонтальные двустенные резервуары однокамерные или двухкамерные (рис. 2.20). Они тоже полностью изготавливаются на заводе. Заполнение межстенного пространства инертным газом или негорючей жидкостью (тосол) выполняется при подготовке резервуара к пуску.

Табл. 2.7 Техническая характеристика горизонтальных цилиндрических стальных резервуаров

Тип РГС	№ типового проекта	Номинальный объем, м ³	Диаметр, м	Длина, м	Теоретическая Масса, кг	Назначение
РГП-3	ТП 704.1-1.458.83	3	1,4	2,03	523	Для хранения и транспортирования пресной воды и нефтепродуктов
РГП-4	Нестандартн.	4	1,37	2,78	646	
РГП-5	ТП 704.1-160.83	5	1,9	2,03	743	
РГП-6	Нестандартн.	6	1,59	2,93	802	
РГП-8	Нестандартн.	8	1,89	2,82	1069	
РГП-10	ТП 704.1-160.83	10	2,22	2,83	1186	Для хранения пресной воды и нефтепродуктов
РГК-10	ТП 704.1-160.83	10	2,20	3,31	1228	
РГП-25	ТП 704.1-161.83	25	2,76	4,27	1993	
РГК-25	ТП 704.1-161.83	25	2,76	4,83	2063	
РГК-50	ТП 704.1-162.83	50	2,76	9,04	3443	
РГП-50	ТП 704.1-162.83	50	2,76	9,60	3903	
РГП-75	ТП 704.1-163.83	75	3,24	9,05	4213	
РГК-75	ТП 704.1-163.83	75	3,24	9,72	4243	
РГП-100	ТП 704.1-164.83	100	3,24	12,03	5313	
РГК-100	ТП 704.1-164.83	100	3,24	12,70	5343	
РГК-20	Нестандартн.	20	2,48	4,76	2053	Для хранения и транспортирования пресной воды и нефтепродуктов
РГК-60	Нестандартн	60	2,76	11,09	3798	

2.14 Сферические резервуары

Эти резервуары используются для хранения бензина, сжиженных газов, газовых конденсатов на нефтеперерабатывающих, нефтехимических предприятиях, заводах стабилизации газового конденсата. Главными преимуществами этих резервуаров по сравнению с цилиндрическими резервуарами являются меньший расход металла при одинаковом объеме и идентичных условиях эксплуатации, возможность создания высоких значений рабочего избыточного давления.

В соответствии с требованиями государственных стандартов сферические резервуары рассчитаны на следующие значения избыточного давления: 0,25; 0,6; 1,0; 1,8 МПа. При давлении менее 0,2 МПа применять такие резервуары неэкономично.

В нашей стране сферические резервуары начали сооружать еще в 40-е годы XX века. В конце 60 годов был принят постоянный ряд диаметров сферических резервуаров: 9; 10,5; 12; 16 и 20 м, соответствующих номинальным объемам 300, 600, 900, 2000, и 4000 м³. Это позволило, прежде всего, внедрить индустриальный метод изготовления сборных элементов (лепестков) оболочки. На основе принятого ряда номинальных объемов разработаны типовые проекты по конструкции (табл. 2.8).

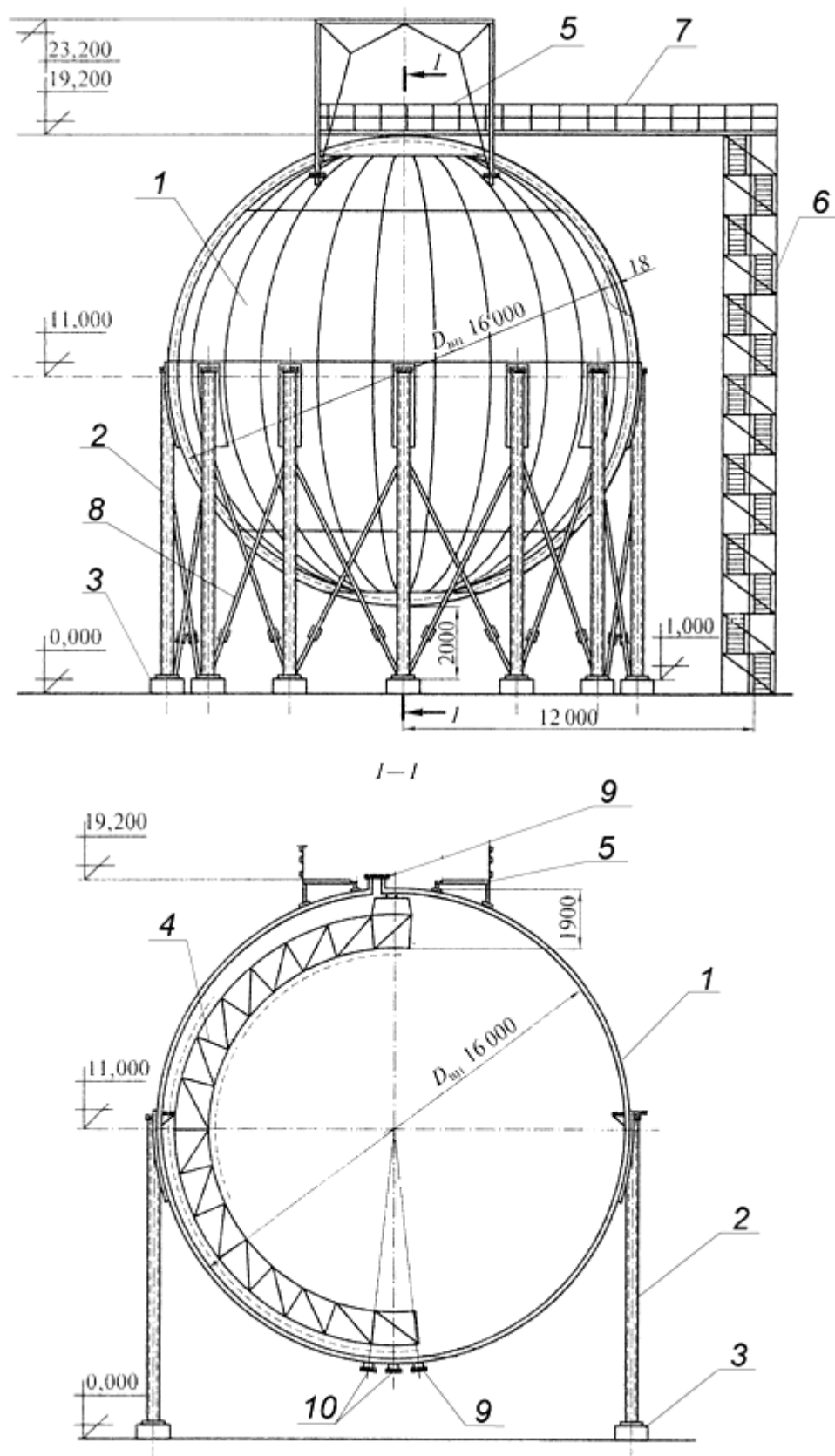


Рис. 2.21 Сферический резервуар объемом 2000 м³:

1 – оболочка; 2 – опорные стойки; 3 – фундамент; 4 – серповидная поворотная лестница; 5 – смотровая площадка; 6 – шахтная лестница; 7 – переход; 8 – растяжки; 9 – люк-лаз; 10 – приемо-раздаточные патрубки

Табл. 2.8 Технические характеристики шаровых резервуаров, сооружаемых в России

Объем, м ³		Диаметр, м	Наименование продукта хранения	Расчетное избыточное давление, МПа	Толщина оболочки, мм	Масса оболочки, т	Материал (ГОСТ, ТУ)	Количество стоек, шт.	Шифр типового проекта
номинальный	геометрический								
600	606	10,5	ЛВЖ	0,25	16,0	46,0	09Г2С-12-15, ГОСТ 5520-79*	6-8	-
			Сжиженные газы (бутан, бутadiен, изобутилен)	0,6	16,0	46,0	То же	6-8	83042 КМ
			Жидкий аммиак	0,6	16,0	46,0	»	6-8	-
			Сжатые газы (азот, воздух, инертные газы)	0,8	16,0	46,0	»	6-8	83043 КМ
			То же	1,0	20,0	57,5	»	6-8	83043 КМ
			Легкие углеводороды сжиженные газы	1,2	24,0	69,0	»	6-8	-
			Сжиженный пропан	1,8		96,0	»	6-8	83030 КМ
			Сжиженный гелий	1,8	34,0	96,0	»	6-8	-
600	606	10,5	Агрессивные продукты (варочная кислота, соляная, сернистый ангидрид)	0,6		63,0	09Г2С10Х17Н 13МЗТ двухслойная, ГОСТ10885-85*	8	-
2000	2145	16,0	ЛВЖ	0,25	16,0	104	09Г2С-12-15, ГОСТ 5520-79*	12	83044 КМ
			Сжиженные газы (бутан, бутadiен, изобутилен)	0,6	20,0	134	То же	12	83045 КМ
			Жидкий аммиак	0,6	20,0	134	»	12	-
			Сжатые газы (инертные, воздух)	1,2 0,7	36,0 22,0	241 144	»	12 12	80727 КМ
			Вакуумные резервуары		22,0	144	»	12	-

Сферический резервуар (рис. 2.21) состоит из железобетонного монолитного кольцевого фундамента, системы опорных стоек, сферической одно- или двустенной оболочки, шахтной лестницы, перехода и кольцевой смотровой площадки, внутренней полноповоротной лестницы. Для обеспечения удобной и безопасной эксплуатации на резервуаре устанавливается комплект оборудования, технических устройств и приборов. Конкретный их перечень зависит от вида хранимого продукта и технологического режима его налива, слива и хранения.

Опорные конструкции сферических резервуаров выполняются в основном двух типов: стаканного и стоечного. В настоящее время стаканные опоры применяются редко. А система опорных стоек может быть выполнена в разных вариантах (рис. 2.22): из одиночных вертикальных, наклонных одиночных и V – образных стоек, центральной опоры.

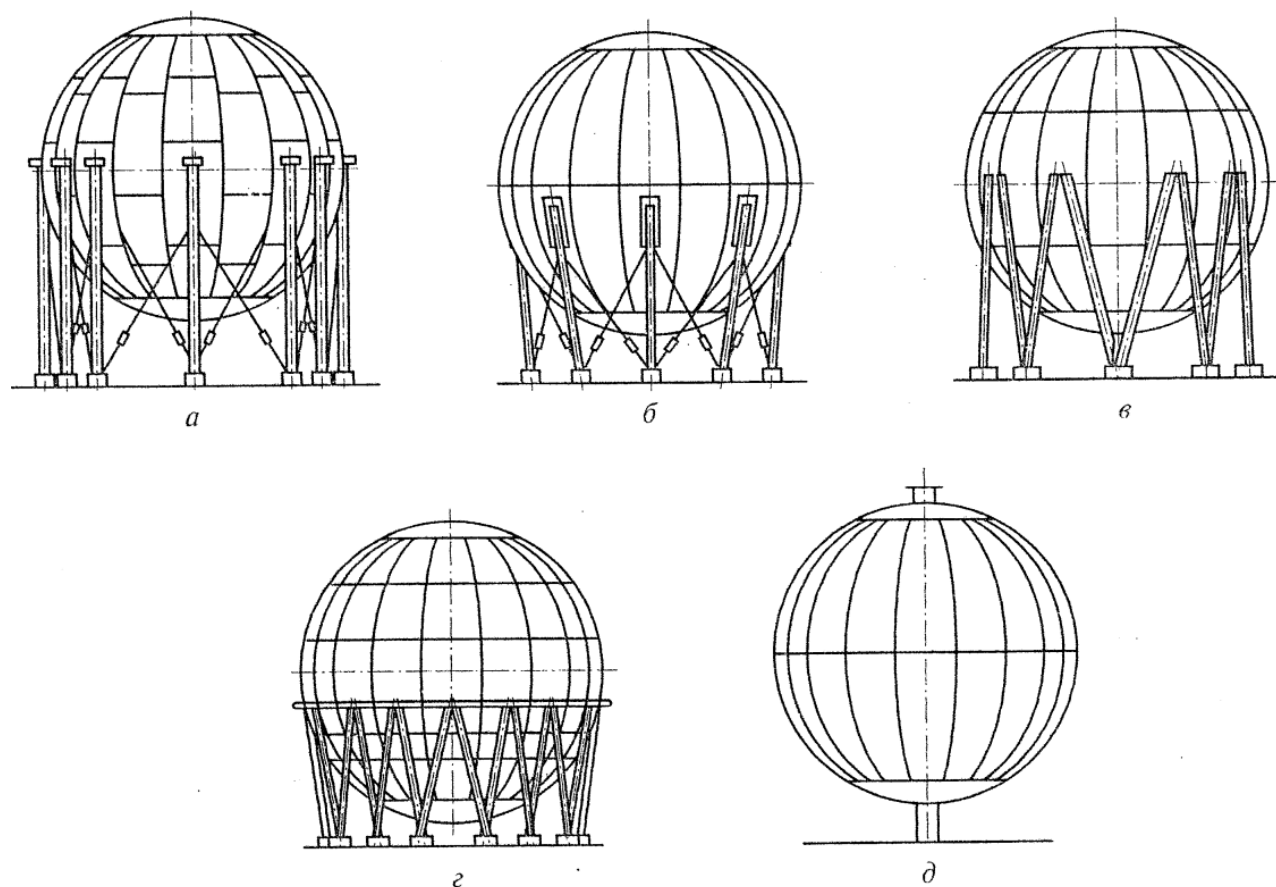


Рис. 2.22 Схемы опирания сферического резервуара:

а – с вертикальными стойками; б, в – с наклонными стойками; г – с опорным кольцом; д – на центральной опоре

Опоры-стойки изготавливаются из труб диаметром 200 – 500 мм или швеллеров. Число их равно половине числа лепестков оболочки. Все типы опорных стоек к оболочке примыкают по касательной к ее поверхности. В зонах примыкания между головками стоек и оболочкой устанавливаются свальцованные по радиусу оболочки листовые накладки, что нужно для недопускания концентрации напряжений в точках опирания оболочки на стойки. Диаметр и толщина стенки стоек, как и толщина самой оболочки принимаются на основе расчетов их на прочность и устойчивость.

Между одиночными вертикальными и наклонными стойками устанавливаются диагональные связи. Эти связи служат для обеспечения устойчивости и жесткости в целом опорной системы при воздействии на неё ветровых нагрузок.

Сферическая оболочка резервуара собирается на монтаже из прокатных листов из стали классов С345 – С440, раскrojенных по определенному шаблону штампованных или свальцованных на заводе для придания им двоякую кривизну. Радиусы кривизны лепестков равны радиусу оболочки. В зависимости от размеров лепестков оболочка получается однопоясной (рис. 23, а), двухпоясной (рис. 23, б), трехпоясной (рис. 23, в). Нижняя часть оболочки называется днищем, а верхняя – куполом.

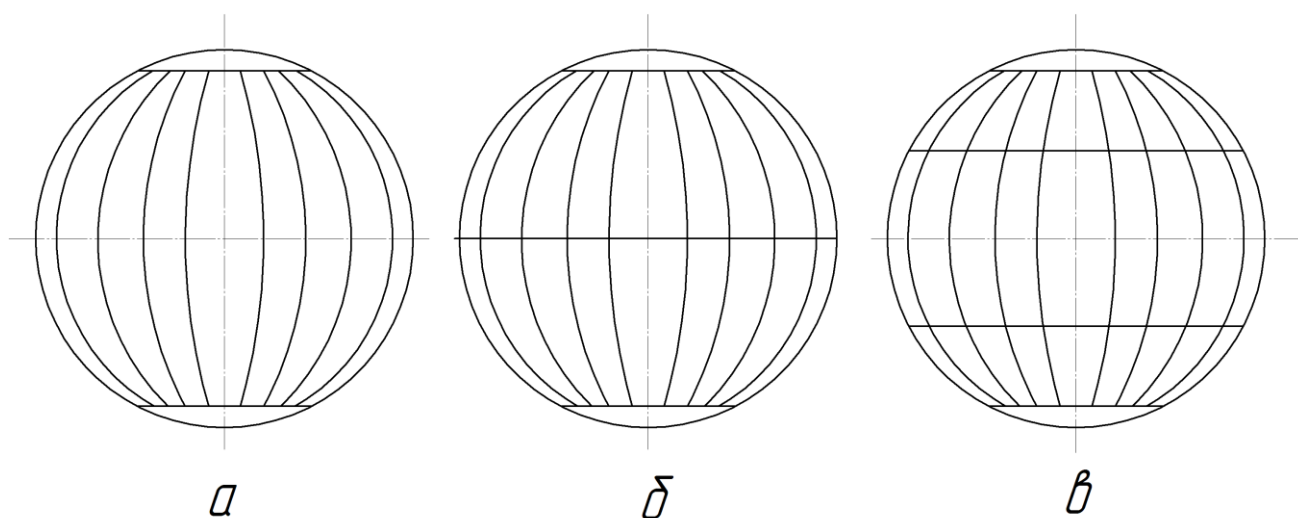


Рис. 1.23 Схемы раскроя оболочек:
а – однопоясная; б – двухпоясная; в – трехпоясная

Лепестки оболочки между собой соединяются на сварке встык. Тлщина оболочки определяется расчетами её на прчность и устойчивость, она колеблется в пределах 10 – 36 мм. Для изготовления лепестков используются прокатные листы из высокопрочных сталей классов С345 – С440 (09Г2С, 09Г2С-15, 12Г2СМФ).

2.15 Конструкции стационарных крыш стальных резервуаров

О принципиальных видах стационарных крыш стальных вертикальных резервуаров уже говорилось выше. Рассмотрим здесь более детальную конструкцию этих крыш.

Самонесущая коническая крыша (рис. 2.24) представляет из себя тонкостенную коническую оболочку, изготавливаемую в виде рулонизируемого полотна (из одной или несколько частей) или же собираемую на монтаже полистовым методом. Крепление крыши к верху стенки выполняется на сварке по одному из вариантов приведенных на рис. 2.8. Толщина оболочки, площадь сечения опорного кольцевого уголка определяется расчётами.

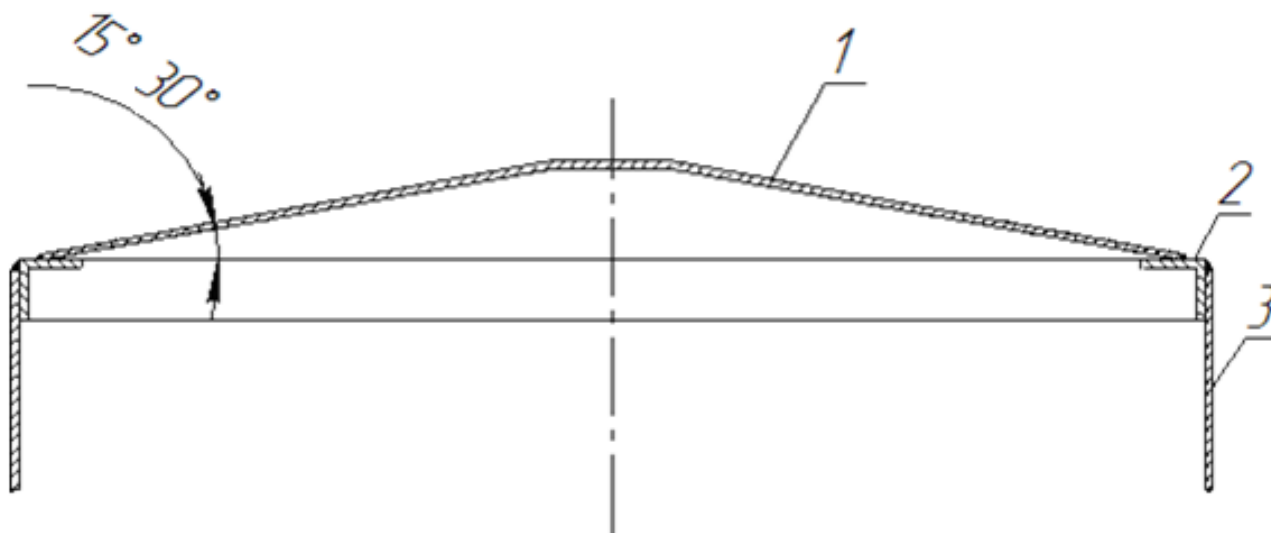


Рис. 2.24 Самонесущая коническая крыша
1 – коническая крыша; 2 – опорное кольцо; 3 – стенка

Каркасная коническая крыша, как уже отмечалось ранее, может изготавливаться и сооружаться из сборных секторных щитов трапецевидной формы в плане, или же из комплекта секторных каркасов и полотнища настила. В любом случае элементы конструкции крыши изготавливаются в заводских условиях и на монтажную площадку поставляются в полной готовности к сборке по проекту.

На рис. 2.25,а представлен трапецевидный щит крыши. Он состоит из каркаса и листового настила, а каркас, в свою очередь, из радиальных балок и поперечных (кольцевых) связей. Радиальные балки из двутавров или швеллеров рассчитываются, а связи принимаются конструктивно. Щиты по периметру опираются на опорное кольцо, установленное по верху стенки. А в центре ее они жестко крепятся к центральному кольцу. Уклон щитов принимается в пределах 5° - 10° . В комплекте щитов конических крыш конструктивно отличаются друг от друга начальный, промежуточные и конечный щиты (рис. 2.25,б).

В целом конструкция стационарной конической крыши из секторных каркасов и настила принципиально не отличается от конструкции крыши из секторных щитов. Они лишь монтируются по разным технологическим схемам.

Каркасная сферическая крыша, как и коническая, может изготавливаться в виде секторных щитов или отдельно из секторных каркасов и набора листов настила. В обоих случаях радиальные балки каркаса крыши в заводских условиях изгибаются радиусом от $0,8D$ до $1,5D$ (где D – диаметр стенки резервуара). При приложении рабочих нагрузок на крышу этой конструкции в узле сопряжения её со стенкой возникают существенные усилия распора. Для их восприятия по верхней кромке стенки монтируется опорное кольцо жесткости, которое имеет различные конструкции (рис. 2.26).

На стационарных крышах и конического, и сферического типов по центру предусматривается круглый щит диаметром $3 - 3,5$ м, который монтируется в самую последнюю очередь.

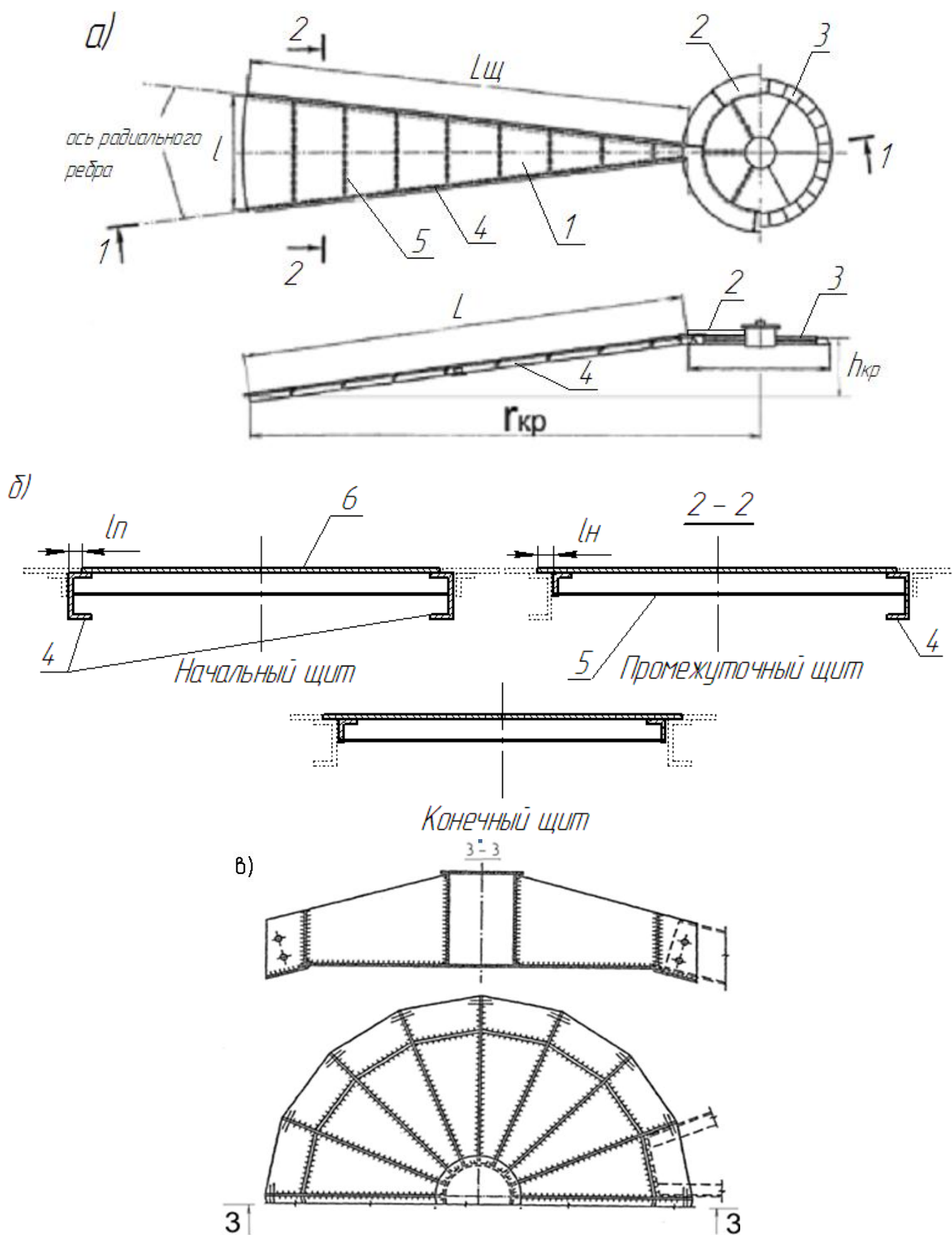


Рис. X2 Каркасная коническая крыша резервуара:

а) план секторного трапецевидного щита; б) разрезы щитов крыши; в) центральное кольцо крыши

1 – щит; 2 – центральный щит; 3 – центральное опорное кольцо; 4 – радиальная балка; 5 – поперечные связи; 6 – настил

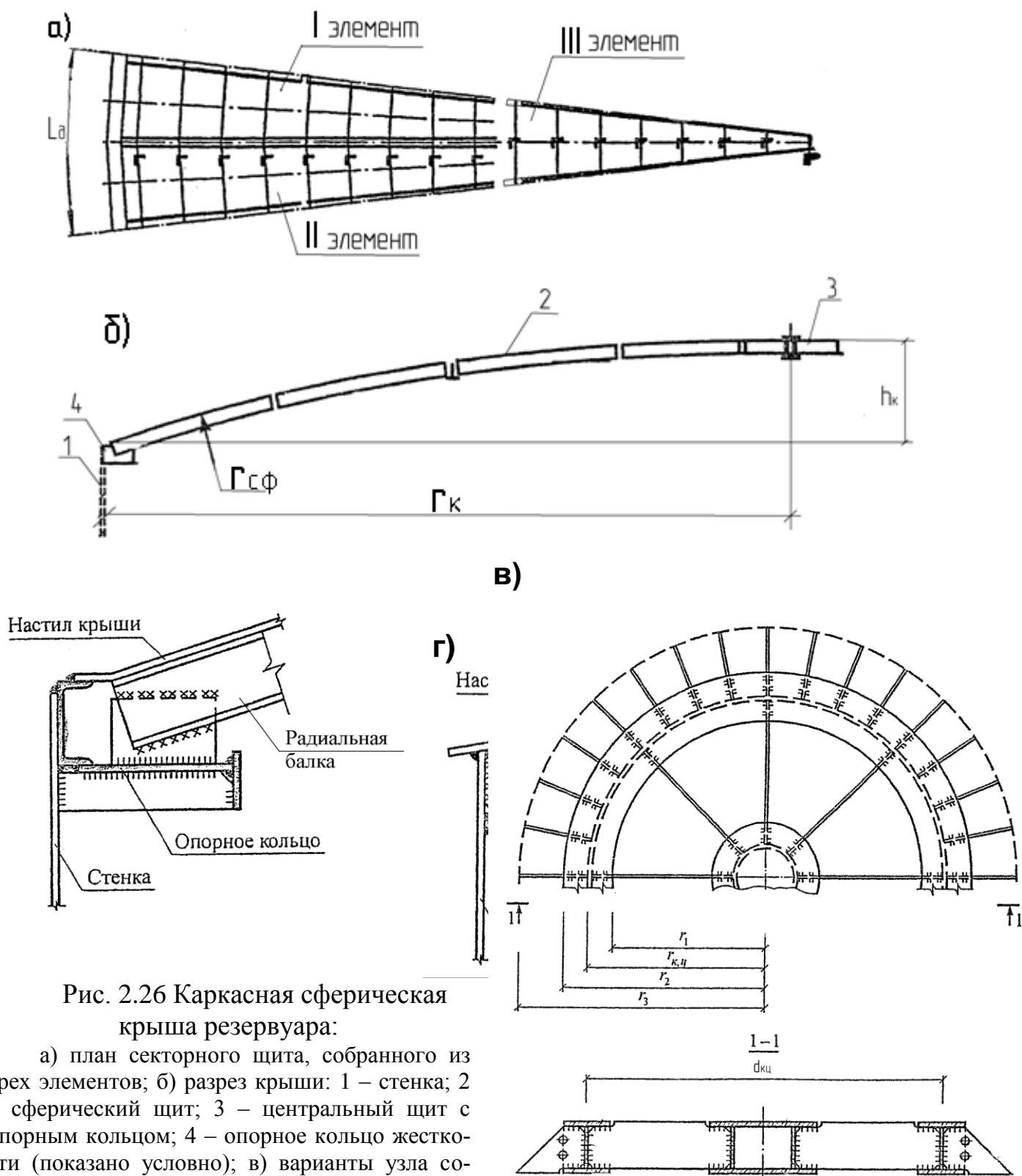


Рис. 2.26 Каркасная сферическая крыша резервуара:

а) план секторного щита, собранного из трех элементов; б) разрез крыши: 1 – стенка; 2 – сферический щит; 3 – центральный щит с опорным кольцом; 4 – опорное кольцо жесткости (показано условно); в) варианты узла соединения радиальных балок с опорным кольцом жесткости; г) план и разрез центрального опорного кольца.

Купольная крыша из алюминиевого сплава (рис. 2.27) предназначена для установки на стальных и железобетонных резервуарах. Применение коррозионно – устойчивых алюминиевых сплавов в качестве конструкционных материалов позволяет исключить обслуживание данного типа конструкции.

Купольная крыша проектируется для конкретного заказчика, учитывая особенности каждого резервуара. Сборка алюминиевого купола ведется внутри самого резервуара, что исключает необходимость оборудования специальной монтажной площадки.

Основные характеристики алюминиевых куполов представлены в табл.2.9.

Таблица 2.9 - Основные характеристики алюминиевых купольных крыш

Показатели	Значения			
Емкость резервуара, м ³	5000	10000	20000	50000
Диаметр, м	20,9...23,8	28,5...36,6	39,9...46,6	60,7...61,7
Высота стрелы подъема крыши, м	2,28...4,18	3,11...6,42	4,35...8,18	6,62...10,83
Масса 1 м ² проекции, кг/м ²	21	21	21	21

Конструкция купола представляет собой несущий каркас с ограждающими элементами в виде алюминиевой обшивки толщиной 1,2 мм полистовой поставки.

Несущий каркас выполнен в сетчатом варианте (рис. 2.28). Стержневая сетка имеет необходимое количество опор, которые закреплены на стальном опорном кольце резервуара.

Все элементы каркаса купола представляют собой прямолинейные стержни из пресованных двутавров высотой 160 мм. При этом применяется два типа сечения: один тип сечения для всех элементов купола, второй тип сечения – для опорных стержней купола.

Все элементы каркаса купола соединяются на болтах (рис. 2.29, 2.30).

Крепление монтажных элементов обшивки к элементам каркаса осуществляется прижимной накладкой при помощи самонарезающихся болтов (рис.2.31). Места крепления герметизируются герметиком.

Для освещения подкупольного пространства предусматриваются смотровые люки.

Для его проветривания предусматриваются кольцевой зазор по периметру опорного кольца и вытяжные патрубки. Обслуживание купола и оборудования, находящегося на нем, осуществляется с кольцевой смотровой площадки и местных площадок обслуживания.

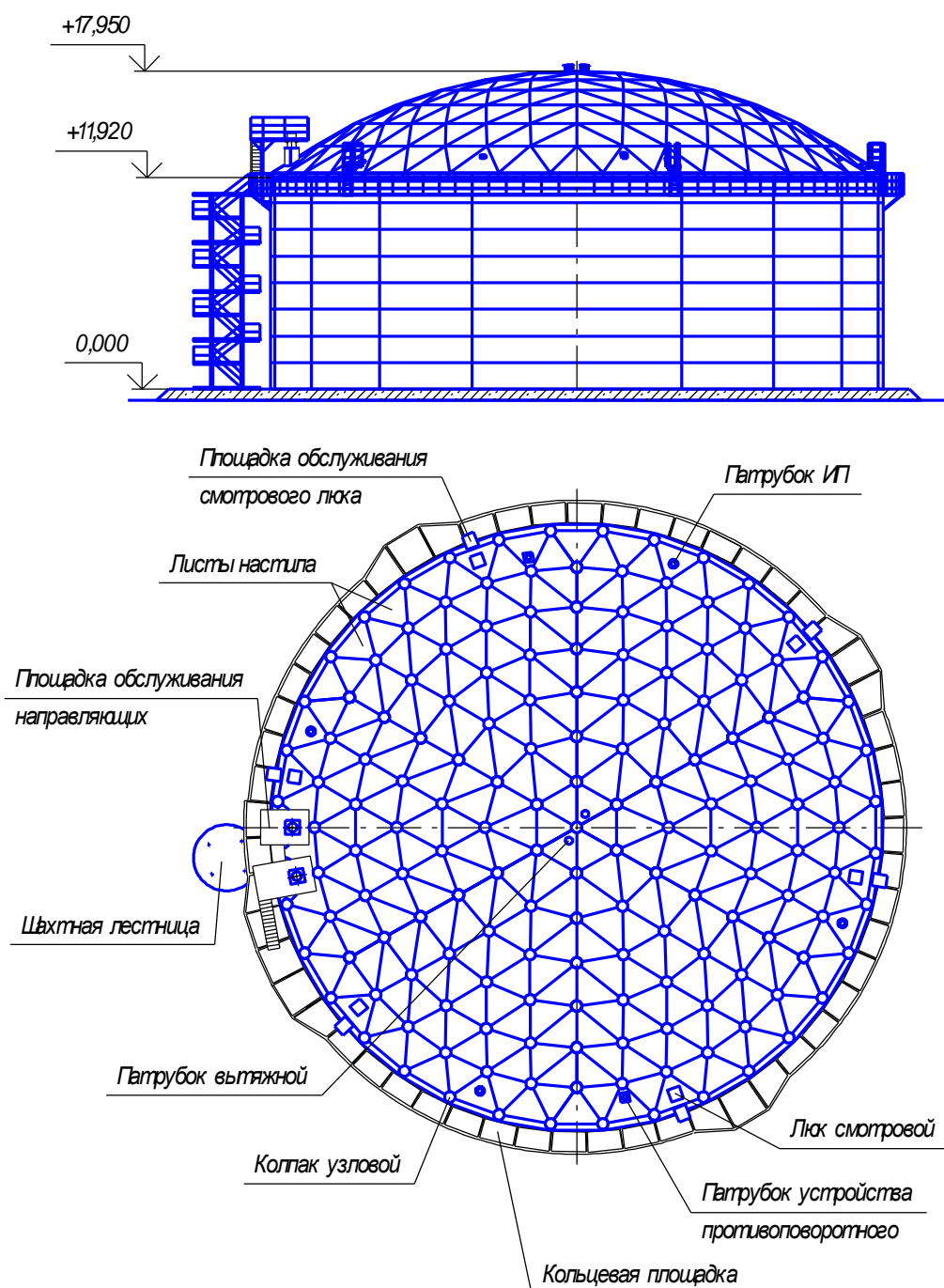


Рис. 2.27 Общий вид и план купольной крыши из алюминиевых сплавов



Рис. 2.28 Несущий каркас алюминиевой купольной крыши



Рис. 2.29 Узел крепления каркаса купола к стенке резервуара

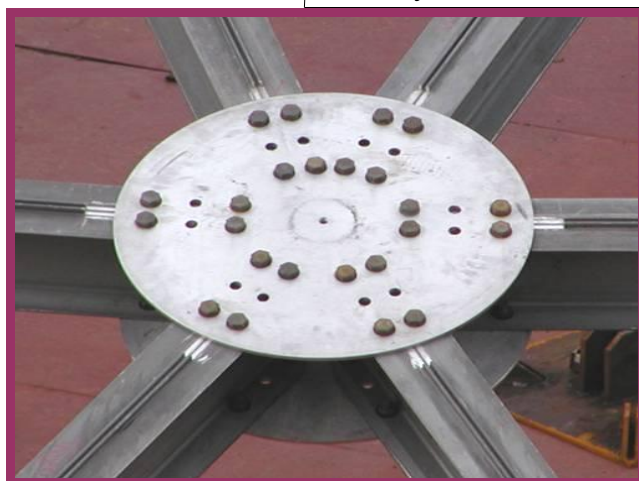
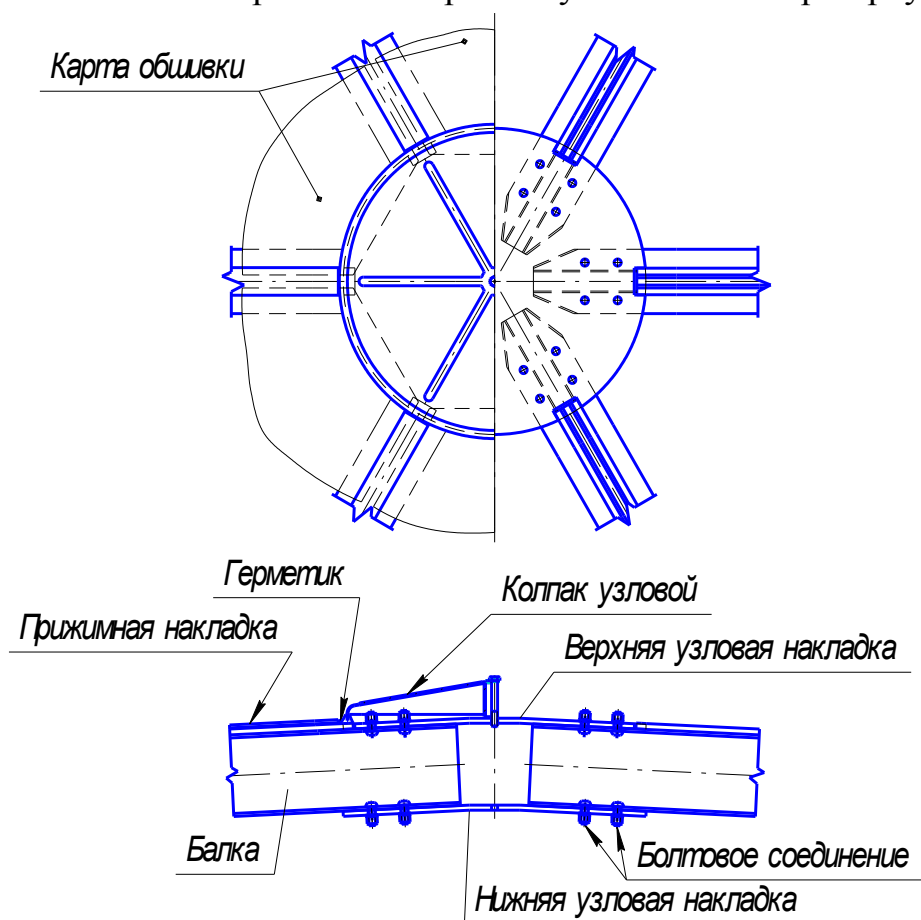


Рис. 2.30 Узел крепления балок каркаса купола

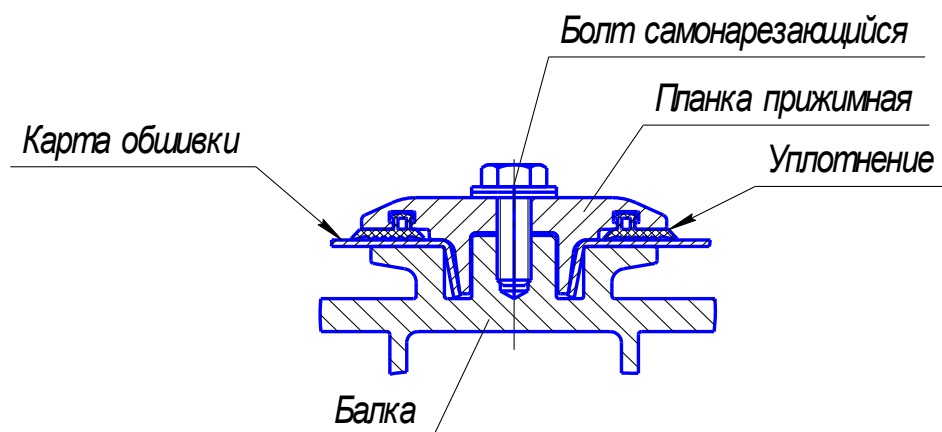


Рис. 2.31 Узел крепления настила к каркасу

Купольная крыша имеет ряд преимуществ:

- срок службы в промышленной зоне до 40 лет;
- не требует антикоррозионного покрытия (внутренней и наружной поверхности крыши);
- уменьшение коррозии стального днища и стенки резервуара за счет уменьшения сульфида железа в резервуаре;
- болтовое соединение элементов кровли упрощает монтаж, повышает ремонтно – пригодность, позволяет перенос крыши на другой резервуар;
- монтаж купольных крыш возможен как на вновь строящихся, так и на находящихся в ремонте резервуарах;
- сокращение потерь от испарения в резервуарах;
- сокращение тепловых потерь;
- может быть использована на резервуарах вместимостью до 50000 м³;
- увеличение рабочего объема резервуарного парка до 10 % за счет увеличения межремонтного периода и сокращения сроков ремонта резервуара.

Наиболее эффективный способ устранения потерь от испарения в стальных вертикальных резервуарах - использование понтонов, плавающих крыш. Не все легколетучие нефтепродукты можно хранить в резервуарах с плавающими крышами. К ним относятся нефтепродукты, чувствительные к воде или содержащие водорастворимые присадки, которые выщелачиваются из них.

Эффективность понтонов и плавающих крыш, с точки зрения сокращения потерь от испарения, обусловлена уменьшением газового пространства за счет непосредственного контакта плавающего покрытия (ПП) с зеркалом хранимого продукта. Теоретически потери из резервуаров с ПП возможны в основном в результате испарения хранимого продукта со смоченной поверхности стенки резервуара.

Один из первых резервуаров с плавающей крышей (ПК) был сооружен в США в 1923 г. компанией «Chicago Bridge and Iron Services». Первая ПК имела форму металлического диска с вертикальным ободом по периферии и жесткими связями для поддержания формы обода.

Первый резервуар с плавающей крышей в СССР был сооружен в 1966 г. с понтоном в конце 1950-х годов. В настоящее время, в различных районах России построено и эксплуатируется несколько сот резервуаров с ПП вместимостью от 1 до 50 тыс. м³.

Понтоны применяют в резервуарах со стационарной крышей. Отсутствие нагрузок от ветра и атмосферных осадков упрощает и облегчает конструкцию, снижает эксплуатационные затраты, позволяет обеспечить чистоту хранимых в таких резервуарах продуктов.

Понтоны, в зависимости от наличия контакта их нижней поверхности с большей частью зеркала хранимого в резервуаре продукта, разделяют на понтоны и экраны. Понтоны, непосредственно контактируя с продуктом, практически исключают его испарение и образование паров продукта под их поверхностью. Под настилом экранов, поддерживаемых над поверхностью жидкости поплавками, присутствует значительное количество паров хранимой жидкости.

Разработанная на кафедре «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» УГНТУ классификация ПП резервуаров представлена в табл.3.1.

Табл. 4.1 Классификация плавающих покрытий резервуаров

Плавающие покрытия резервуаров										
Со стационарной крышей										
Дискретные			Интегральные							
Пена	ПАВ	Микробаллоны	Экраны			Понтоны				
			Металлические		Неметаллические	Комбинированные				Неметаллические
			Стальные	Алюминиевые	ПВХ+полиамид	Сталь+ППУ	Сталь+ПЭНД	Сталь+РТМ	Al+ППУ	Текстолит+ППУ
			Настил над поплавками			С периферийными отсеками, заполненными ППУ	С периферийными отсеками и неметаллической центральной частью		Из трехслойных панелей с наполнителем из ППУ	
			Трубчатые поплавки по ортогональной сетке	Трубчатые поплавки по полярной сетке	Призматические поплавки по ортогональной сетке					
Подают через существующие патрубки на кровле			Монтируют через существующие люки в стенке резервуара диаметром 500- 700 мм.					Монтируют через проем в кровле		

Плавающие покрытия резервуаров										
		Плавающие крыши								
		Крытые					Открытые			
Неметаллические		Металлические								
ППУ	ПЭВД+ ПВХ	Алюми- ниевые	Стальные							
Чашеобразные		Из трехслойных панелей с сотовым наполнителем	Однодечные					Двудечные		Рибристо-поплавковые
Монолитные	Сборно-монолитные		Клеевые	Сварные	Чашеобразные	С периферийными отсеками	С периферийным понтоном	С периферийным и централь- ным понтоном	С периферийным понтоном и поплавками	Собираемые из монтажных за- готовок-кассет
		Сборные				Отсеки открытые	Отсеки закрытые		Квадратные кассеты	Шестиугольные кассеты
через люки в стенке резерву- ара	Через проем в кров- ле									
Монтируют при монтаже резервуара, или через верх стенки, или проем диаметром 3 м.										

Примечание: ПВХ – поливинилхлорид; ППУ – пенополиуретан; ПЭНД – полиэтилен низкого давления; ПАВ – поверхностно активные вещества; ПЭВД - полиэтилен высокого давления

3.1 Плавающие крыши

3.1.1 Конструкции плавающих крыш

Наибольшее распространение в мировой практике в 1950-х годах получила однопалубная плавающая крыша (ПК) с периферийным кольцевым понтоном. ПК включает (рис. 3.1, а) периферийное понтонное кольцо трапецеидального сечения, к которому приварена центральная часть, и уплотнение. Понтонное кольцо разделено на герметичные отсеки, имеющие смотровые отверстия с быстросъемными крышками для доступа персонала и осмотра внутренней поверхности отсека. Верхняя поверхность периферийного кольца имеет уклон к центру для стока дождевой воды, а нижняя – от центра – для отвода паров хранимого продукта под центральную часть. Монтаж конструкции производят на днище резервуара из изготовленных в заводских условиях периферийных коробов и рулонированных полотнищ центральной части или на временных подмостях полистовым методом. Такую конструкцию ПК применяли в резервуарах с диаметром не более 92 м.

Недостатками данной конструкции являлись:

1) невозможность полного удаления осадков с периферийной части ПК в связи с тем, что при эксплуатации пары хранимой жидкости выпучивали не обладающую жесткостью центральную часть;

2) волнообразные колебания центральной части в районах со значительными ветровыми нагрузками, а также при испарении и конденсации паров хранимой жидкости, вызывают усталостные растрескивания сварных швов;

3) неравномерная снеговая нагрузка и затруднительность удаления снега. В настоящее время резервуары с ПК сооружают по III району по снеговой нагрузке.

Для улучшения отвода осадков в 1940 г. компания «Chicago Bridge and Iron Services» разработала конструкцию «High deck», центральная часть которой приваривалась к верхней кромке периферийного кольца (рис. 3.1, б). Это позволяло повысить жесткость центральной части и обеспечить уклон к центру за счет ее собственного веса. Однако под центральной частью образовывалось значительное газовое пространство и внутренняя ее поверхность при хранении сернистой нефти корродировала.

Фирмами «De Wris Robbe» и «Karl Speter» предложены конструкции, где для улучшения отвода атмосферных осадков к водоспуску, приемное устройство которой расположено в центре ПК, и для повышения жесткости центральная часть ПК большого диаметра снабжается радиальными ребрами замкнутого коробчатого сечения, обеспечивающими уклон к ее центру (рис. 3.1, в). Благодаря этому обеспечивается хороший дренаж атмосферных осадков.

Для резервуаров диаметром до 122 м, возводимых в местностях со значительными осадками и ветрами, предпочтительнее использовать двупалубные ПК, предложенные в 1946 г. Двупалубная ПК включает верхний и нижний настилы, приваренные к настилам перегородки, разделяющие пространство между настилами на герметичные отсеки, аналогично отсекам периферийного кольца однопалубной ПК (рис. 3.1, д). Жесткость конструкции позволяет легко обеспечить уклон к центру верхнего настила ПК, что обеспечивает хороший дренаж осадков и повышает коррозионную стойкость конструкции. Воздух, находящийся между настилами, предотвращает нагрев продукта солнечной радиацией и его испарение.

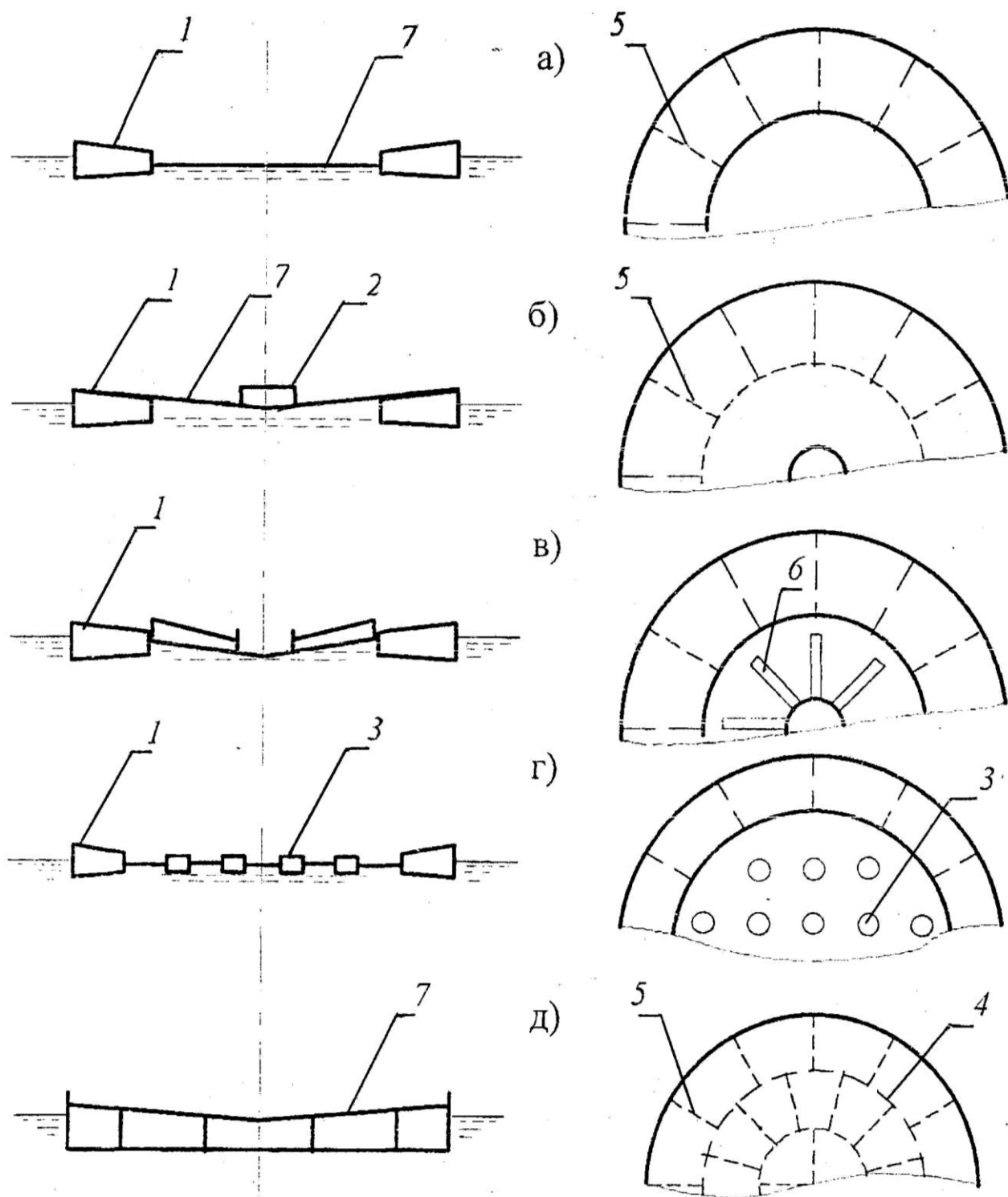


Рис. 3.1 Основные конструктивные схемы плавающих крыш:

а) однодечная; б) однодечная с центральным поплавком; в) однодечная с ребрами; г) однодечная с поплавками; д) двухдечная;

1 – периферийный понтон; 2 – центральный понтон; 3 – поплавки; 4 – кольцевые переборки; 5 – радиальные переборки; 6 – ребра жесткости; 7 – листовой настил.

Двухдечные ПК имеют высокие показатели плавучести и остойчивости, работоспособны при вертикальной нагрузке до 2 кПа. Однако значительная масса (см. табл.3.2) и трудоемкость монтажа ограничивают их применение.

Альтернативой двудечным ПК может стать поплавковая ПК, включающая периферийное понтонное кольцо, листовый настил и поплавки, равномерно распределенные по площади настила (рис. 3.1, г). Поплавки повышают плавучесть ПК, увеличивают жесткость настила, создают условия для надежного крепления опорных стоек. Размещение и объем поплавков рассчитываются из условия минимизации напряжений в листовом настиле. Периферийное понтонное кольцо предназначается в основном для обеспечения жесткости ПК в кольцевом направлении, что позволяет значительно (более чем в 2 - 4 раза) снизить ее размеры и массу. По мнению зарубежных специалистов, эксплуатирующих такие ПК в резервуарах вместимостью 50 – 120 тыс. м³, по плавучести данная конструкция может успешно конкурировать с двудечной ПК.

Для снижения трудоемкости и сроков монтажа поплавковых ПК предлагалось изготавливать их методом раздувания из двухслойных рулонных заготовок. Однако практического применения такая технология не получила.

Табл. 3.2 - Масса плавающих крыш различной конструкции

Тип плавающей крыши	Расход металла, кг/м ²
Однодечная	66 – 72
Однодечная с радиальными ребрами	65 – 86
Однодечная с поплавками	65
Двудечная	80 – 90
Ребристо-поплавковая	100 – 110

Конструкция плавающих крыш должна обеспечивать сток осадочных вод с поверхности к водозабору с их отводом за пределы резервуара. Для этого применяется водоспускная система, которая бывает двух типов: гибкой конструкции (из прочного толстостенного рукава) и жесткой конструкции (из стальных труб, связанных между собой шарнирными соединениями).

Номинальный диаметр основного водоспуска согласно [32] должен быть:

- для резервуаров диаметром до 30 м – 75 мм;
- для резервуаров диаметром от 30 до 60 м – 100 мм;
- для резервуаров диаметром свыше 60 м – 150 мм.

Водозаборное устройство однодечной плавающей крыши должно иметь обратный клапан, исключающий попадание хранимого продукта на плавающую крышу при нарушении герметичности трубопроводов водоспуска.

Существующие конструкции водоспусков резервуаров с плавающими крышами представляют систему стальных труб, соединенных между собой шарнирными устройствами (рис.3.2).

В центре днища резервуара на стойках, привариваемых при монтаже к днищу, монтируется нижний поворотный узел 3, состоящий из двух тройников и колена. Колено в свою очередь сообщено с водоотводящим коллектором 5. Ливнеприемник 1 и нижний поворотный узел связаны между собой системой складывающихся труб посредством специальных сальниковых шарниров. Сальниковые шарниры состоят из корпуса, втулки, сальниковой набивки и грунdbufксы. Для обеспечения постоянной затяжки сальника под нажимные болты установлены цилиндрические пружины. Водоотводящий коллектор заканчивается за пределами резервуара фланцем 6 для присоединения запорной задвижки.

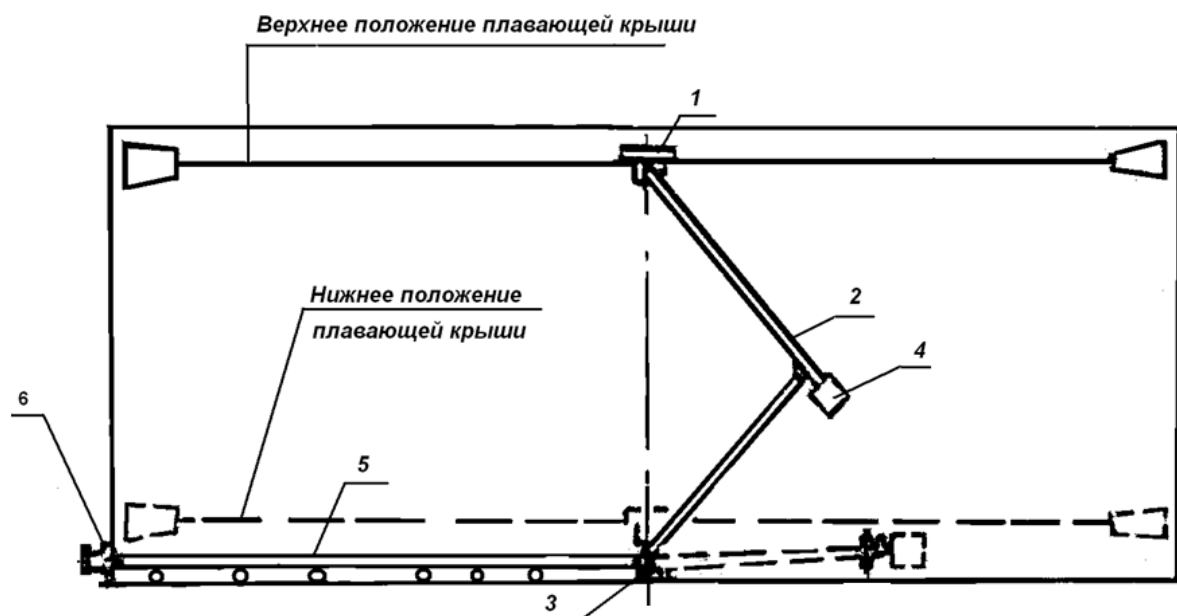


Рис. 3.2. Водоспуск плавающей крыши
 1 - ливнеприёмник, 2 - труба, 3 - нижний поворотный узел,
 4 - поплавок, 5 - коллектор водоотводящий, 6 - фланец

Ливнеприемник (рис. 3.3) состоит из корпуса 1, ввариваемого в плавающую крышу резервуара, и запорного поплавкового устройства. Запорное устройство включает в себя поплавок 3, направляющую поплавка 2 и фланец с впрессованной в него втулкой. Оно предназначено для предотвращения попадания нефтепродукта на плавающую крышу при нарушении по какой-либо причине герметичности водоспуска. При попадании продукта внутрь водоспуска в корпусе ливнеприемника уровень начинает расти, поплавок всплывает и перекрывает отверстие, сообщаемое с поверхностью плавающей крыши. Ввиду негерметичности клапана на практике клапан часто заменяют обычной запорной арматурой.

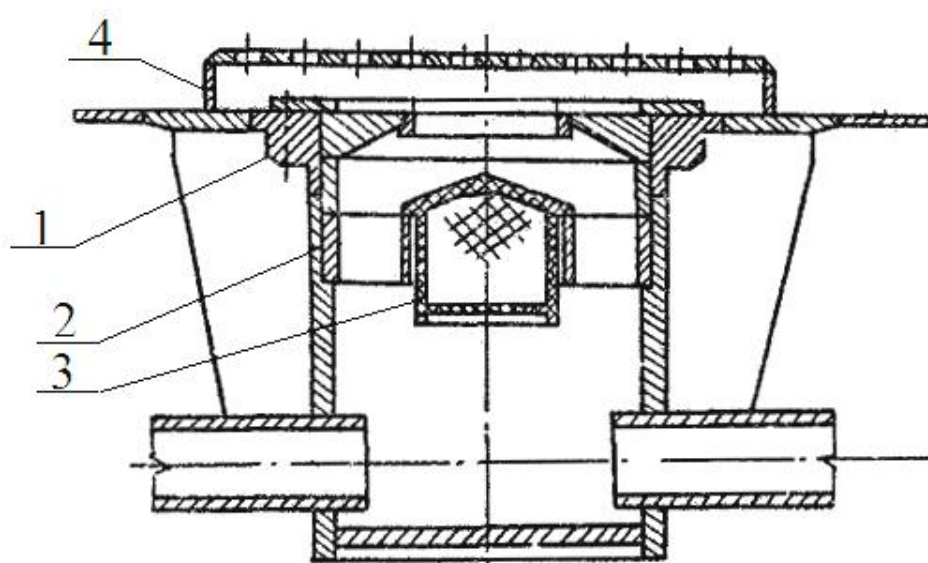


Рис.3.3 Ливнеприёмник
 1 – корпус ливнеприёмника; 2 – направляющие поплавка; 3 – поплавок; 4 – крышка.

Герметичность шарнирных устройств должна обеспечиваться за счет сальникового уплотнения, но как показывает опыт эксплуатации, она нарушается уже в первые месяцы. Как показал анализ работы водоспуска данной конструкции, а также гидродинамические расчеты при заполнении и опорожнении резервуара, шарнирные устройства испытывают не только осевые, в плоскости работы водоспуска, нагрузки, но и значительно большие - радиальные, относительно вертикальной оси резервуара. Последнее объясняется радиальным раскачиванием поплавка системы в период работы приемо-раздаточных патрубков.

Известны конструкции водоспусков плавающих крыш резервуаров, содержащие места присоединения водоспуска на плавающей крыше и внутри резервуара и водоспуск из жестких стальных труб, соединенных между собой полыми шарнирными устройствами или гибким толстостенным трубопроводом из синтетического каучука, выполненного с запасом длины.

По согласованию с заказчиком плавающие крыши могут иметь аварийные водоспуски дождевой воды непосредственно в хранимый продукт.

Основным недостатком упомянутых конструкций водоспусков является нетехнологичность монтажа из-за громоздкости конструкции и нетехнологичность эксплуатации из-за необходимости выполнения регламентных работ по ремонту шарниров, жестких трубопроводов и недостаточного срока службы тех и других.

На кафедре «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» УГНТУ разработаны конструкции водоспусков плавающих крыш резервуаров [7, 8, 9], которые содержат дренажные отверстия с присоединительными патрубками на плавающей крыше и на стенке резервуара, соединенных между собой гофрированным металлическим трубопроводом, выполненным из нержавеющей стали и устройство, обеспечивающее перемещение гибкого трубопровода синхронно с подъемом и опусканием плавающей крыши.

Водоспуск плавающих крыш резервуаров содержит присоединительные патрубки на плавающей крыше и на стенке резервуара, которые соединены гибким металлическим рукавом из нержавеющей стали, причем средняя часть рукава соединена при помощи гибких тяг в радиальном направлении с периферией плавающей крыши. Длина тяг равна расстоянию от точек крепления их на трубопроводе и плавающей крыше в верхнем положении.

Конструкция описываемого водоспуска резервуара с плавающей крышей показана на рис. 3.4.

Резервуар 1 с плавающей крышей 2, который содержит присоединительные патрубки 3, 4, прикрепленные герметично к крыше 2 и к стенке 5, в нижней части ее. К патрубку 3 присоединена труба 6 (от центра крыши к ее периферии) с отводом 7. Отвод 7 и патрубок 4 соединены гибким металлическим трубопроводом 8 из нержавеющей стали (рукав) посредством фланцев 9, 10, образуя непрерывный водоспускной канал 11 от дренажного входного отверстия 12 в крыше 2 до дренажного выходного отверстия 13 в стенке 5 резервуара, с длиной этого рукава 8, равной наименьшей длине боковой стенки 5, причем рукав 8 посредством хомутов 14, 15, 16 прикреплен гибкими тягами 17, 18, 19 (тросами) к периферии 20 крыши 2 посредством скоб 21. Длина гибких тяг а, б, в, соответственно равна расстоянию от периферии 20 крыши 2, в самом верхнем положении 22/1, до хомутов 14, 15, 16.

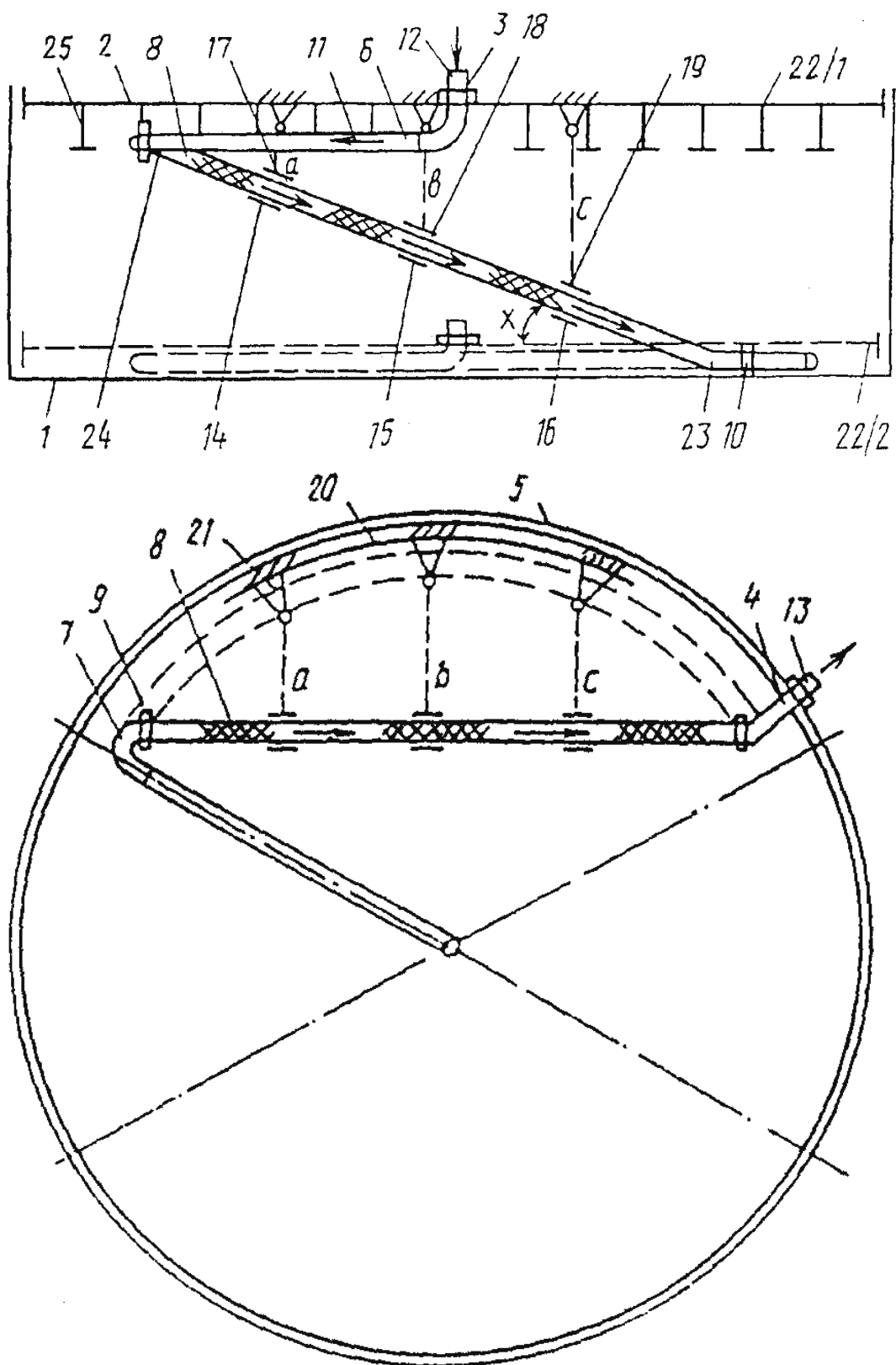


Рис. 3.4. Конструкция водоспуска с плавающей крыши резервуара

1- резервуар; 2 - плавающая крыша; 3,4 - присоединительные патроны; 5 - стенка резервуара; 6 - труба; 7 - отвод; 8 - гибкий металлический трубопровод; 10- фланцы; 11 - непрерывный водосливной канал; 12 – дренажное входное отверстие; 13 - дренажное выходное отверстие; 14,15,16 - хомуты; 17,18,19 - гибкие тяги; 20 - периферийная часть крыши; 21 - скобы; 22/1 - верхнее положение плавающей крыши; 22 - нижнее положение плавающей крыши; 23,24 - присоединения гибкого металлического трубопровода; 25 - опоры

Предлагаемое расположение гибкого трубопровода 8 в сочетании с выбранной длиной его и гибких тяг позволяет обеспечить благоприятную трассировку гибкого трубопровода при вертикальных перемещениях плавающей крыши 2. Например, при верхнем положении плавающей крыши 2 рукав 8 располагается прямолинейно под углом "х", с оптимальными радиусами изгибов в зонах присоединения 23, 24. А при перемещении крыши 2 в нижнее положение 22/2 рукав 8 располагается вдоль боковой стенки 5 с минимальными изгибами, причем именно гибкие тяги 17, 18, 19 обеспечивают подтяжку избытка длины рукава 8 к периферии дна резервуара без нежелательного дополнительного изгиба, предотвращая деформирование его опорами 25 крыши 2.

Применение в водоспусках резервуаров рукава из коррозионностойкой нержавеющей стали в сочетании с благоприятной схемой монтажа его в резервуаре, обеспечивая необходимый срок службы, позволяет снизить стоимость изготовления и эксплуатации водоспусков.

Гибкий трубопровод может быть выполнен со спиральными гофрами и расположен спирально по отношению к оси резервуара в направлении, совпадающем с направлением спирали гофров трубопровода, с диаметром спирали не менее десяти диаметров трубопровода, с длиной гибких тяг, равной кратчайшему расстоянию, в радиальной плоскости сечения резервуара, от места крепления их на рукаве до места крепления их на крыше, с диаметром расположения упомянутых мест крепления гибких тяг на крыше не меньшим чем двадцать диаметров трубопровода.

Упомянутое расположение гибкого трубопровода в сочетании с оптимальной длиной его позволяет обеспечить необходимые условия применения металлорукавов с гибкой частью из нержавеющей сталей и тем самым обеспечить необходимый срок службы их и водоспуска в целом без снижения технологичности монтажа и эксплуатации.

На рис. 3.5 изображена конструкция водоспуска резервуара с плавающей крышей, поясняющая суть предложенного решения. Резервуар 1 с плавающей крышей 2, который содержит дренажные отверстия 3, 4 на плавающей крыше и на стенке 5 резервуара, которые соединены водоспуском 6, выполненным из гофрированного металлического трубопровода 7 из нержавеющей стали со спиральными гофрами 8, имеющими правостороннюю навивку, и из неподвижного трубопровода 9. Водоспуск 6 снабжен гибкими тягами (тросами) 10, прикрепленными к средней части 11 этого трубопровода и к плавающей крыше 2 резервуара таким образом, чтобы осуществлять подъем средней части трубопровода 7 синхронно с плавающей крышей 2, причем гибкий трубопровод 7 расположен спирально диаметром d не менее десяти диаметров его тоже с правосторонней навивкой этой спирали, по отношению к оси резервуара, с длиной L гибких тяг 9, равной кратчайшему расстоянию в радиальной плоскости от места крепления 12 их на крыше 2, с диаметром D расположения упомянутых мест крепления 12 гибких тяг 9 на крыше 2 не меньше чем двадцать диаметров трубопровода.

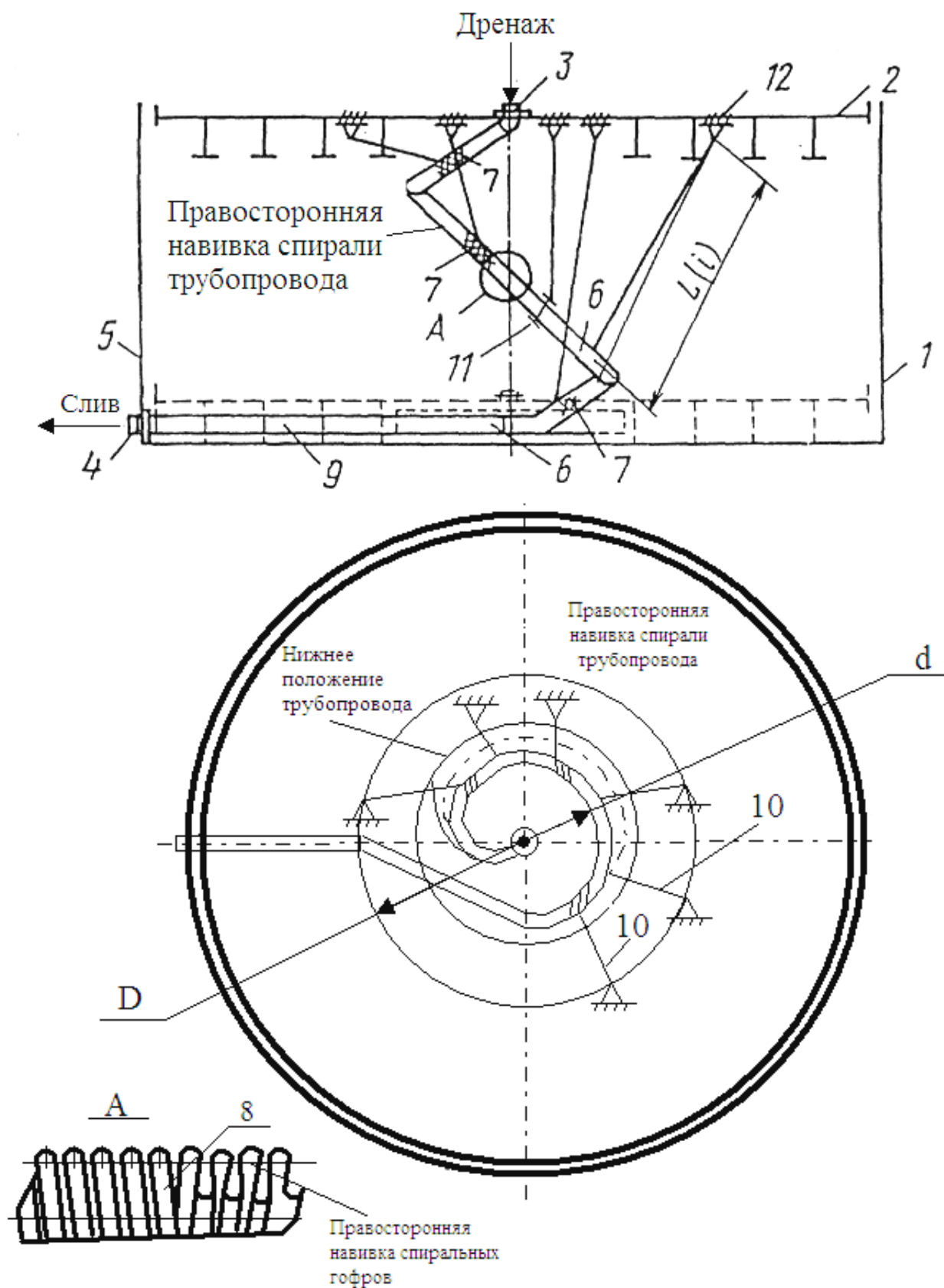


Рис. 3.5 Конструкция водоспуска резервуара с плавающей крышей

1 - резервуар; 2 - плавающая крыша; 3, 4 - дренажные отверстия на плавающей крыше; 5 - стенка резервуара; 6 - водослив; 7 - гофрированный металлический трубопровод; 8 - гофры трубопровода, имеющие правостороннюю навивку; 9 - неподвижный трубопровод; 10 - гибкие тяги; 11 - средняя часть резервуара; 12 - места крепления гибких тяг к крыше

Предлагаемое расположение гибкого трубопровода 7 в сочетании с выбранным расположением гибких тяг позволяет обеспечить благоприятную трассировку гибкого трубопровода 7 при вертикальных перемещениях плавающей крыши 2. Например, при любой высоте расположения крыши 2 гибкие тяги 9 располагают гибкий трубопровод по спирали, причем совпадение направления навивки этой спирали с направлением навивки гофров гибкого трубопровода обеспечивает уменьшение величины скручивания гибкого трубопровода при вертикальных перемещениях плавающей крыши за счет естественной подкрутки при перемещении крыши вниз и за счет открутки трубопровода при перемещении крыши вверх. Изложенное в совокупности уменьшает напряжения в гибкой части водоспуска и, следовательно, увеличивает ресурс и срок службы его.

В зависимости от конструкции устройств, обеспечивающих синхронное перемещение плавающей крыши и гибкого трубопровода разработаны различные конструктивные схемы водоспусков:

- с расположением устройства внутри резервуара (рис.3.6);
- с расположением устройства, обеспечивающего синхронность перемещения, снаружи резервуара (рис.3.7).

На рис. 3.6 изображена конструкция резервуара с плавающей крышей, поясняющая суть представляемого решения.

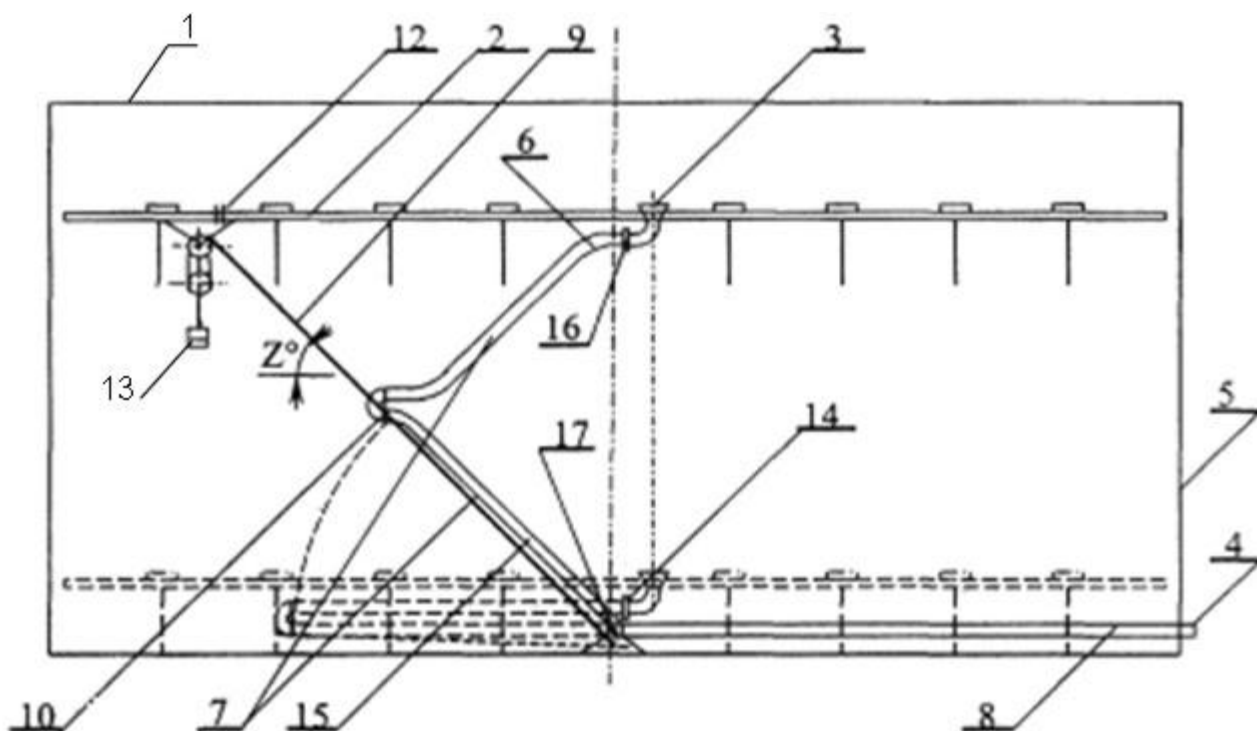


Рис. 3.6 Конструктивные схемы водоспусков с расположением тянущего устройства внутри резервуара

1 – резервуар; 2 - плавающая крыша; 3, 4 - дренажные отверстия на плавающей крыше; 5 - стенка резервуара; 6 - водослив; 7 – гибкий металлический трубопровод из нержавеющей стали; 8 – неподвижный трубопровод; 9 - гибкий трос; 10 - средняя часть трубопровода; 12 - отверстия в крыше; 13 – тянущее устройство; 14 - нижняя зона присоединения гибкого металлического трубопровода; 15 - запас длины участка гибкого металлического трубопровода; 16, 17 - зоны присоединения трубопровода к дренажному отверстию

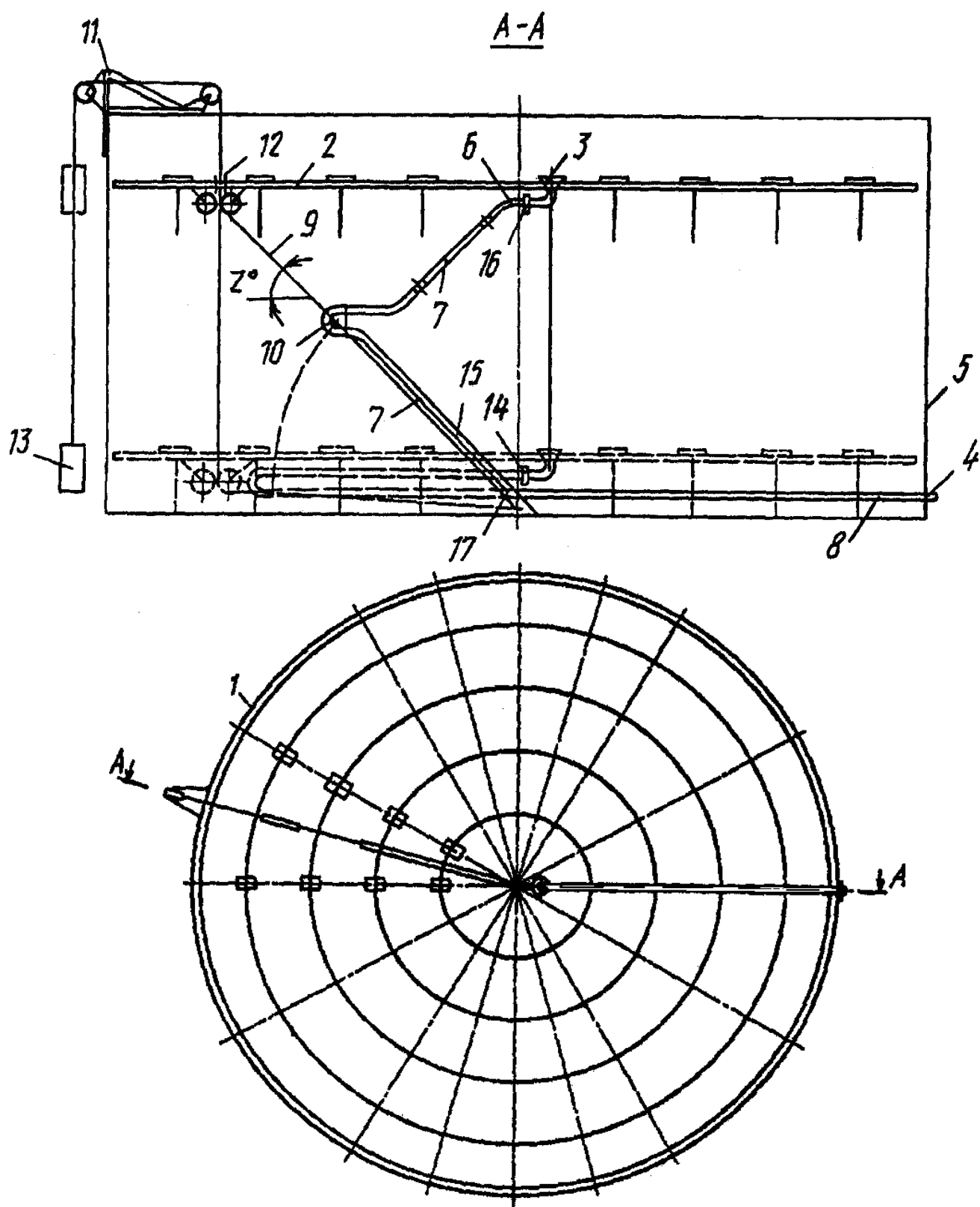


Рис.3.7 Конструктивные схемы водоспусков с расположением устройства снаружи резервуара

1 - резервуар; 2 - плавающая крыша; 3, 4 - дренажные отверстия на плавающей крыше; 5 - стенка резервуара; 6 - водослив; 7 - гибкий металлический трубопровод из нержавеющей стали; 8 - неподвижный трубопровод; 9 - гибкий трос; 10 - средняя часть трубопровода; 11- вершина стенки резервуара; 12 - отверстия в крыше; 13 - тянущее устройство; 14 - нижняя зона присоединения гибкого металлического трубопровода; 15 - запас длины участка гибкого металлического трубопровода; 16, 17 - зоны присоединения трубопровода к дренажному отверстию

Резервуар 1, с плавающей крышей 2, который содержит дренажные отверстия 3, 4 на плавающей крыше на стенке 5 резервуара, которые соединены водоспуском 6, выполненным из гибкого металлического трубопровода 7 из нержавеющей стали, и из неподвижного трубопровода 8. Водоспуск 6 снабжен гибким тросом 9, прикрепленным к средней части 10 этого трубопровода и к вершине стенки резервуара 11, через отверстия 12 в крыше 2, к тянущему устройству 13, таким образом, чтобы осуществлять подъем средней части 10 трубопровода синхронно с плавающей крышей 2, причем гибкий трос 9 прикреплен и к нижней зоне 14 присоединения гибкого металлического трубопровода 7, выполненного с запасом длины этого участка 15 трубопровода, по отношению к длине того же участка троса 8.

Предлагаемое расположение гибкого трубопровода 7, в сочетании с выбранными длинами его участка и того же участка троса, позволяют обеспечить благоприятную трассировку гибкого трубопровода при вертикальных перемещениях плавающей крыши 2. Например при любой высоте расположения крыши 2 трос 9 располагается прямолинейно под углом "Z", предотвращая возможность нагружения гибкого трубопровода усилиями тянущего устройства и обеспечивая оптимальные радиусы изгибов гибкого трубопровода 7 в зонах его присоединения 16, 17 к дренажному отверстию 3 и к неподвижному трубопроводу 8, обеспечивая беспрепятственный дренаж талой и дождевой воды с плавающей крышей 2 резервуара 1.

Были проведены расчеты на деформативность профиля металлорукава, определены разрушающее давление и коэффициент запаса прочности. Испытания на прочность и плотность, на циклическую долговечность и жесткость с учетом средних количественных характеристик процесса заполнения-опорожнения резервуаров позволили обеспечить гарантированную безотказную работу системы в течении 10 лет.

Использование в водоспусках резервуаров металлорукава из коррозионно-стойкой нержавеющей стали в сочетании с благоприятной схемой работы гибкого трубопровода при вертикальных перемещениях плавающей крыши, обеспечивает необходимый срок службы водоспуска и позволяет снизить стоимость резервуара.

Водоспуск для плавающей крыши НМТ Pivot Master (рис. 3.8).

Запатентованный дизайн водоспуска НМТ Pivot Master - был разработан в качестве метода дренажа воды с поверхности плавающей крыши. Данный водоспуск представляет собой стальной трубчатый механизм с гибкими соединениями (рис.3.9), подходящими для широкого спектра условий эксплуатации.

Вместо шарнирных соединений в данной конструкции используются гибкие соединения.

Преимущества в сравнении с шарнирным соединением:

- отсутствие прокладок, точек опоры и уплотнений;
- движущиеся части не требуют смазки.

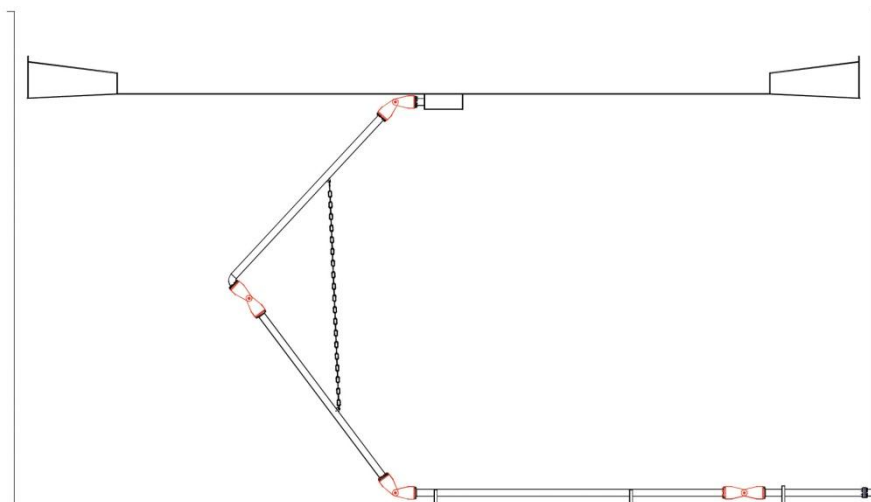


Рис. 3.8 Водоспуск для плавающей крыши

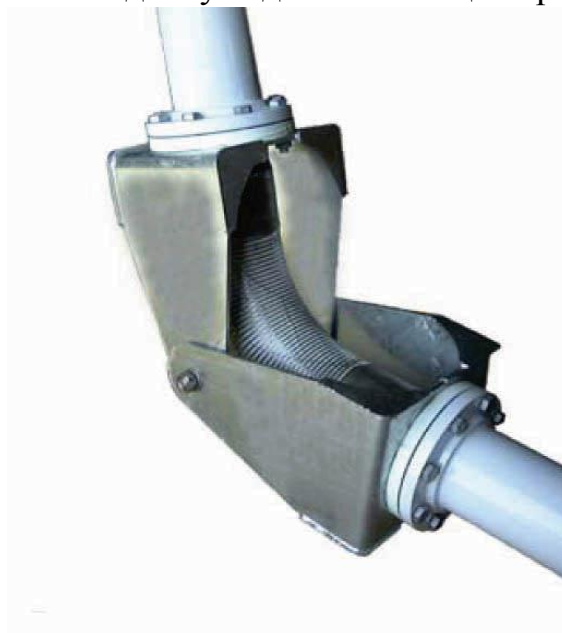


Рис. 3.9 Гибкое соединение

3.1.2 Требования, предъявляемые к плавающим крышам

Плавающие крыши применяются в резервуарах без стационарной крыши в районах с нормативным весом снегового покрова на 1 м горизонтальной поверхности земли до 1,8 кПа включительно [32,38]. Плавающие крыши имеют опорные стойки, позволяющие фиксировать крышу в положении, при котором возможен свободный проход человека по днищу резервуара под плавающей крышей - около 1800 мм. По требованию заказчика плавающие крыши могут иметь опорные стойки, позволяющие фиксировать крышу в двух нижних положениях - рабочем и ремонтном.

Доступ на плавающую крышу обеспечивается лестницей, которая автоматически следует любому положению крыши по высоте. Одним из рекомендуемых типов применяемых лестниц является катучая лестница, которая имеет верхнее шарнирное крепление к стенке резервуара и нижние ролики, перемещающиеся по направляющим, установленным на плавающей крыше.

Плавающие крыши должны иметь минимум один люк-лаз (световой люк) номинальным диаметром не менее 600 мм, позволяющий осуществлять вентиляцию и вход обслуживающего персонала под плавающую крышу, когда из резервуара удален продукт.

Для исключения вращения плавающей крыши используются направляющие в виде перфорированных в нижней части труб, которые одновременно могут выполнять и технологические функции, - в них может располагаться устройство для отбора проб или измерения уровня продукта.

Для обеспечения отвода ливневых вод с поверхности крыши должен быть предусмотрен водоспуск с обратным клапаном, который предназначен для предотвращения попадания нефтепродукта на поверхность ПК при разгерметизации труб системы водоспуска. По согласованию с заказчиком плавающие крыши могут иметь аварийные водоспуски дождевой воды непосредственно в хранимый продукт.

Плавающие крыши проектируются таким образом, чтобы при заполнении и опорожнении резервуара не происходило потопление крыши или повреждение ее конструктивных элементов, а также технологических элементов и приспособлений, находящихся на днище и стенке резервуара.

Плаучесть однодечной плавающей крыши должна быть обеспечена при потере герметичности центральной части и двух смежных коробов.

Плаучесть двухдечной крыши должна быть обеспечена при потере герметичности двух соседних коробов.

Зазор между внешним краем крыши и стенкой резервуара, а также между патрубками в крыше и направляющими обеспечивается уплотнением с помощью специальных устройств (затворов).

Все части плавающей крыши, включая катучую лестницу, должны быть электрически взаимосвязаны (заземлены) и соединены со стенкой.

3.2 Понтоны

3.2.1 Конструкции понтонов

Преимуществами резервуаров с понтонами являются:

- защита продукта и самого плавающего покрытия от атмосферных осадков, как в зимнее, так и в летнее время;
- значительное уменьшение потерь от испарения;
- снижение ремонтных расходов, поскольку отпадает необходимость в системе водоспуска;
- дешевизна и отсутствие эксплуатационных неполадок;
- легкость применения на действующих резервуарах.

Приложение Н «Internal floating roof» (понтон) стандарта API-650 предусматривает следующие типы понтонов (рис.3.10), устанавливаемых в резервуарах со стационарной кровлей:

- а) металлические чашеобразные, находящиеся в контакте с жидкостью и имеющие периферийный вертикальный лист;
- б) металлические с переборками и открытыми сверху отсеками, находящиеся в контакте с жидкостью;
- в) металлические понтонные, находящиеся в контакте с жидкостью и имеющие закрытые понтоны;
- г) металлические двухдечные, находящиеся в контакте с жидкостью;
- д) металлические на поплавках, покрытие которых находится над жидкостью;
- е) металлические из панелей типа “сэндвич”, находящиеся в контакте с жидкостью;
- ж) из пластиковых панелей типа “сэндвич”, находящиеся в контакте с жидкостью.

Металлические понтоны

Стальные понтоны, применяемые в нашей стране, соответствуют конструктивным схемам «б», «в» и «г» приложения Н стандарта API-650.

В 1957 году «Гипроспецпромстрой» разработал типовой ряд резервуаров с щитовой кровлей и стальным понтоном (серия Т-11), оснащенных петлеобразным уплотнением. Понтон представлял собой настил из листовой стали толщиной 3 мм, по периферии которого приварен борт. К верхней поверхности настила, равномерно по площади понтона, приварены закрытые сверху поплавки длиной 5,8 м и шириной 1,3 м трапециевидного сечения (ящички). Понтон опирался на стойки плавающего типа, размещенные в поплавках для повышения жесткости их крепления.

В типовых проектах стальных резервуаров серии 704, введенных в действие в 1969 году (для резервуаров вместимостью 10, 15 и 20 тыс. м³ в 1970 г.), использовалась конструктивная схема «б», предложенная в 1968 г. ЦНИЛ ГКНП РСФСР, являющаяся наиболее распространенной в настоящее время.

Применение сборных экранов из алюминиевых сплавов в странах Западной Европы и США началось в 1950-х годах. К настоящему времени эта конструкция стала традиционной для американских и европейских резервуарных парков.

Одним из признанно надежных является конструкция понтона, в которой настил удерживается на поплавках. Понтоны такой конструкции применяются в странах Западной Европы и США с 1960-х годов, и в настоящее время конструкция сборных понтонов из алюминиевых сплавов для вертикальных стальных цилиндрических резервуаров стала традиционной. ЗАО "Нефтемонтаждиагностика", используя зарубежный и отечественный опыт, разработало и строит легкие сборные понтоны из алюминиевых сплавов для резервуаров объемом до 50000 м³. В конструкции понтона использованы наиболее коррозионностойкие алюминиевые сплавы отечественного производства. Все детали понтона устанавливаются через люк диаметром 500 мм. К достоинствам данной конструкции можно отнести следующее:

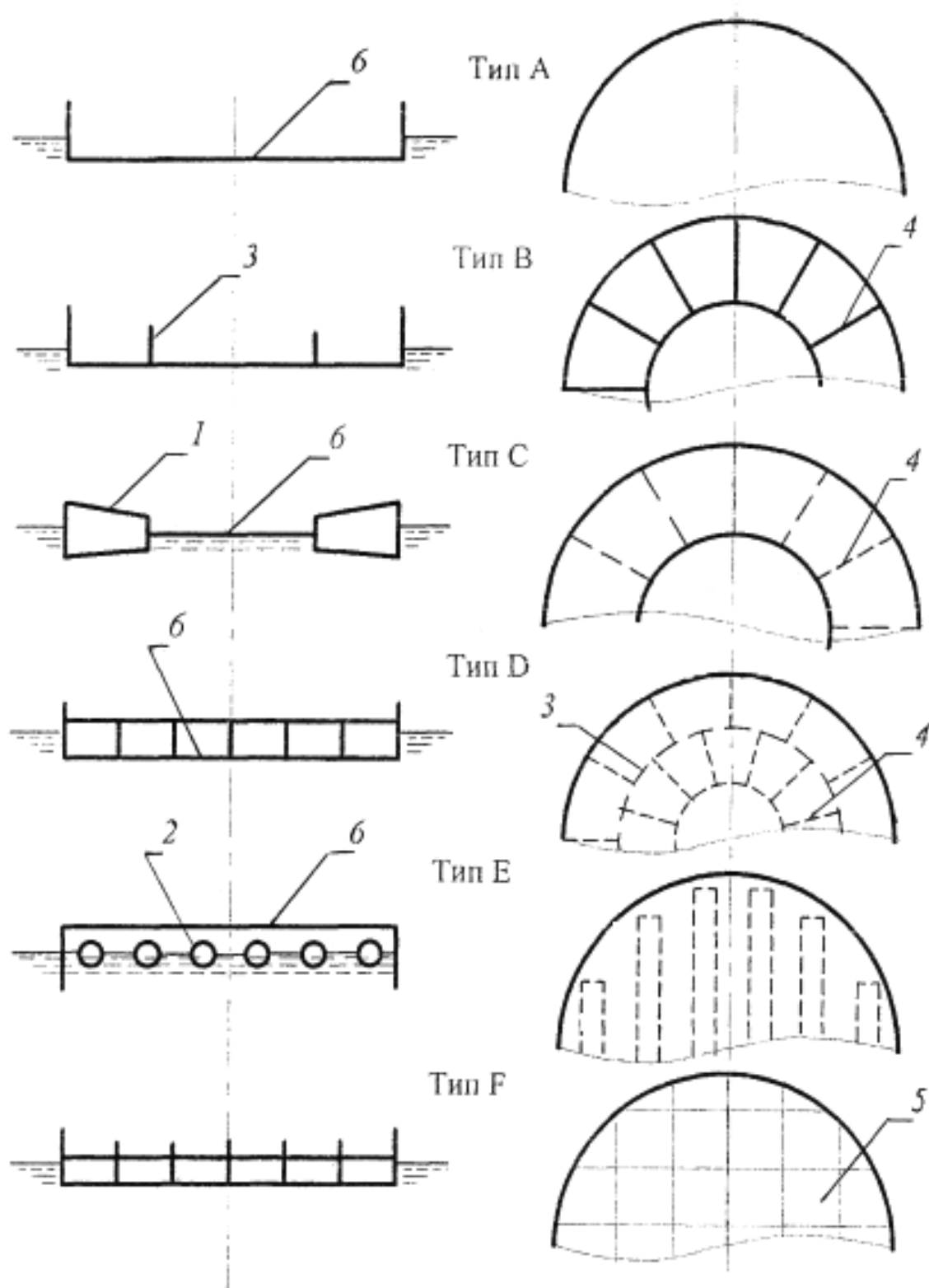


Рис. 4.10 Основные конструктивные схемы понтонов:
 1 – периферийный понтон, 2 – трубчатые поплавки, 3 – кольцевые переборки, 4 – радиальные переборки, 5 – трехслойная панель, 6 – листовой настил

- большая плавучесть, регулируемая количеством поплавков;
- легкость и быстрота монтажа;
- малая масса по сравнению со стальными понтонами;
- применение типовых заготовок и узлов для резервуаров различной вместимости;
- легкость восстановления плавучести при потоплении;
- возможность ремонта без применения огневых работ;
- возможность автоматического удаления продукта с настила при любом уровне слива;
- возможность демонтажа для сборки в другом резервуаре.

В резервуарных конструкциях в последнее время применяют в основном алюминево-магниевого сплавы, обладающих благоприятным сочетанием химических, механических и технологических свойств. Алюминиевые листы и профильные изделия обычно используются для изготовления крыш и понтонов в сочетании с крепежными деталями из нержавеющей или оцинкованной стали, а также с применением сварных соединений.

Она представляет собой стальное сварное рулонированное полотнище, толщиной 4 мм, по периферии которого приварено кольцо жесткости, обеспечивающее стабильность диаметра понтона и воспринимающее нагрузки от сил трения уплотнения, образованное двумя концентричными бортами и радиальными перегородками. Борты и перегородки приваривают герметичными швами к полотнищу, формируя герметичные отсеки по периферии понтона. Понтон оснащен устройствами для слива продукта с поверхности понтона сифонного типа, плавающими стойками и уплотнением РУМ-2.

К схеме «с» относится конструкция, отличающаяся от предыдущей тем, что отсеки закрыты сверху листом и герметично заварены. В верхний лист вварены патрубки для контроля за герметичностью отсека при эксплуатации. На днище отсека имеются резьбовые пробки для удаления продукта из отсека.

К схеме «d» относится конструкция, разработанная предприятием «Липарф» в 1996 г. и выпускаемая Саратовским заводом РМК. Стальной понтон сваривается на монтаже из шестиугольных кассет, изготавливаемых в заводских условиях. Кассета представляет собой герметичный модуль, образованный периферийным обрамлением из швеллера, и крышками. На заводе-изготовителе каждый модуль проходит испытание на герметичность избыточным давлением и подвергается антикоррозионной обработке.

Алюминиевые понтоны, собираемые внутри резервуара из трехслойных панелей с сотовым наполнителем, разработанные в США, относятся к схеме «f». Им предшествовала конструкция, относящаяся к 1950-м годам, собираемая из алюминиевых трехслойных панелей с наполнителем из закрытопористого пенополиуретана. Панели включают наполнитель из алюминиевых сот, жестко скрепленный с обшивкой из алюминиевых листов, и приклеиваемое или привариваемое обрамление, служащее для соединения панелей между собой болтами.

Неметаллические экраны

Как было указано выше, экраны – это настилы, поддерживаемые над поверхностью жидкости поплавками. Понтоны - непосредственно контактируют с продуктом, практически исключают его испарение и образование паров продукта под их поверхностью.

В условиях дефицита стального проката в начале 1960-х годов, применение понтонов из полимерных материалов в нашей стране позволило обеспечить качественный и количественный скачок в сокращении потерь нефтепродуктов из резервуаров. Преимуществами таких конструкций, по сравнению с применявшимися в то время стальными, являлось:

- экономия металла - от 60 до 90 % в зависимости от конструкции и вместимости резервуара;
- возможность монтажа как в строящихся, так и в эксплуатирующихся резервуарах. При монтаже в действующих резервуарах работы производятся без демонстрации части кровли или корпуса резервуара;
- элементы конструкций позволяли свободно вносить их в резервуар через люк-лаз;
- отсутствие сварочных работ при ремонте.

Недостатком всех видов ПП с применением полимерных материалов является необходимость тщательной дегазации резервуара перед ремонтом.

Неметаллические понтоны

В середине 1960-х годов во Франции и Бельгии было смонтировано около 280 понтонов из пластифицированного поливинилхлорида, плавучесть которых обеспечивалась полыми яйцеобразными поплавками из того же материала. Для снятия статического электричества экран на нижней поверхности имеет металлическую сетку.

На фоне развития химии полимеров и технологии получения вспененных пластмасс в 1980-х годах, на объектах транспорта нефти и нефтепродуктов увеличивалось использование нового материала - пенополиуретана (ППУ). Пионером в области внедрения в нашей стране ППУ как материала для изготовления понтонов, является СКБ «Транснефтеавтоматика» ГКНП СССР. В 1985 году им разработана конструкция сборно-монолитного понтона для вертикальных стальных резервуаров вместимостью от 200 до 10000 м³, которая стала образцом для подражания многими проектировщиками. Особенностью данной конструкции является полное отсутствие в плавающей части, как и в понтоне ВЗПИ, металлических деталей.

Понтон включает периферийное кольцо, обеспечивающее прочность и жесткость в месте крепления уплотнения, центральную часть, несущее кольцо с эластичным вкладышем, формирующее борт понтона и позволяющее закрепить уплотнение. Для исключения насыщения ППУ хранимым продуктом, его поверхность покрывается полиуретановым латексом, а затем саженаполненным латексом – для придания поверхности понтона токопроводящих свойств. Из-за недостаточной прочности ППУ, опирание понтона в крайнем нижнем положении производят на неподвижную опору из прокатного профиля, на отметке 1,8 м от днища, служащей одновременно в качестве настила для сборки понтона в резервуаре. По той же причине, перемещение персонала по понтону, находящемуся на опоре, допускается только по специальным трапам.

За рубежом получили распространение сборные понтоны из синтетических материалов. Они изготавливаются из трехслойных панелей толщиной 51 мм с жестким пенополиуретаном в качестве заполнителя и обшивкой из стеклопластика на основе полиэфирных или эпоксидных смол. Панели крепятся болтами и зажимными планками с зубчатой насечкой, прокалывающими верхнюю и нижнюю поверхности стыкуемых панелей. Узлы крепления находятся выше уровня хранимого продукта [16,17].

Для резервуаров объемом более 1000 м³ применялись понтоны из синтетических материалов, разработанные институтом «Проектстальконструкция». В зависимости от типа резервуаров, в которых они устанавливаются, эти понтоны бывают двух видов.

В резервуарах со щитовой крышей с центральной стойкой устанавливают понтоны типа «Колесо», а в резервуарах со сферической крышей — понтоны типа «Ковер» (рис. 3.11).

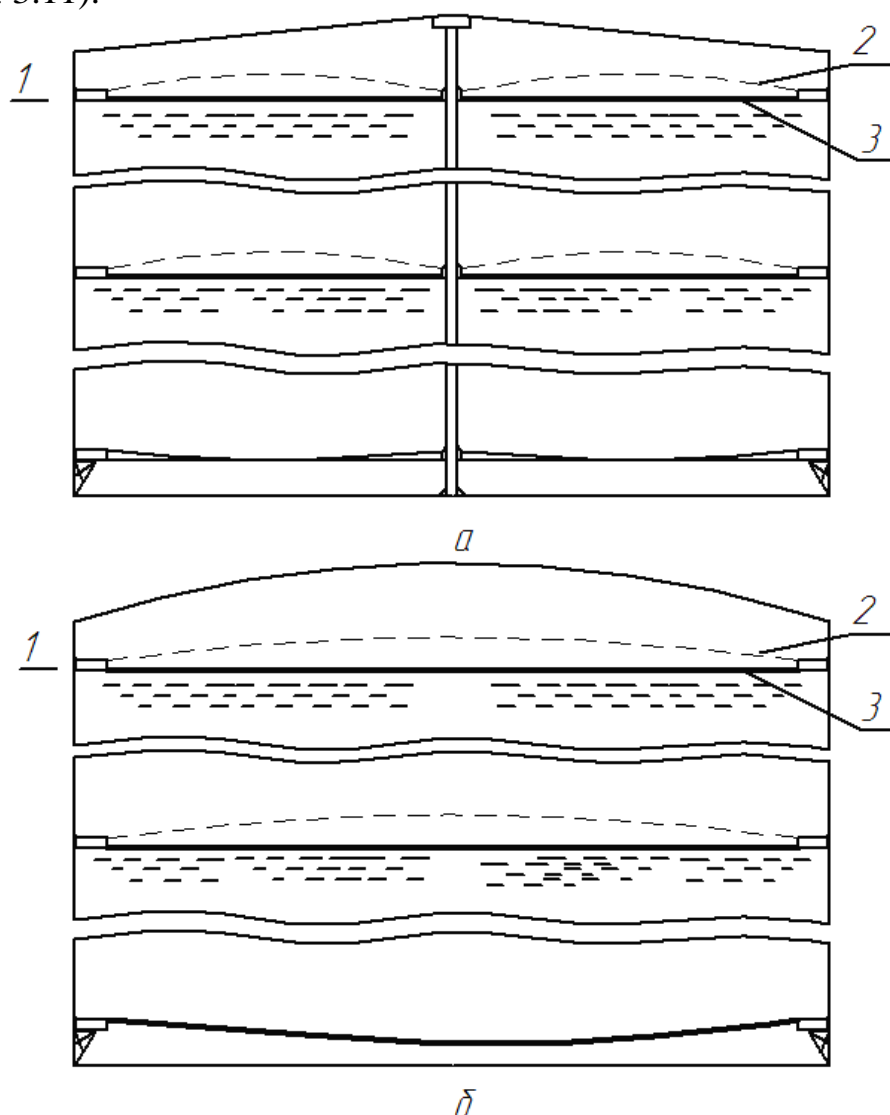


Рис. 3.11. Вертикальный стальной резервуар емкостью 5000 м³ с понтонами из синтетических материалов

a — понтон типа «Колесо»; *б* — понтон типа «Ковер»;

I - положение понтона при высшем заливе; II - положение понтонов при промежуточном заливе; III - положение понтона при опорожненном резервуаре;

1 - уровень высшего залива; 2 — ковер при наличии паров; 3 — ковер при отсутствии паров

Понтон типа «Колесо» состоит из стального кольца (обода) шириной 0,8-1,0 м, и ступицы-патрубка, внутренний диаметр которого позволяет пропускать центральную стойку резервуара. Спицы выполнены из арматурной стали и служат для поддержания патрубка и оболочки при опорожненном состоянии резервуара. Обод представляет собой полое кольцо из герметически сваренных коробов. Каждый короб состоит из двух изолированных отсеков, в которых вмонтированы патрубки с крышкой для контроля герметичности отсеков в процессе эксплуатации. Для удаления нефтепродукта из отсеков в случае нарушения их герметичности в каждом отсеке привариваются муфты с пробками.

Оболочка понтона склеивается из отдельных полос прорезиненной ткани. Соединение их между собой производится внахлестку с помощью дополнительных полосовых накладок из того же материала. Оболочка присоединяется к коробам понтона болтами.

Короба понтона в нижнем положении опираются на кронштейны. Под оболочкой устанавливаются трубчатые опоры высотой 1,8 м. Между понтоном и стенкой резервуара устанавливается уплотняющий затвор.

Чтобы предотвратить вращение понтона при его движении вверх и вниз, как и в обычных резервуарах, в качестве направляющих используются кожух пробоотборника и труба ручного замера уровня.

В процессе монтажа короба понтона соединяются попарно и устанавливаются на кронштейны. Свернутые в рулон монтажные элементы ковра укладываются на днище и разворачиваются. Монтажные стыки ковра склеиваются и проверяются на плотность в соответствии с заранее разработанной технологией завода-изготовителя.

По своей конструкции понтон типа «Ковер» отличается от понтона типа «Колесо» отсутствием спиц и ступицы, так как резервуары со сферической крышей не имеют центральной стойки.

Комбинированные понтоны

В комбинированных понтонах используют синтетические материалы и металл.

Комбинированные понтоны, разработанные в СССР, состоят из металлического периферийного кольца, собранного из открытых герметичных отсеков, и ковра из синтетического материала. Такой понтон совмещает преимущества металлических понтонов – простоту и надежность фиксации зазора между понтоном и стенкой, прочность и жесткость места крепления уплотнения к понтону- с преимуществами неметаллических – не слишком высокая масса, удобство монтажа в эксплуатируемых резервуарах.

«ЦНИИПСК» разработаны понтоны комбинированного типа для вертикальных цилиндрических резервуаров вместимостью 10 и 20 тыс. м³. Понтон состоит из стального периферийного кольца и ковра из токопроводящего резиноканевого материала. Периферийное кольцо сваривается из отдельных герметичных отсеков. Ковер склеивается в заводских условиях клеем С-12 внахлест из полос резиноканевого материала (артикул № 637), с последующим наложением шнура-герметика и заделочных резиновых лент. Ковер к периферийному кольцу крепится с помо-

щью болтов и накладок. В крайнем нижнем положении периферийное кольцо понтона опирается на консольные кронштейны, приваренные к стенке резервуара, а ковер – на кольцевые трубчатые опоры, расположенные концентрично по радиусу 9 и 2 м, высотой соответственно 1,4 и 0,7 м.

Аналогичную конструкцию имеет понтон конструкции ЦНИЛ Госкомнефтепродукта РСФСР, разработанный для резервуаров вместимостью 200 – 5000 м³. Ковер понтона изготовлен из полос полиэтилена низкого давления, толщиной 2 мм, сваренных внахлест. Стальное периферийное кольцо собирается на болтах из секций, представляющих открытые отсеки, разделенные герметичными перегородками. Для отвода зарядов статического электричества под ковром размещена сетка из стальной оцинкованной проволоки с ячейкой 200x200 мм, закрепленная к периферийному кольцу. В крайнем нижнем положении периферийное кольцо понтона опирается на опорные стойки плавающего типа. Монтаж понтона производится внутри резервуара из деталей и узлов, подаваемых через люк-лаз в первом поясе.

Комбинированные понтоны типа «g» по классификации Приложения Н стандарта API-650 изготавливают из панелей жесткого пенопласта толщиной 38 мм, облицованных с обеих сторон алюминиевым листом. Панели крепят болтами и зажимными планками с зубчатой насечкой, прокалывающими выведенные на верхнюю поверхность выпуски листов обшивки стыкуемых панелей. Узлы крепления находятся выше уровня хранимого продукта. Такую конструкцию имеет понтон «Coverflot» компании «Larosch Buvj».

3.2.2 Требования, предъявляемые к понтонам

Конструкция понтона должна обеспечивать его работоспособность по всей высоте резервуара без перекосов и вращения.

Периферийная стенка (бортик) понтона с учетом его притопления должна превышать уровень продукта не менее чем на 150 мм. Аналогичное превышение должны иметь патрубки понтона.

Величина зазора между стенкой резервуара и понтоном должна соответствовать принятой конструкции затвора.

Конструкция понтона должна обеспечивать расчетный запас плавучести с учетом плотности хранимого продукта. Расчет плавучести понтона при наличии пустотелых коробов (поплавков) должен производиться для случая, если два любых соседних короба и центральная часть понтона потеряют герметичность.

Толщина элементов понтона из стали или алюминиевых сплавов определяется на основании прочностных и деформационных расчетов, а также с учетом их коррозионной стойкости в конкретных условиях эксплуатации.

Все соединения понтона, подверженные непосредственному воздействию продукта или его паров, должны быть плотными и проконтролированы на герметичность. Любой уплотняющий соединение материал должен быть совместим с хранимым продуктом.

Понтон обеспечивается фиксированными либо регулируемыми опорами. Нижнее рабочее положение определяется минимальной высотой, при которой конструкции понтона оказываются выше различных устройств, находящихся на стенке

или днище резервуара и препятствующих опусканию понтона. С помощью регулируемых опор можно установить понтон на высоте, обеспечивающей проведению ремонтных работ под ним.

Опоры, изготовленные из замкнутого профиля, должны иметь отверстия в нижней и верхней части для обеспечения дренажа и зачистки.

Во избежание разрушения и нарушения плотности особое внимание должно быть уделено креплению опор к элементам понтона.

Для распределения динамических нагрузок на днище резервуара, передаваемых понтоном, под опорами понтона устанавливаются стальные подкладки, приваренные к днищу резервуара сплошным швом.

Расстояние между опорными стойками понтона рекомендуется принимать не менее 1000 толщин листов центральной части. Толщина центральной части стального понтона составляет 4 мм и более.

Понтон должен быть рассчитан таким образом, чтобы в состоянии наплаву или на опорных стойках он мог безопасно удерживать, по крайней мере, двух человек (2 кН), которые перемещаются в любом направлении; при этом понтон не должен разрушаться, а продукт не должен поступать на поверхность понтона.

Для исключения вращения понтона должны использоваться направляющие в виде труб, которые одновременно могут выполнять технологические функции, - в них располагаются измерительное устройство и устройство для отбора проб продукта.

Для исключения вращения понтона могут также использоваться тросовые либо другие конструкции.

Понтоны могут иметь патрубки для установки вентиляционных устройств, которые исключали бы возникновение перегрузок на настил понтона. При достижении уровня разлива менее нижнего рабочего положения под настилом понтона образуется вакуум, а при заполнении резервуара под ним образуется значительное избыточное давление. В связи с этим необходима вентиляция подпонтонного пространства. В любом случае (при наличии или отсутствии вентиляционных устройств) скорость заполнения и опорожнения резервуара в режиме нахождения понтона на стойках должна быть минимально возможной для конкретного резервуара.

В стационарной крыше или стенке резервуара с понтоном предусматриваются вентиляционные патрубки (отверстия) для циркуляции воздуха в резервуаре при перемещении понтона.

Для доступа на понтон в резервуаре должен быть предусмотрен по меньшей мере один люк-лаз в стенке, расположенный таким образом, чтобы через него можно было попасть на понтон, находящийся на опорных стойках.

Все токопроводящие части понтона должны быть электрически взаимосвязаны (заземлены) и соединены с внешней конструкцией резервуара. Это может быть достигнуто с помощью гибких кабелей, идущих от стационарной крыши резервуара к понтону (минимум два, равномерно распределенные). При выборе кабелей следует

учитывать их прочность, коррозионную стойкость, электрическое сопротивление, надежность соединений, гибкость и срок службы.

3.3 Понтоны из алюминиевых сплавов

Существуют различные типы понтонов из алюминиевых сплавов, производимых российскими и зарубежными фирмами.

Понтон из алюминиевого сплава "Альпон" является простым и наиболее эффективным средством сокращения потерь от испарения из резервуаров и отличается практической непотопляемостью. Сокращая потери от испарения более чем на 95%, понтон может окупить затраты на его приобретение всего лишь за 1,5 года и будет продолжать давать экономию хранимого продукта не менее 20 лет.

Понтон из алюминия "Альпон" предназначен для снижения потерь нефти и нефтепродуктов и предотвращает загрязнение атмосферы углеводородами в вертикальных стальных и железобетонных резервуарах путем перекрытия поверхности продукта и изоляции его от окружающей среды.

Его эффективность по экспериментальным данным, проведенным на резервуаре объемом 10000 м³, составляет не менее 98.

Основные преимущества:

- высокая рентабельность первоначального капиталовложения;
- отсутствие затрат на ремонт и эксплуатацию, обычных для оборудования этого типа;
- производство монтажа в сжатые сроки (не более трех недель, в зависимости от диаметра резервуара);
- высокая безопасность при эксплуатации;
- модульная конструкция позволяет производить монтаж узлов и деталей через люк – лаз первого пояса резервуара, при этом отпадает необходимость в создании дополнительных проемов.

Основные технические характеристики понтона «Альпон» приведены в табл.3.3.

Понтон монтируется как во вновь строящихся, так и в находящихся в эксплуатации резервуарах.

Табл. 3.3 – Основные технические характеристики понтона «Альпон»

Показатель	Диаметр резервуара D, м			
	20,9	22,8	34,2	45,6
Диаметр понтона, м	20,52	22,4	33,8	45,2
Номинальный зазор между понтоном и стенкой резервуара, мм	200			
Плавучесть, не менее, %	200			
Тип уплотнителя	мягкий			
Диаметр поплавков, мм	220			
Общая длина поплавков, м	148	181	360	620
Масса, кг	1800	2050	4150	8000

На рис. 3.12. показана конструкция алюминиевого понтона «Альпон».

По техническим характеристикам и эксплуатационным показателям понтон "Альпон" не уступает аналогичным понтонам всемирно известных фирм, причем его стоимость почти в 1,5 раза ниже зарубежных аналогов.

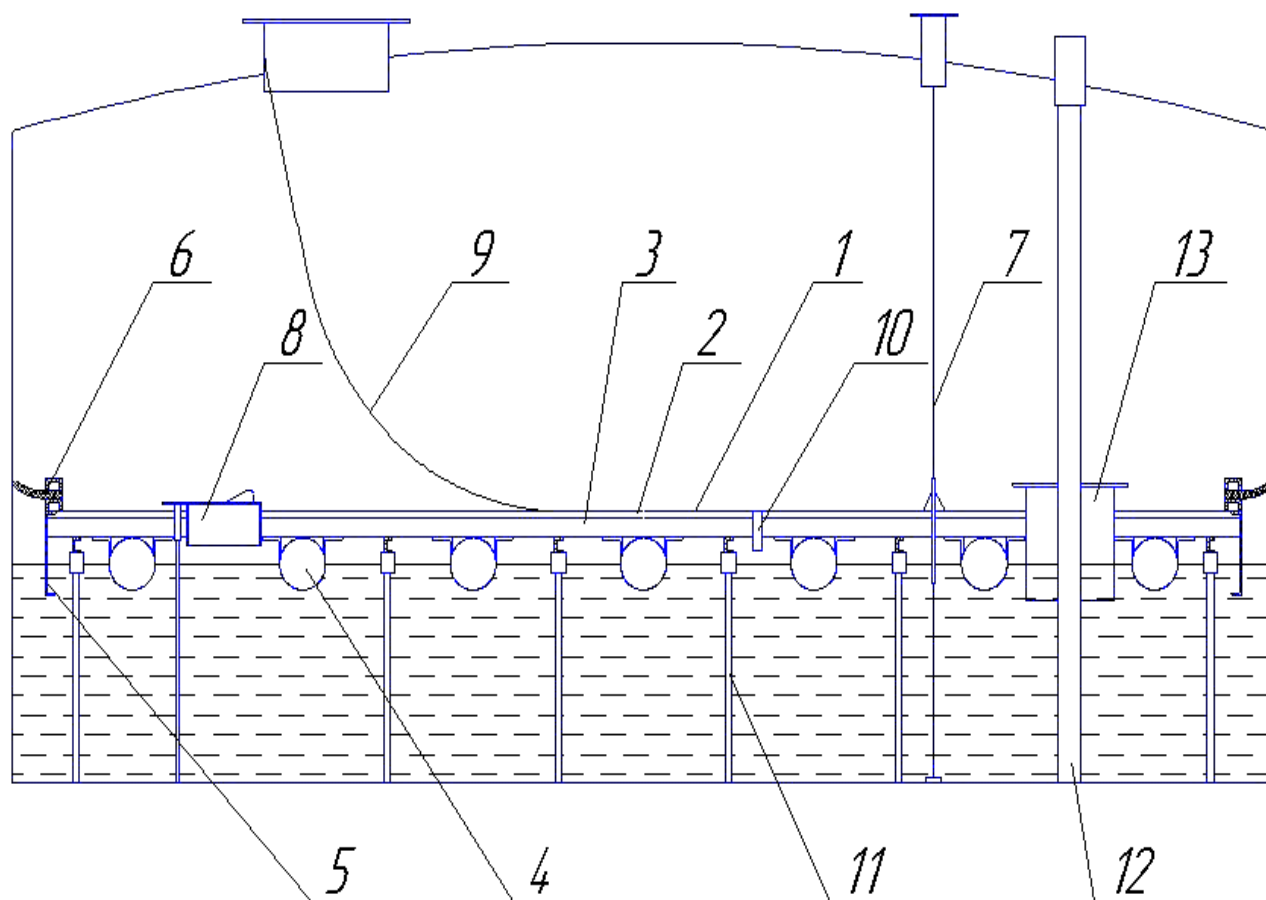


Рис. 3.12. Конструкция алюминиевого понтона «Альпон»

- 1 – настил понтона; 2 – верхняя балка; 3 – нижняя балка; 4 – поплавок;
 5 – периферийная юбка; 6 – периферийный затвор; 7 – противоповоротное устройство; 8 – люк-лаз; 9 – кабель заземления; 10 – дренаж; 11 – стационарная опора;
 12 – направляющая резервуара; 13 – затвор направляющей.

Плавучесть понтона обеспечивается рядами круглых поплавков, на которых герметично закреплены секции настила. Секции настила закрепляются с помощью верхней и нижней балки.

Система стыковки листов настила обеспечивает надежную герметизацию подпонтонного пространства от проникновения паров хранимого продукта наружу.

Периферийная юбка, погруженная в жидкость исключает прорыв паров в газовое пространство резервуара.

Уплотняющий затвор обеспечивает герметизацию кольцевого зазора между понтоном и стенкой резервуара.

Для исключения поворота понтона вокруг оси в процессе эксплуатации, в резервуаре установлены противоповоротные тросы.

Для герметизации элементов, проходящих сквозь понтон, таких, как центральная стойка, перфорированный кожух уровнемера, - понтон оборудуется затворами.

Техническое описание понтона

Понтон описываемой конструкции представляет собой чашу, плавающую с помощью поплавков на поверхности хранимого продукта вверх дном, так что стенки чаши погружены в продукт, а между поверхностью продукта и дном чаши имеется пространство, заполненное парами хранимой жидкости. Принципиальная схема понтона поплавкового типа из алюминиевых сплавов показана на рис. 3.13.

Конструктивно понтон включает в себя периферийную юбку, поплавки, балки, настил, опорные стойки и различное основное и дополнительное оборудование (рис. 3.14).

Периферийная юбка образует гидрозатвор, исключаящий прорыв паров хранимого продукта из под экрана в газовое пространство резервуара, для чего она погружена в продукт на глубину не менее 100 мм. Конструктивно периферийная юбка состоит из элементов, собираемых друг с другом встык на болтах (рис. 3.15).

Поплавки обеспечивают необходимую плавучесть (не менее чем двойной собственный вес при разгерметизации двух поплавков), поперечную жесткость конструкции, а также служат для передачи нагрузки от собственного веса конструкции на опорные стойки. Герметичные поплавки трубчатого типа, с приварными заглушками, конструктивно объединены с консолями, служащими для крепления поплавков друг с другом и с опорными стойками. Поплавки располагаются параллельными рядами в центральной части понтона и по окружности на периферии, причем в каждом ряду поплавки жестко скреплены между собой.

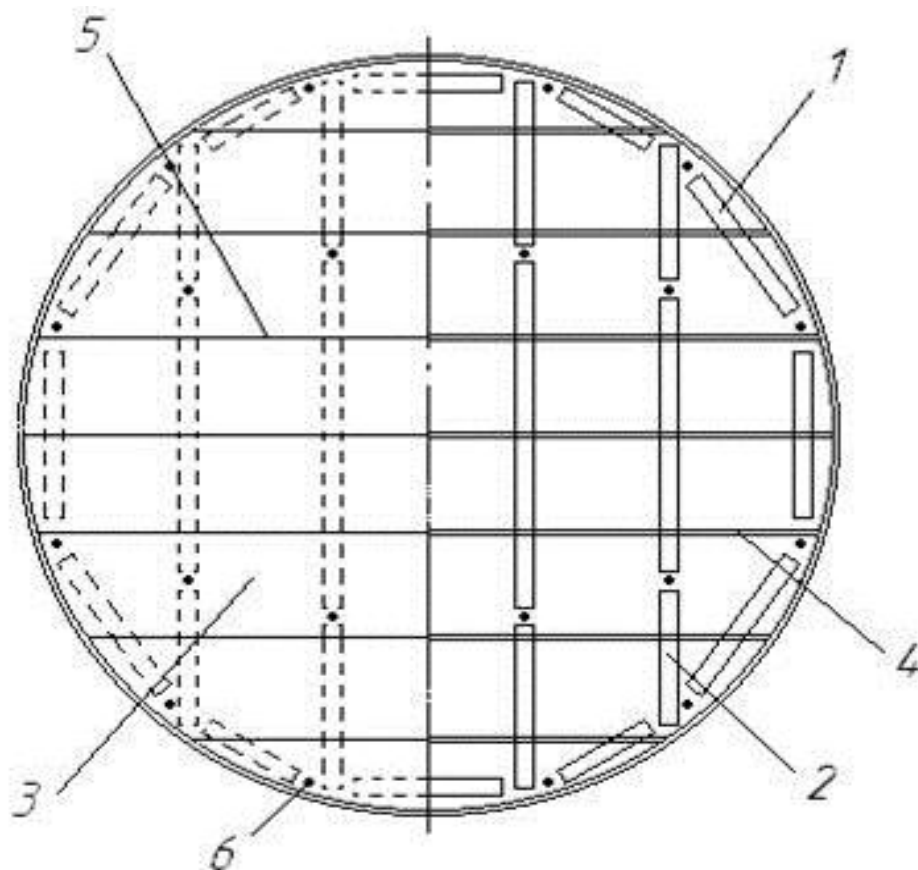
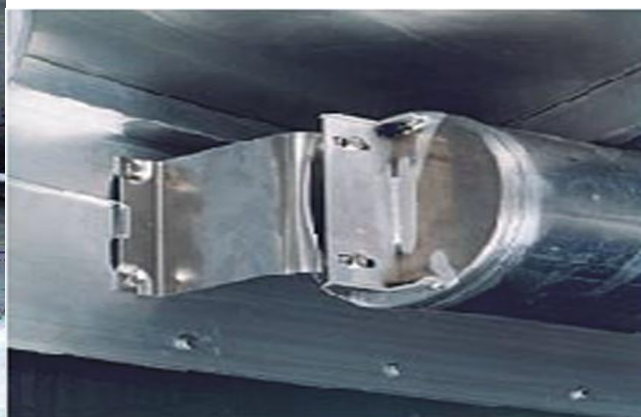


Рис. 3.13. Принципиальная схема понтона из алюминиевых сплавов:
 1 – периферийные полавки; 2 – центральные полавки; 3 – настил;
 4 – нижние (несущие) балки; 5 – верхние (зажимные) балки; 6 – опорные стойки.



а



б



в

г

Рис. 3.14. Основные детали понтона

а - затвор направляющей; б - крепление поплавка к юбке; в - понтон (вид снизу);
г - крепление троса противоповоротного.

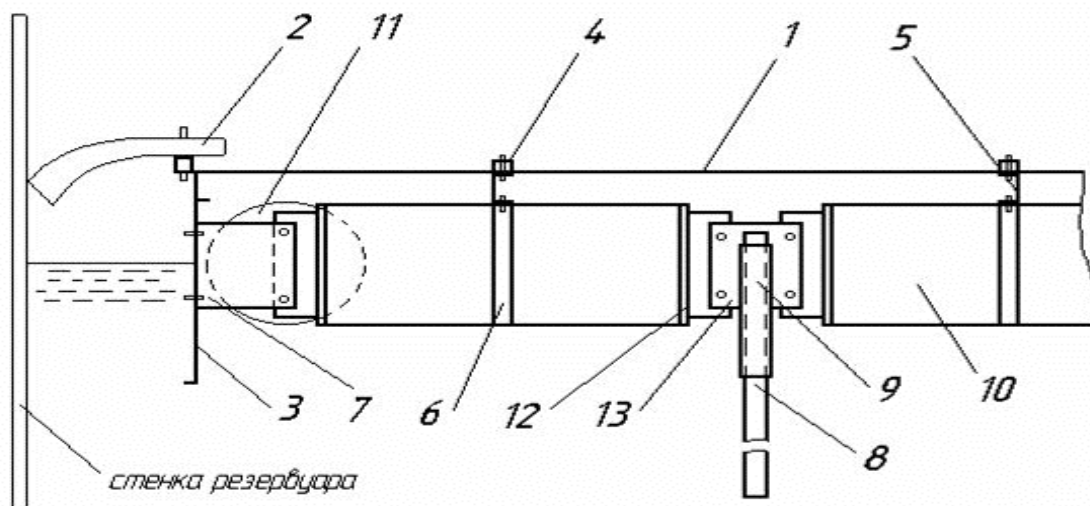


Рис. 3.15. Разрез понтона поплавкового типа из алюминиевых сплавов:

1 – настил; 2 – уплотняющий затвор; 3 – периферийная юбка; 4 – зажимная балка;
5 – несущая балка; 6 – хомут поплавка; 7 – кронштейн для крепления поплавка к юбке;
8 – опорная стойка; 9 – патрубок опорной стойки; 10 – поплавок; 11 – периферийный поплавок;
12 – заглушка поплавка; 13 – соединительный кронштейн

Балки служат для обеспечения герметичности стыков настила и обеспечивают продольную жесткость конструкции. Поплавки закреплены седловидными хомутами к балкам болтовыми соединениями и привязаны к полке периферийной юбки. Основные балки расположены перпендикулярно осям поплавков. Несущие балки имеют швеллерное сечение со специальной профилированной верхней поверхностью цилиндрического сечения. Это необходимо для лучшей герметизации стыков настила при затяжке зажимной балки.

Настил, который представляет собой ленту из алюминиевого сплава, собственно, и служит для сокращения потерь от испарения хранимого продукта путем герметизации пространства между продуктом и настилом для предотвращения попадания паров хранимой жидкости в газовое пространство резервуара (рис. 3.16).

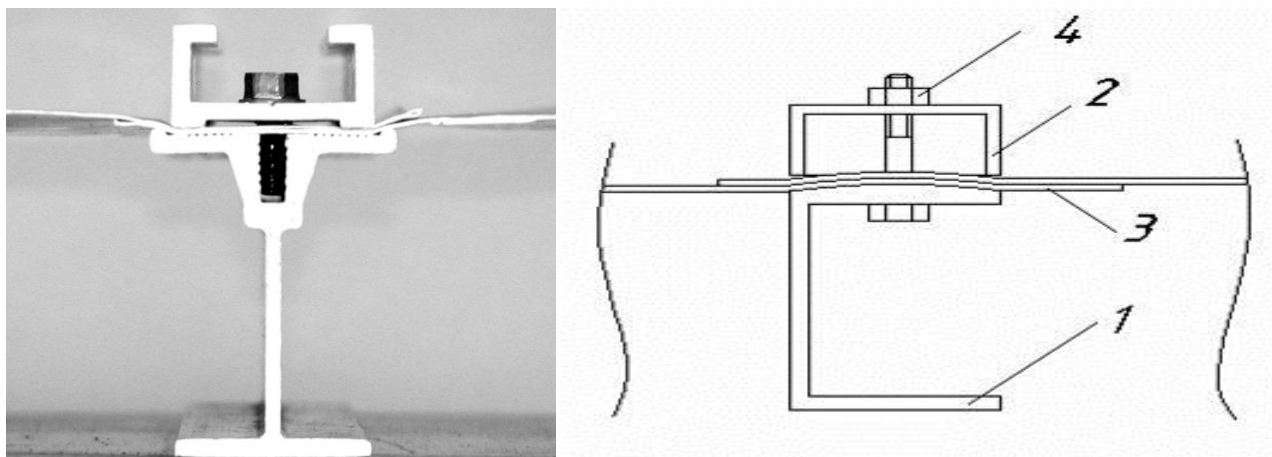


Рис. 3.16. Конструкция стыков настила:

1 – нижняя балка; 2 – зажимная балка; 3 – настил; 4 – болтовое соединение

Зажимные балки служат для прижатия настила понтона к несущим балкам или полке периферийной юбки и обеспечения, таким образом, герметизации стыков настила. Соединение листов настила с помощью нижней балки и зажимной балки является важнейшим конструктивным элементом, обеспечивающим эффективность понтона в сокращении потерь от испарения.

Герметичность стыка обеспечивается защемлением соединяемых внахлест листов продольной кромкой зажимной балки к верхней цилиндрической поверхности основной балки. Шаг болтовых соединений – 200 мм.

Опорные стойки служат для фиксации экрана в крайнем нижнем положении на расстоянии 1,8 м от днища резервуара в соответствии с требованиями, предъявляемыми к внутренним плавающим покрытиям. Конструктивно узлы крепления опорных стоек объединены с кронштейнами для соединения поплавков или элементов периферийной юбки между собой. Опорные стойки имеют трубчатое сечение. Для исключения образования гальванопары при контакте с днищем резервуара на подошву стойки надета капроновая пробка.

Оборудование понтонов из алюминиевых сплавов

В состав оборудования понтона из алюминиевых сплавов входит: периферийное уплотнение, два противоповоротных троса, дыхательный клапан, дренажные устройства, люк-лаз, вентиляционные окна на резервуаре, опорные стойки, заземление.

В настоящее время известно большое количество конструкций периферийных уплотнений. При рассмотрении конструкции понтона из алюминиевых сплавов целесообразно выбрать затвор, конструкция которого предназначена для облегченных вариантов понтонов. Например, уплотняющий затвор типа «язык» ЗМП-1 производства ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» (г. Уфа). Уплотнение зазора достигается за счет упругих сил материала уплотнителя. Затвор не имеет подвижных искрообразующих деталей. Материал уплотнителя экологически безвреден, имеет гигиенический сертификат, допускающий контакт с пищевыми продуктами, стоек при взаимодействии с нефтепродуктами, в т.ч. ароматическими растворителями, морской водой, кислотами и щелочами.

Оборудование понтона противоповоротными механизмами вызвано необходимостью предотвратить вращение конструкции под воздействием струй нефтепродукта. В качестве противоповоротного устройства для понтона "Альпон" используется конструкция, где в роли направляющих применяются тросы. Такое решение вызвано требованиями при оборудовании резервуара сборным понтоном с незначительной реконструкцией стенок и кровли резервуара. Проектом предусмотрено оборудование понтона двумя противоповоротными тросами. Основное требование к конструкции такого противоповоротного устройства – регулируемое усилие натяжения троса. Это достигается за счет выноса узла натяжения на кровлю резервуара. Основным недостатком данной конструкции является возможность обрыва троса вследствие температурного выпучивания металла кровли в летний период или усадки днища резервуара. Этот недостаток устранен в конструкции противоповоротного устройства с демпфером, в качестве которого используется пружина (рис. 3.17).

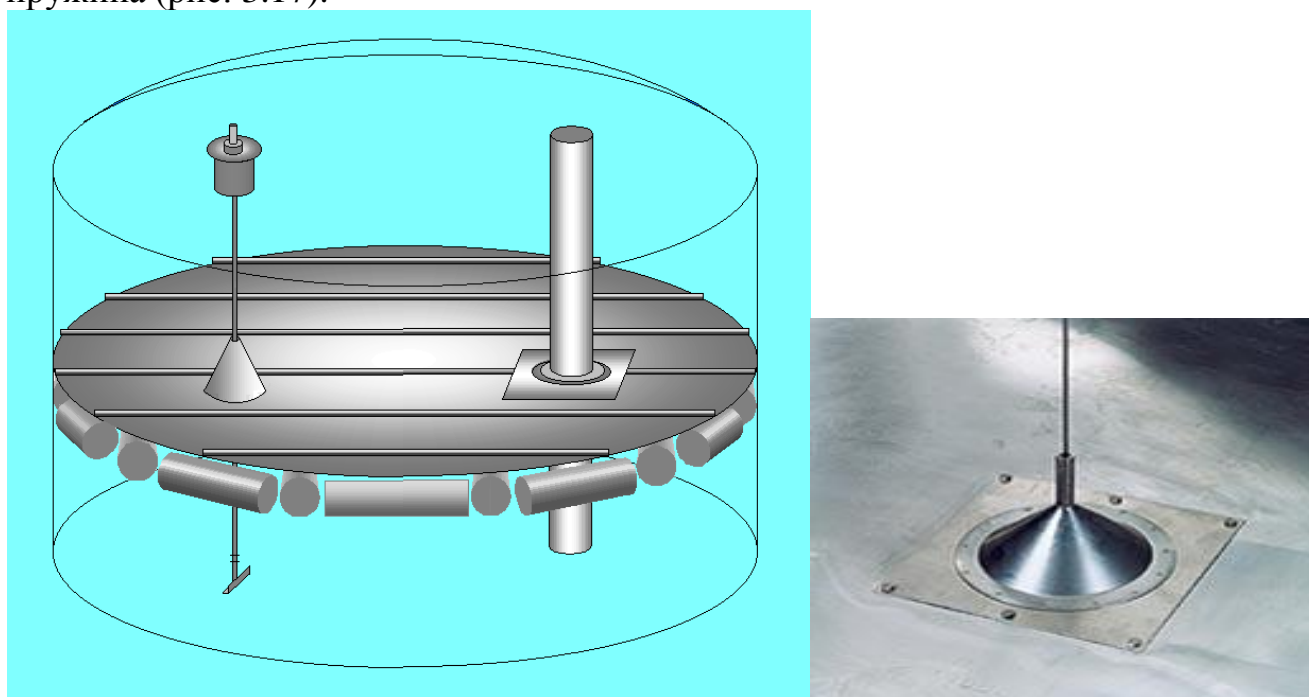


Рис. 3.17. Конструкция противоповоротного устройства с демпфером

Понтон данной конструкции комплектуется клапаном регулирования давления под покрытием. Для уменьшения металлоемкости дыхательный клапан конструктивно объединен с люком-лазом, необходимым для доступа в подпонтонное пространство. Для расчетов приняты геометрические размеры люка лаза прямоугольного сечения 500×600 мм, в соответствии с требованиями, предъявляемыми к понтонам. Независимо от конструкции и материала понтона, необходимо его заземление, чтобы избежать разрядов статического электричества, возникающих при трении затвора понтона о стенку резервуара. Проектом предусматривается оборудование понтона двумя заземляющими проводами с выводом на смотровой люк на крыше резервуара.

При наличии в резервуаре направляющих труб (кожухов) для автоматики КИП и ручного отбора проб на понтоне монтируются каркасы, обеспечивающие проход указанных элементов. Герметизация зазоров в этом случае осуществляется

затвором манжетного типа. Этот же тип затвора обеспечивает герметизацию зазора центральной стойки резервуара, при ее наличии.

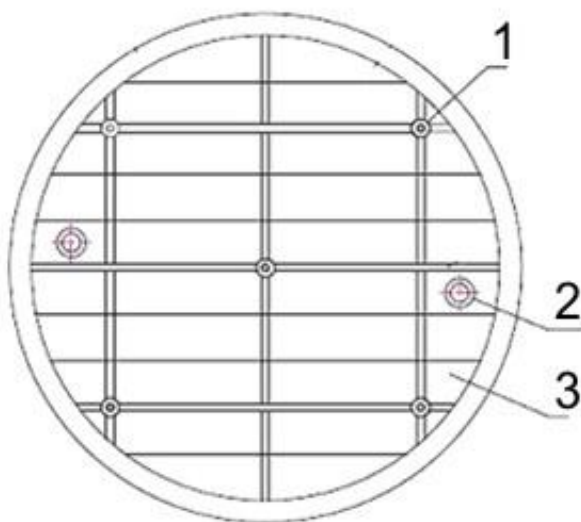
При попадании хранимого продукта на поверхность настила вследствие выброса его через неплотности конструкции понтона, возможно, его затопление или крен. Для удаления продукта с настила используются дренажные трубки. Достоинством является то, что удаление продукта происходит автоматически и при любых уровнях разлива продукта в резервуаре.

Алюминиевый подвесной понтон марки "Альфом" с заполнением пенополиуретаном

Понтон "Альфом", производства компании «Нефтегазмаш», является понтоном контактного типа. Под поверхностью понтона отсутствует паровоздушная среда продукта, поэтому эффективность понтона составляет более 99%.

Поверхность понтона образована алюминиевым настилом толщиной 0,6 мм. Полосы настила шириной 1600 мм герметично соединяются между собой внахлестку составными балками специального сечения. На поверхность настила методом напыления наносится слой пенополиуретана малой плотности толщиной около 50 мм. Поверх этого слоя наносится финишный слой пенополиуретана толщиной 5 мм плотностью около 100 кг/м³. Поверхность пенополиуретана защищается лакокрасочным материалом фирмы "Steelpaint", стойким к летучим углеводородам, нефти и нефтепродуктам. Поверх понтона устанавливается ортогональная система балок подвески, которые имеют пять узлов крепления понтона посредством подвесных цепей к стационарной крыше резервуара (рис. 3.18).

Четыре узла крепления расположены по периметру резервуара под установленными в стационарной крыше световыми люками. Один узел крепления расположен в центре понтона под центральным световым люком (рис. 3.19). Длина цепей позволяет устанавливать понтон в двух нижних положениях: рабочее - на высоте 1,5 м над днищем резервуара; ремонтное - на высоте 2,0 м. Изменение длины цепей производится через световые люки в период нахождения понтона на плаву. Пространство между понтоном и стенкой резервуара уплотняется затвором мягкого типа.



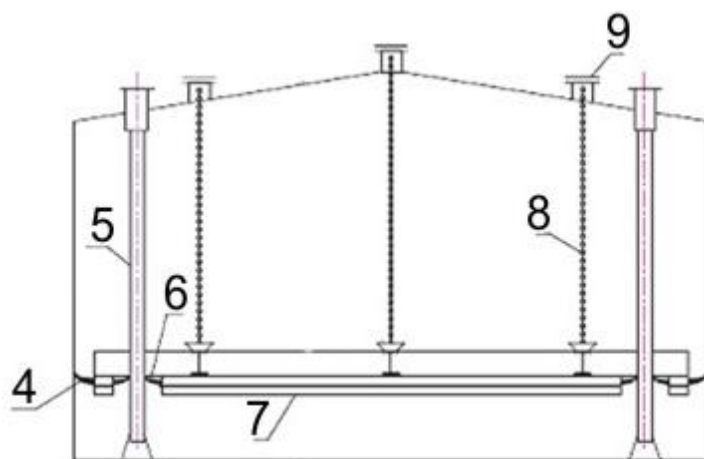


Рис. 3.18 Общий вид понтона Альфом в резервуаре

1- узел крепления цепи; 2 – предохранительный клапан; 3 – настил; 4 – уплотняющий затвор;
5 – направляющая; 6 – уплотнение; 7 - понтон; 8 – цепь; 9 –световой люк.

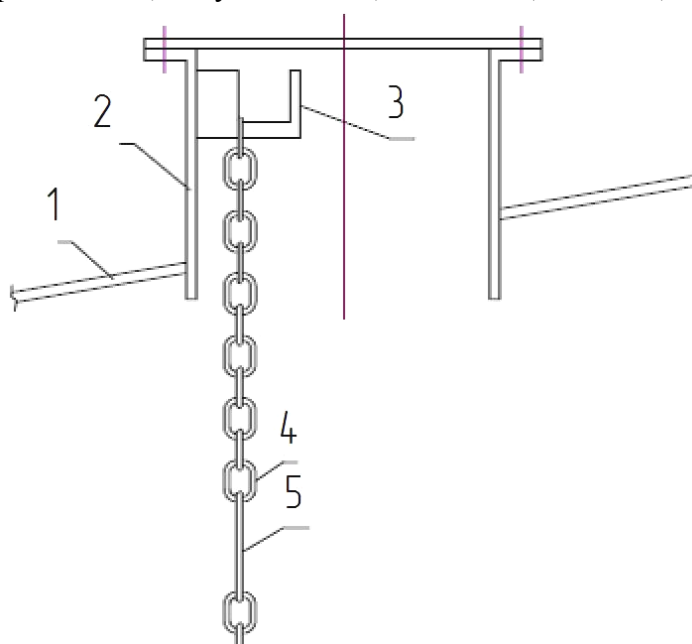


Рис. 3.19 Устройство крепления цепи к световому люку

1- крыша; 2 – световой люк; 3 – крепление; 4 –цепь; 5 – звено для фиксации понтона в ремонтном положении

Основные преимущества и недостатки вышеописанных конструкций внутренних ПП резервуаров приведены в табл. 3.3.

Табл. 3.3 Преимущества и недостатки различных схем внутренних ПП

Тип ПП	Преимущества	Недостатки
Понтоны		
Высокая эффективность в сокращении потерь, простота конструкции, пониженная пожароопасность		Повышенная стоимость и трудоемкость монтажа
Стальные	Универсальность, высокая прочность, жесткость и несущая способность, негорючесть	Высокая масса, недостаточная остойчивость и непотопляемость при попадании продукта на понтон, корродирует в сернистых соединениях, в действующие резервуары монти-

		ругут через проемы в кровле или стенке, значительное ограничение вместимости, ремонт и восстановление плавучести длительны и дороги
Алюминиевые	Невысокая масса, высокая жесткость, незначительное ограничение вместимости резервуара, возможно автоматическое удаление продукта с поверхности покрытия при постоянном уровне разлива	Коррозионная стойкость определяется влажностью среды и характеристиками продукта, монтаж возможен через проемы в кровле, высокая стоимость изготовления
Комбинированные	Низкая масса, возможность монтажа в резервуаре через существующие люки $\varnothing \leq 0,5$ м, незначительное ограничение вместимости резервуара	Низкий рабочий диапазон температур и перечень хранимых продуктов
Неметаллические		Низкий рабочий диапазон температур и перечень хранимых продуктов, старение материала, насыщаемость продуктом, горючесть
Экраны		
	Возможность автоматического удаления продукта с настила при постоянном уровне разлива, легкость ремонта и восстановления плавучести, незначительное ограничение вместимости, возможность монтажа в резервуары через люки $\varnothing \leq 0,5$ м	Более низкая эффективность в сокращении потерь от испарения, прочность и жесткость в резервуарах большого диаметра недостаточна, повышенная пожароопасность (необходимо использовать подслоное пожаротушение)
Стальные	Возможность изготовления на имеющихся мощностях заводов РМК	Высокая масса
Алюминиевые	Легкость и быстрота монтажа, низкая масса	Коррозионная стойкость определяется влажностью среды и характеристиками продукта, высокая стоимость изготовления
Неметаллические	Низкая масса, коррозионная стойкость, возможность ремонта без применения огневых работ	Низкая прочность, жесткость, рабочий диапазон температур и перечень хранимых продуктов, старение материала, насыщаемость продуктом, горючесть

В некоторой литературе говорится о положительных свойствах жесткости при рассмотрении классификации плавающих покрытий. Однако, 30 летний опыт работы фирмы Ultraflote Corporation (США) на мировом рынке опровергает это утверждение. Предполагая понтон гибкой конструкции, компания гарантирует запас плавучести не менее 300% массы понтона, непотопляемость.

3.4 Блочные алюминиевые понтоны

Понтон представляет собой конструкцию, состоящую из алюминиевых блоков размером 3000х900х40мм, наполненных жестким пенополиуретаном (рис. 3.20). Блоки соединены между собой при помощи болтов и заклепок. На периферии понтона имеется уплотнительный затвор с мягким пенополиуретановым элементом. В конструкцию понтона входят также: сбросной клапан, люк-лаз, противоповоротное

устройство, кабели заземления, и регулируемые опорные стойки. Затвор может быть поставлен по индивидуальному проекту с учетом особенностей резервуара и хранящегося нефтепродукта.

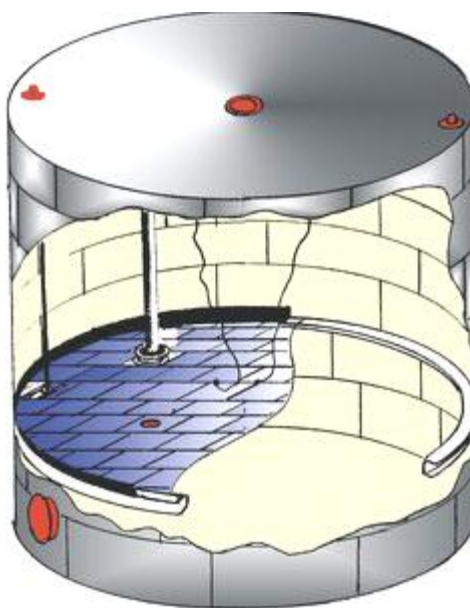


Рис. 3.20. Резервуар с блочным алюминиевым понтоном

Табл. 3.4 Характеристики резервуара с блочным алюминиевым понтоном

Параметр	Величина
Хранимый продукт	Нефть, нефтепродукты
Сокращение потерь нефтепродуктов от испарения, не менее, %	95
Интервал рабочих температур, °С	-60..+50
Коэффициент запаса плавучести, не менее	2.0
Срок службы понтонов, лет, не менее	30
Основные материалы	коррозионно-стойкие алюминиевые сплавы
Материал уплотнителя затвора	интегральный пенополиуретан
Масса понтона, кг	В зависимости от диаметра резервуара, не более d=10,4 - 785 кг; d=22,8 - 3340 кг; d=45,6 - 13000 кг где d – диаметр резервуара в метрах

3.5 Плавающее покрытие с устройством для обеспечения остойчивости

Во время работы в резервуар по трубопроводам может попасть значительное количество воздуха, при этом плавающее покрытие может заклинить, перекосить.

На кафедре «Сооружение и ремонт ГНП и ГНХ» разработано плавающее покрытие с устройством для обеспечения остойчивости. Задачей изобретения является повышение надежности в работе резервуара за счет увеличения остойчивости плавающего покрытия, т.к. случаи возникающих аварийных ситуаций часто связаны с перекосом и заклиниванием понтона.

Остойчивость — способность плавучего средства противостоять внешним силам, вызывающим его крен или дифферент и возвращаться в состояние с допустимыми величинами углов крена и дифферента по окончании возмущающего воздействия.

Предлагаемый способ увеличения остойчивости плавающего покрытия заключается в установке приспособлений для обеспечения остойчивости, закрепленных на днище. При установке приспособления для обеспечения остойчивости площадь плавающего покрытия увеличивается, при увеличении площади плавающего покрытия увеличивается и сила поверхностного натяжения, препятствующая возникновению колебательных движений плавающего покрытия и уменьшающая кренящий момент.

Устройство для обеспечения остойчивости расположено на днище по периметру понтона, выполнено из металла, сваренного в соты, или в виде соединенных сваркой отрезков металлических труб условным диаметром 50 - 55мм длиной 2 – 8 м в зависимости от размера понтона.

На рис. 3.21 представлен общий вид снизу плавающего покрытия.

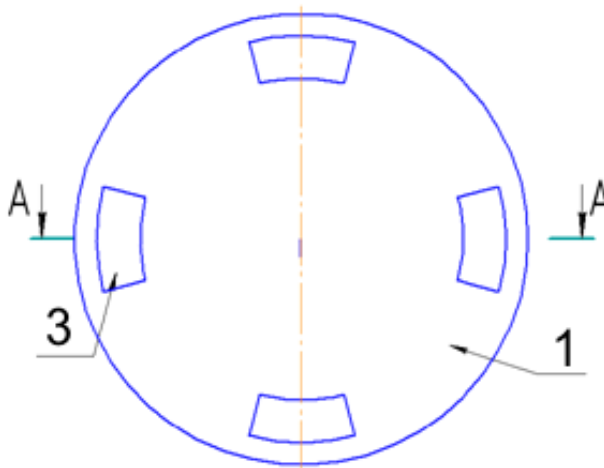


Рис. 3.21. Плавающее покрытие для резервуара (вид снизу)

На рис. 3.22 представлен разрез (А - А), вид сбоку, место крепления устройства для обеспечения остойчивости.

На рис. 3.23 представлено устройство для обеспечения остойчивости.

Устройство работает следующим образом: воздух, попадая в резервуар, поднимается и ударяется в понтон - 1, пневмоудар воспринимается понтоном и распределяется по всему днищу - 2 плавающего покрытия и устройству для обеспечения остойчивости - 3, устройство для обеспечения остойчивости увеличивает площадь смачивания и силу поверхностного натяжения, улучшая остойчивость.

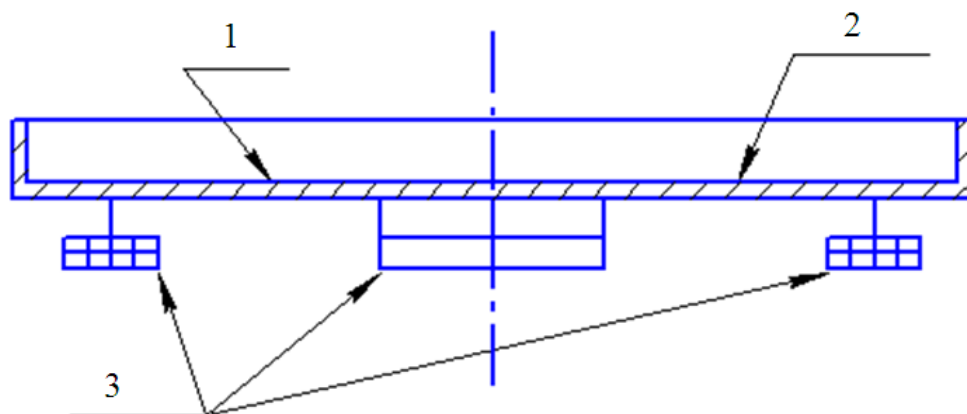


Рис. 3.22 Плавающее покрытие для резервуара (вид сбоку)

1 – плавающий понтон; 2 – днище понтона; 3 - устройство для обеспечения остойчивости.



Рис. 3.23 Устройство для обеспечения остойчивости

3.6 Конструкции уплотняющих затворов

Для исключения заклинивания жесткого плавающего покрытия при отклонении стенки резервуара от правильной цилиндрической формы под действием неравномерных осадок конструкции резервуара, ветрового и атмосферного взаимодействия или монтажных недостатков диаметр плавающего покрытия (ПП) принимают на 200-700 мм меньше диаметра внутренней образующей стенки резервуара. Образующийся между ПП и стенкой резервуара кольцевой зазор, как и смачивание внутренней поверхности стенки хранимым продуктом, является основным источником потерь. Таким образом, одним из важнейших узлов любого ПП является уплотняющий кольцевой затвор, так как именно от качества герметизации зазора между стенкой резервуара и газонепроницаемым «диском» ПП в значительной степени зависит достигаемая величина сокращения потерь нефтепродукта от испарения.

В настоящее время в мире известно свыше 300 конструкций затворов, однако используется около двух десятков, удовлетворяющих следующим требованиям:

- высокая плотность прилегания затвора;
- устойчивость к истиранию;
- работоспособность в широком диапазоне температур (от минус 40 до плюс 80°С);
- химическая инертность по отношению к хранимому продукту;
- простота при монтаже и эксплуатации.

В общей классификации уплотняющие затворы можно разделить на две группы: жесткие (с механическим уплотнением) и мягкие (с жидким, воздушным, газовым или эластичным синтетическим наполнителем). Затворы жесткого типа применяются для плавающих крыш, а мягкого типа – для понтонов.

3.6.1 Затворы для плавающих крыш

Затворы жесткого типа применяют уже много лет, и их конструкция достигла определенного совершенства. Они отличаются прочностью, хорошо центрируют понтон, не примерзают к стенкам емкости. Основными частями жестких затворов являются металлические детали (башмаки, рычаги, пружины) и эластичные элементы (рис. 3.24, 3.25). Главная особенность жесткого затвора – использование в

его конструкции тонколистного металла (оцинкованная сталь, дюралюминиевая лента и др.) или башмака, скользящего по корпусу резервуара. Башмаки, состыкованные друг с другом, образуют плотное кольцо, которое прижимается к корпусу резервуара системой рычагов или пружин.

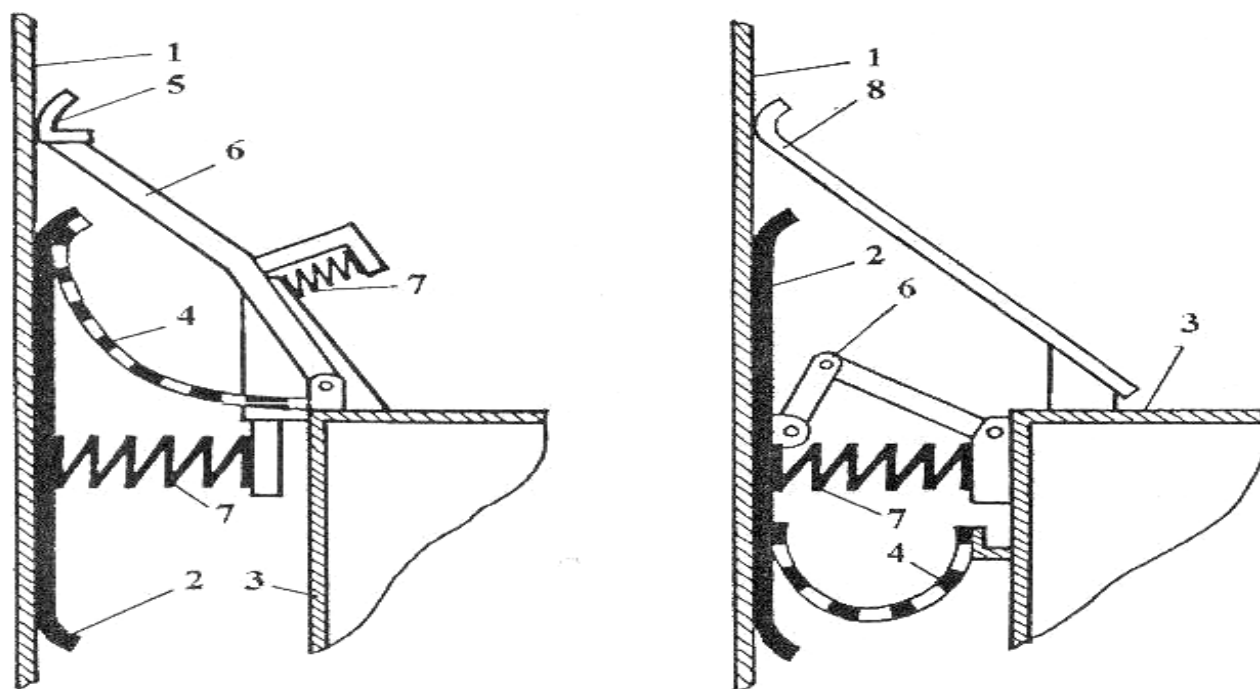


Рис. 3.24. Схема отечественных затворов жесткого типа:

а – шторный; б - РУРП-1

1 – стенка резервуара; 2 – металлическая полоса (башмак); 3 – периферийная часть понтона; 4 – бензостойкая газонепроницаемая лента; 5 – направляющая; 6 – шарнирно-стержневая система; 7 – пружина; 8 – защитный щиток

На кафедре «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» Уфимского Государственного Нефтяного Технического Университета разработаны три новых конструкции уплотняющих затворов жесткого типа для плавающих крыш резервуаров с шарнирно-стержневой системой (рис. 3.26), с горизонтальной подвеской (рис. 3.27), с пантографной подвеской (рис. 3.28), на которые получены положительные решения и приоритет на изобретение.

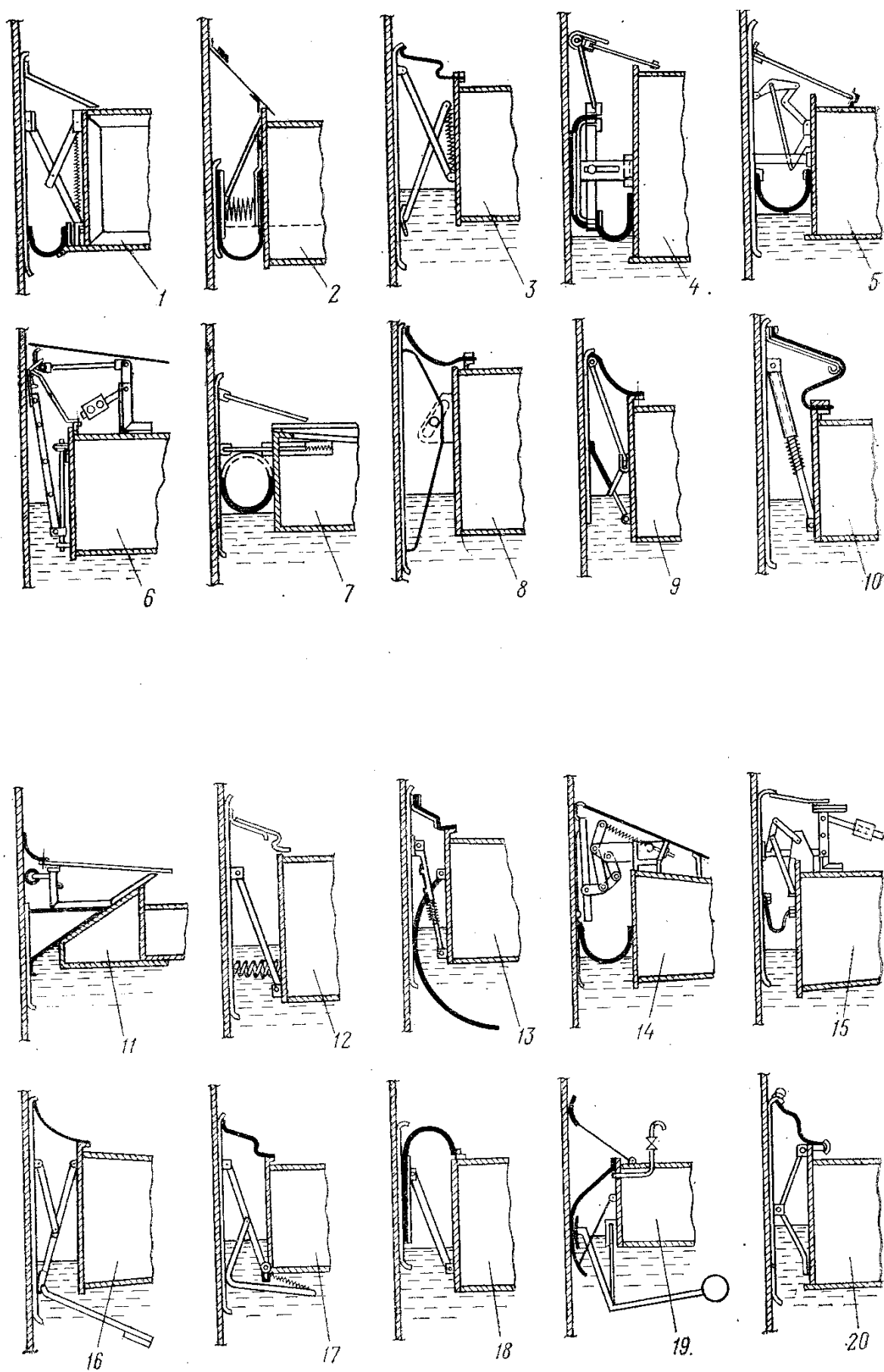


Рис. 3.25 Схема зарубежных затворов жесткого типа

1 - скользящий металлический элемент (подвесное рычажное устройство с пружиной); 2 - скользящий элемент с прижимным пружинным устройством; 3 - металлический или неметаллический скользящий элемент (подвесное устройство с пружиной); 4 - скользящий неметаллический элемент (прижимное устройство - листовая пружина); 5 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - рычажное); 6 - контактное прижимное рычажное устройство с противовесом; 7 - скользящий металлический элемент (прижимное устройство - горизонтальный шток со спиральной пружиной); 8 - скользящий элемент металлический (прижатие - за счет собственного веса); 9 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - рычажное); 10 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - телескопическое); 11 - скользящий элемент - роlikовое устройство с лыжей; 12 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - рычажное); 13 - скользящий металлический или неметаллический элемент (подвесное устройство - телескопическое); 14 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - рычажное с пружиной); 15 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - рычажное с противовесом); 16 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - рычажное с противовесом); 17 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - рычажное с пружиной); 18 - скользящий металлический элемент (подвесное устройство - рычажное); 19 - скользящий неметаллический элемент (подвесное устройство с поплавком); 20 - скользящий металлический элемент.

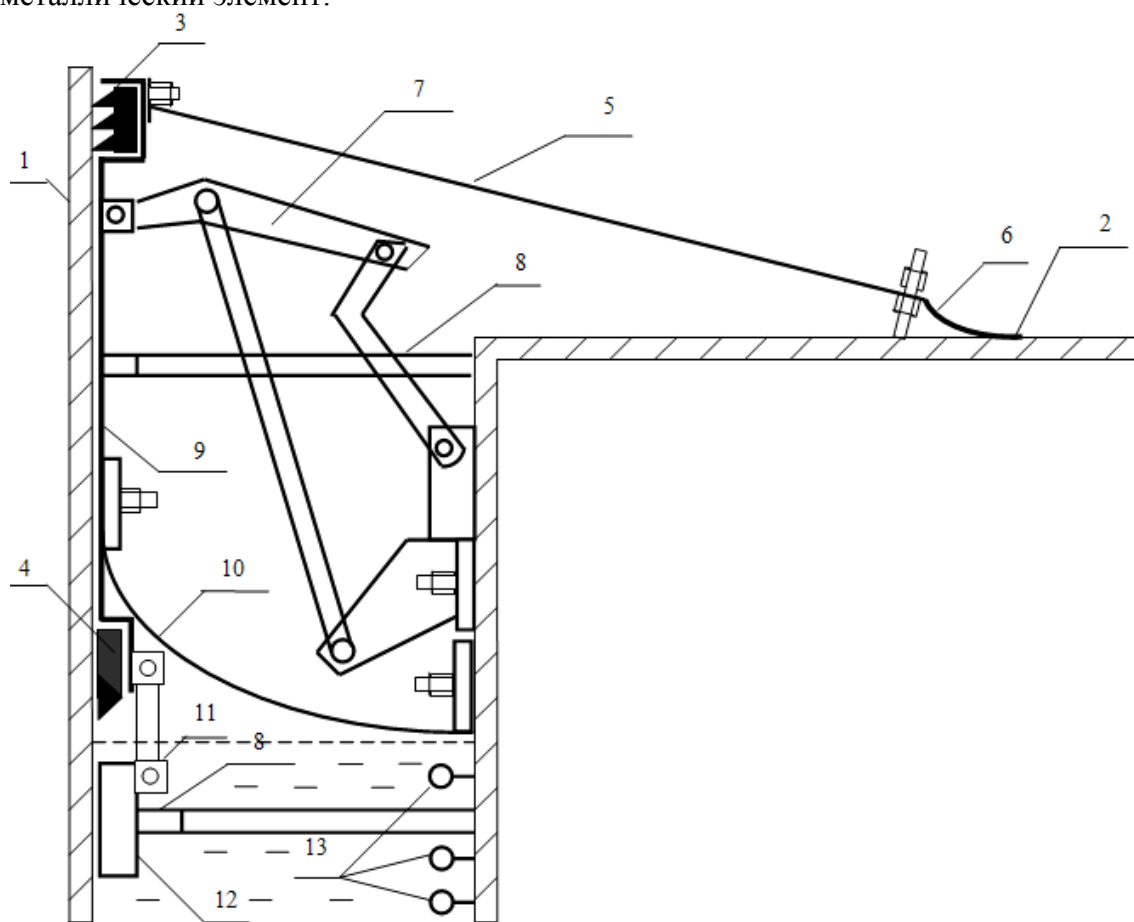


Рис. 3.26 Конструкционная схема уплотняющего затвора плавающей крыши резервуара с шарнирно-стержневой системой:

1- стенка резервуара; 2 - периферийная часть плавающей крыши резервуара; 3 - верхнее вторичное уплотнение; 4 - нижнее вторичное уплотнение; 5 - защитный лист; 6 - резиноканевая шторка; 7 - шарнирно-стержневая система; 8 - пружины сжатия; 9 - скользящий лист; 10 - фартук; 11 - шарнирная система; 12 - скребок; 13 - кольцевые нагреватели.

Данный уплотняющий затвор работает следующим образом. При вертикальных и горизонтальных подвижках плавающей крыши благодаря шарнирно-стержневой системе 7 и пружине сжатия 8 происходит плотное прижатие скользящего листа 9 с нижним 4 и верхним 3 вторичным уплотнением к стенке резервуара 1, в результате чего обеспечивается высокая газоплотность затвора и очистка с помощью скребка 12 вертикальных стенок 1 резервуара с дополнительной подчисткой стенки резервуара нижним вторичным уплотнением 4. При отрицательных температурах твердые остатки размягчают циркуляцией нагретого воздуха через кольцевые нагреватели 13, закрепленные на стенке плавающей крыши 2. При вертикальных и горизонтальных подвижках плавающей крыши резиноканевая шторка 6, соединенная при помощи шпильки с защитным листом 5, перекрывает зазор между плавающей крышей и защитным листом, предотвращая загрязнение внутренней полости затвора.

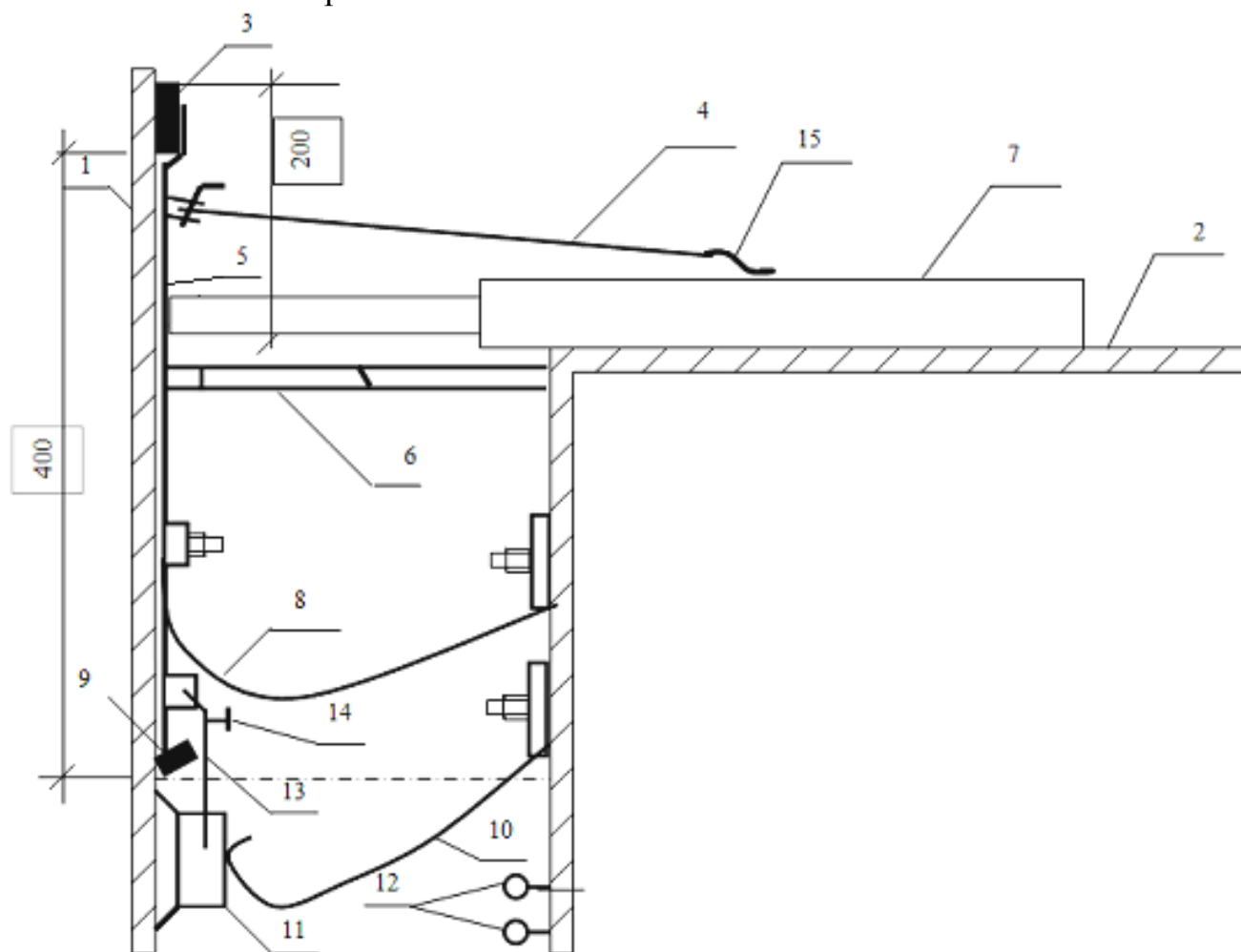


Рис. 3.27 Конструкционная схема уплотняющего затвора плавающей крыши резервуара с горизонтальной подвеской

1 - стенка резервуара; 2 - периферийная часть ПК; 3 - верхний уплотнитель; 4 - защитный лист; 5 - скользящий лист; 6-пружина; 7- горизонтальная подвеска; 8-фартук; 9-нижний скребок-уплотнитель; 10-пружина; 11-жесткий скребок; 12-кольцевые нагреватели; 13-рычаг; 14-винт-регулятор; 15-резиноканевая шторка.

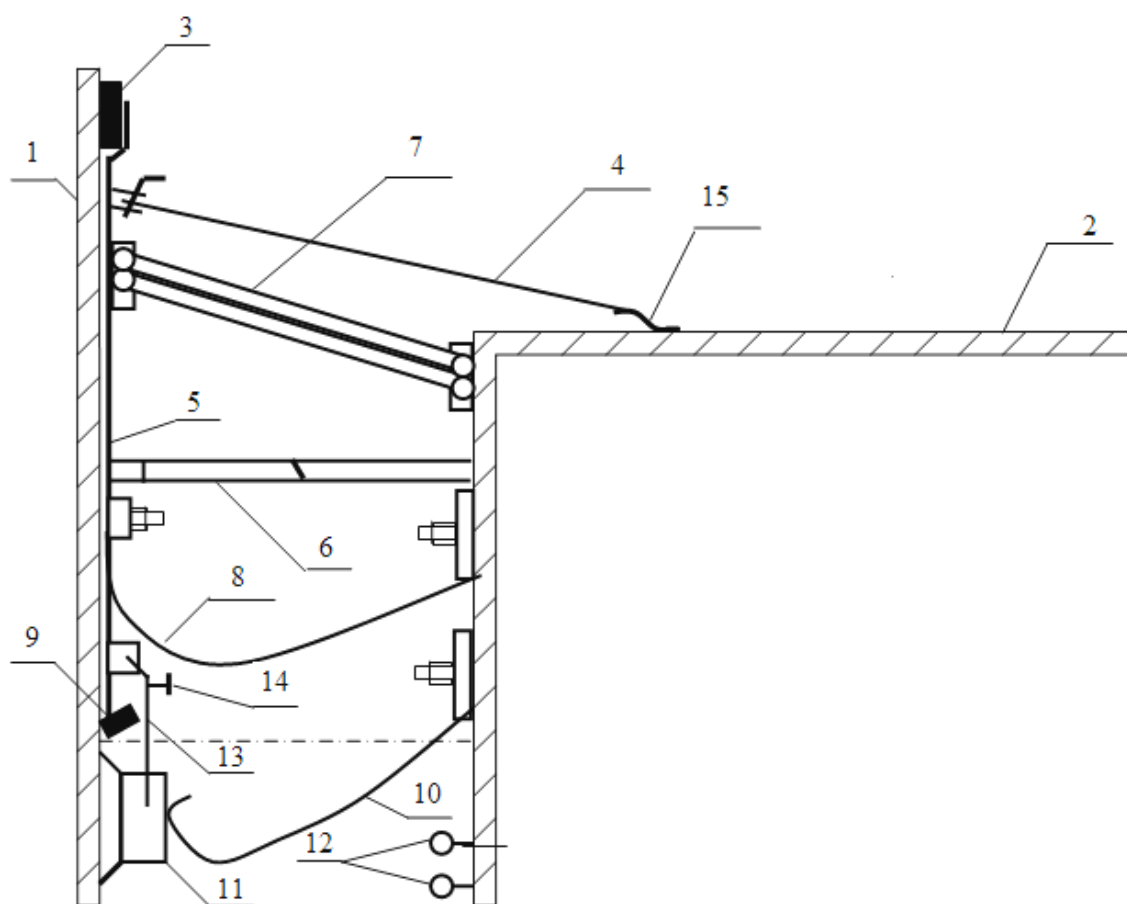


Рис. 3.28 Конструкционная схема уплотняющего затвора плавающей крыши резервуара с пантографной подвеской

1-стенка резервуара; 2- периферийная часть плавающей крыши; 3-верхний уплотнитель; 4-защитный лист; 5-скользящий лист; 6-пружина; 7- пантографная подвеска; 8-фартук; 9-нижний скребок-уплотнитель; 10- пружина; 11- жесткий скребок; 12- кольцевые нагреватели; 13-рычаг; 14- винт-регулятор; 15- резиноканевая шторка.

Последние две конструкции отличаются от первой различными конструкциями подвески.

Конструкции уплотняющих затворов для плавающих крыш резервуаров позволяют повысить газоплотность затвора, уменьшить до минимального загрязнения внутренней полости затвора, уменьшить пожароопасность, эффективно производить очистку стенки резервуара при любой высоте плавающих крыш резервуара от остатков нефти, отложений парафина, загрязнителей, сократить сроки монтажа и повысить ремонтпригодность резервуаров.

В табл. 4.5 приведены допустимые размеры уплотняемого пространства между стенкой резервуара и плавающей крышей для наиболее известных типов уплотняющих устройств, применяемых в настоящее время в мировой практике резервуаростроения.

При выборе ширины уплотняемого пространства учитывают допуски на отклонения геометрической формы стенки, возможную неравномерную осадку основания резервуара, влияние катучей лестницы, односторонней снеговой нагрузки на плавающую крышу, ветровой нагрузки на стенки резервуара и плавающую крышу, а также конструктивные особенности уплотняющего устройства.

Табл. 3.5 Допустимые размеры уплотняемого пространства между стенкой резервуара и плавающей крышей

Тип уплотнения	Номинальная ширина, мм	Допустимые размеры, мм	
		минимальные	максимальные
Мягкое	114	50	200
	180	110	270
	250	100	370
	200	100	300
	300	100	500
	125	65	185
Механическое	280	140	420
	300	200	400

Конструкции затворов мягкого типа приведены в п. 3.6.2.

3.6.2 Затворы для понтонов

Требования к уплотнениям понтонов менее жесткие, чем для плавающих крыш, однако герметичность их должна быть выше для предотвращения образования взрывоопасных концентраций паров продукта в надпонтонном пространстве. Облегченные конструкции понтонов (из синтетических материалов и алюминиевых сплавов) характеризуются незначительной высотой борта и шириной кольцевого зазора, относительно меньшим водоизмещением и изменением глубины погружения. Дополнительным требованием к уплотнениям таких понтонов являются малые габаритные размеры и незначительная сила трения о стенку резервуара, обусловленная меньшим водоизмещением. Наибольшее распространение получили следующие типы затворов: петлевой (рис. 3.29, а), уплотнение типа «язык» (рис. 3.31).

Затворы мягкого типа либо целиком изготавливаются из упругого материала, либо включают оболочку, заполненную каким-либо наполнителем.

Наиболее распространенными в нашей стране являются конструкции мягких затворов – РУМ-1, РУМ-2 и петлевой (рис. 3.29).

Многие зарубежные резервуаростроительные фирмы считают, что мягкие уплотняющие устройства (рис. 3.30), наполняемые эластичными пенополиуретанами, наиболее эффективны. Принцип действия таких уплотнений основан на их способности создавать при монтаже начальное контактное давление на внутреннюю поверхность стенки резервуара с использованием амортизационного свойства материала наполнителя. Такие уплотнения сочетают в себе надежность герметизации кольцевого пространства со сравнительной простотой изготовления, монтажа и эксплуатации.

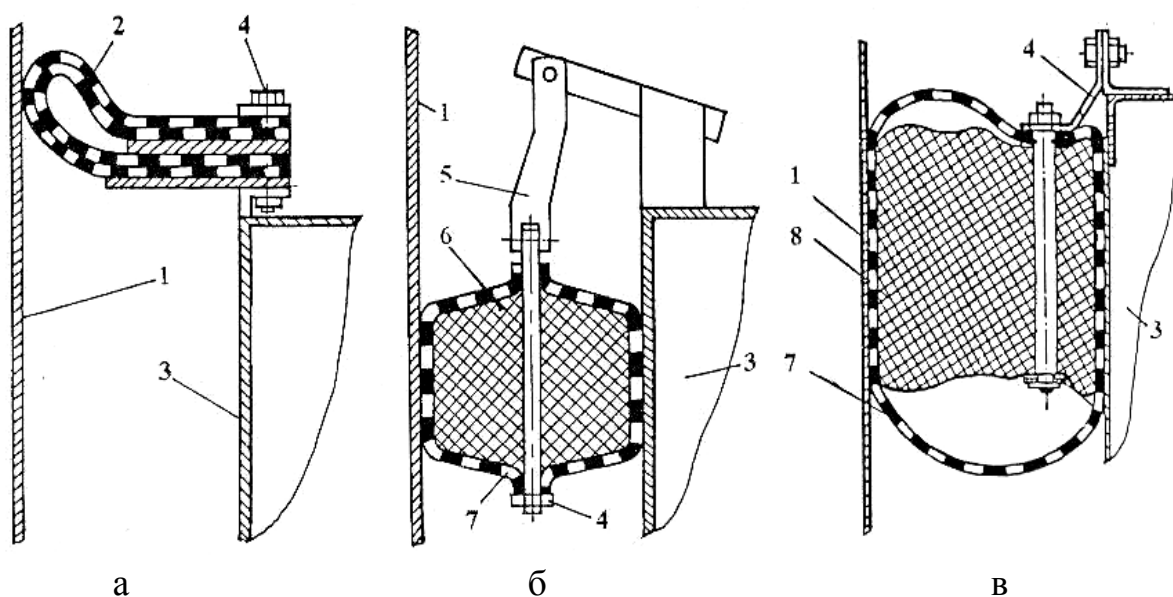


Рис. 3.29. Схемы отечественных затворов мягкого типа:

а – петлевой; б – РУМ-1; в – РУМ-2

1 – стенка резервуара; 2 – гибкий уплотнитель из бельтинга; 3 – периферийная часть понтона; 4 – крепеж; 5 – подвеска; 6 – эластичный поролон; 7 – оболочка из прорезиненной ткани; 8 – эластичный пенополиуретан

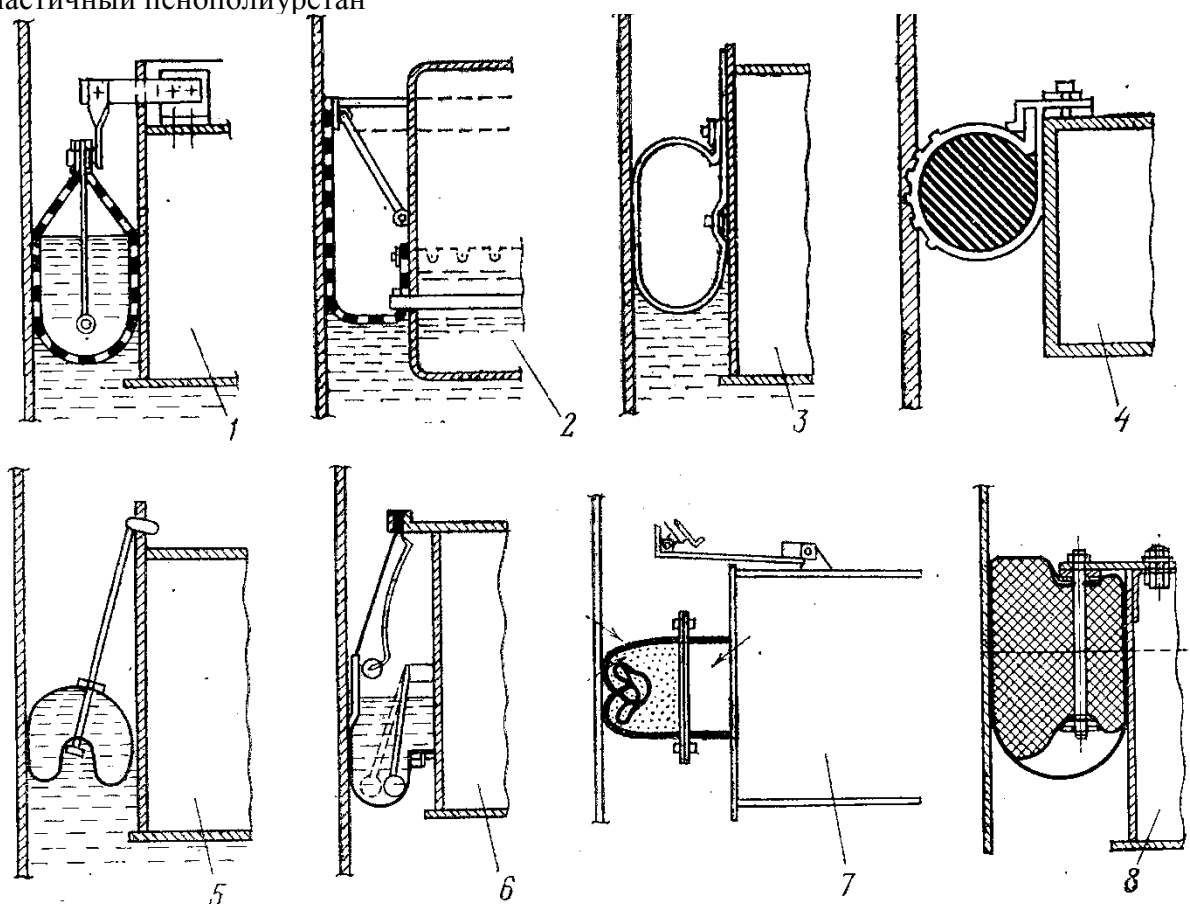


Рис. 3.30 Затворы мягкого типа

1 – бензостойкая оболочка, заполненная жидкостью; 2 – уплотнение из мелкозернистой пластмассы; 3 – уплотнение из упругого плотного синтетического материала; 4 – уплотнение из полиуретана; 5 – уплотнение, достигаемое с помощью жидкости; 6 – уплотнение, достигаемое с помощью жидкости и пружин; 7 – уплотнение, изготавливаемое из пенополиуретана, покрытого слоем резиноктаневого материала, который армирован нейлоновой тканью; 8 – уплотнение, изготавливаемое из пенополиуретана, с двойной оболочкой и с вертикальным стержнем

Уплотнение типа «язык» (ЗМП) представляет собой полосу прямоугольного или трапециевидного сечения из вспененного реакто- или термопласта, заключенного в оболочку из резинотканевого материала (РТМ). Уплотнение крепят к периферийной юбке понтона болтами и зажимными планками (рис. 3.31). Преимуществом данной конструкции является низкая масса и легкость монтажа, отсутствие необходимости эксплуатационного обслуживания, недостатком – значительный объем газовой смеси под уплотнением.

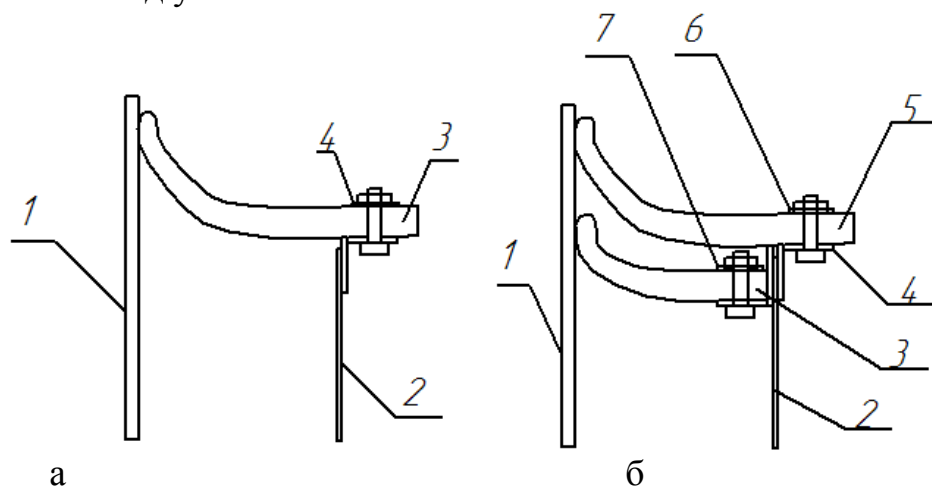


Рис. 3.31. Уплотнение типа «язык» (ЗМП)

а – одноступенчатый затвор (ЗМП-1); б – двухступенчатый затвор (ЗМП-2)

1 – стенка резервуара; 2 – понтон; 3 – уплотнитель нижний;
4 – планка; 5 – уплотнитель верхний; 6,7 – зажимная планка

Затвор мягкий для понтона ЗМП – 1

Предназначен для герметизации зазора между стенкой резервуара и понтоном с целью сокращения потерь легких фракций, нефтепродуктов и нефти.

Уплотнение зазора достигается за счет упругих сил материала уплотнителя.

Затвор легко собирается в резервуаре, не имеет подвижных искрообразующих деталей. Материал уплотнителя экологически безвреден, имеет гигиенический сертификат, допускающий контакт с пищевыми продуктами, стоек к нефтепродуктам при температурном диапазоне $-40 \dots +75$ градусов по Цельсию.

Общий вид затвора ЗМП-1 показан на рис. 3.32.

Основные технические характеристики затвора ЗМП-1 приведены в табл. 3.6.

Табл. 3.6 Основные технические характеристики затвора ЗМП-1

Показатель	Показатели
Плотность, кг/м^3	30 – 65
Конструкция	многослойная, термически склеенная
Температура эксплуатации, $^{\circ}\text{C}$	$-40 \text{ C} \dots +75$
Рабочая среда	нефть, нефтепродукты

Затвор крепится к борту понтона по его периметру. Сборка затвора производится внутри резервуара. Все его детали подаются в резервуар через люк в стенке резервуара. Для монтажа затвора не требуется сварочные работы.

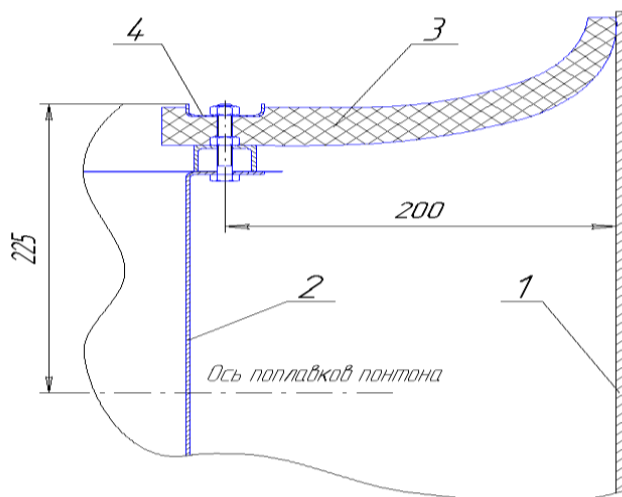


Рис. 3.32 Общий вид затвора ЗМП-1

1 – стенка резервуара; 2 – периферийная юбка понтона;
3 – уплотнитель типа «язык»; 4 – прижимная планка.

Первичный затвор для понтонов

Конструкция данного затвора из нержавеющей стали. Разработанный для использования с алюминиевыми понтонами, SealMaster может также устанавливаться на существующие стальные понтоны. SealMaster совместим с любыми продуктами хранения. Его легковесная конструкция обеспечивает уплотнение зазора, не нанося неблагоприятную нагрузку на понтон.

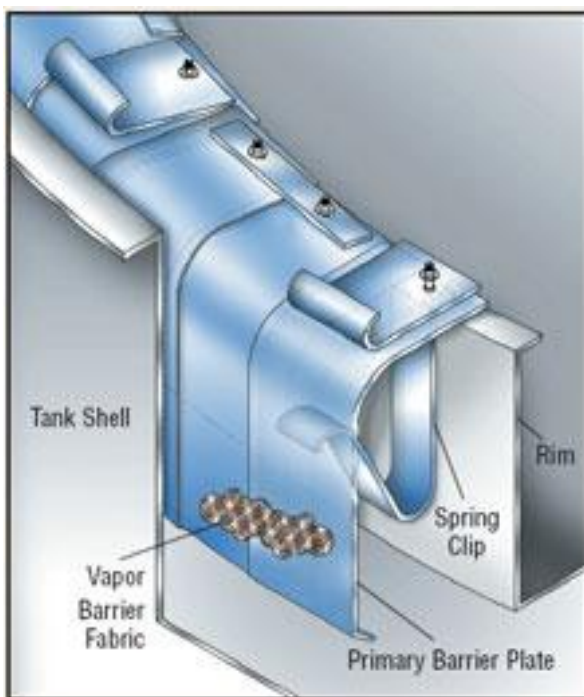


Рис. 3.33 Затвор SealMaster

Все элементы конструкций разделяются на две группы.

Основные конструкции – подгруппа *А* – стенка, привариваемые к стенке листы днища или кольцевые окрайки, обечайки люков и патрубков в стенке и фланцы к ним, привариваемые к стенке усиливающие накладки, опорное (верхнее) кольцо жесткости.

Подгруппа *Б* – центральная часть днища, анкерные крепления, каркас крыши, настил крыши, самонесущие конические крыши, плавающие крыши, промежуточные кольца жесткости, оболочки люков и патрубков на крыше.

Вспомогательные конструкции: лестницы, площадки обслуживания, ограждения.

Резервуары для безопасной эксплуатации обязательно оснащаются следующими устройствами и оборудованием:

- дыхательной арматурой;
- приборами контроля уровня;
- устройствами пожарной безопасности;
- устройствами молниезащиты.

Полный комплект устанавливаемых на резервуаре устройств и оборудования предусматривается проектом.

4.1 Классификация оборудования и конструктивных элементов резервуаров

Выбор типа и марки оборудования зависит от вида хранимого продукта, скорости наполнения и опорожнения резервуара, климатических условий и других факторов.

На рисунке 4.1 показана классификация оборудования резервуаров.

На рис. 4.2 изображено расположение основного оборудования на резервуаре.

Оборудование для резервуаров, хранящие светлые нефтепродукты и для резервуаров, хранящие темные нефтепродукты в основном одинаковое, но имеются некоторые различия в комплектации таких резервуаров.

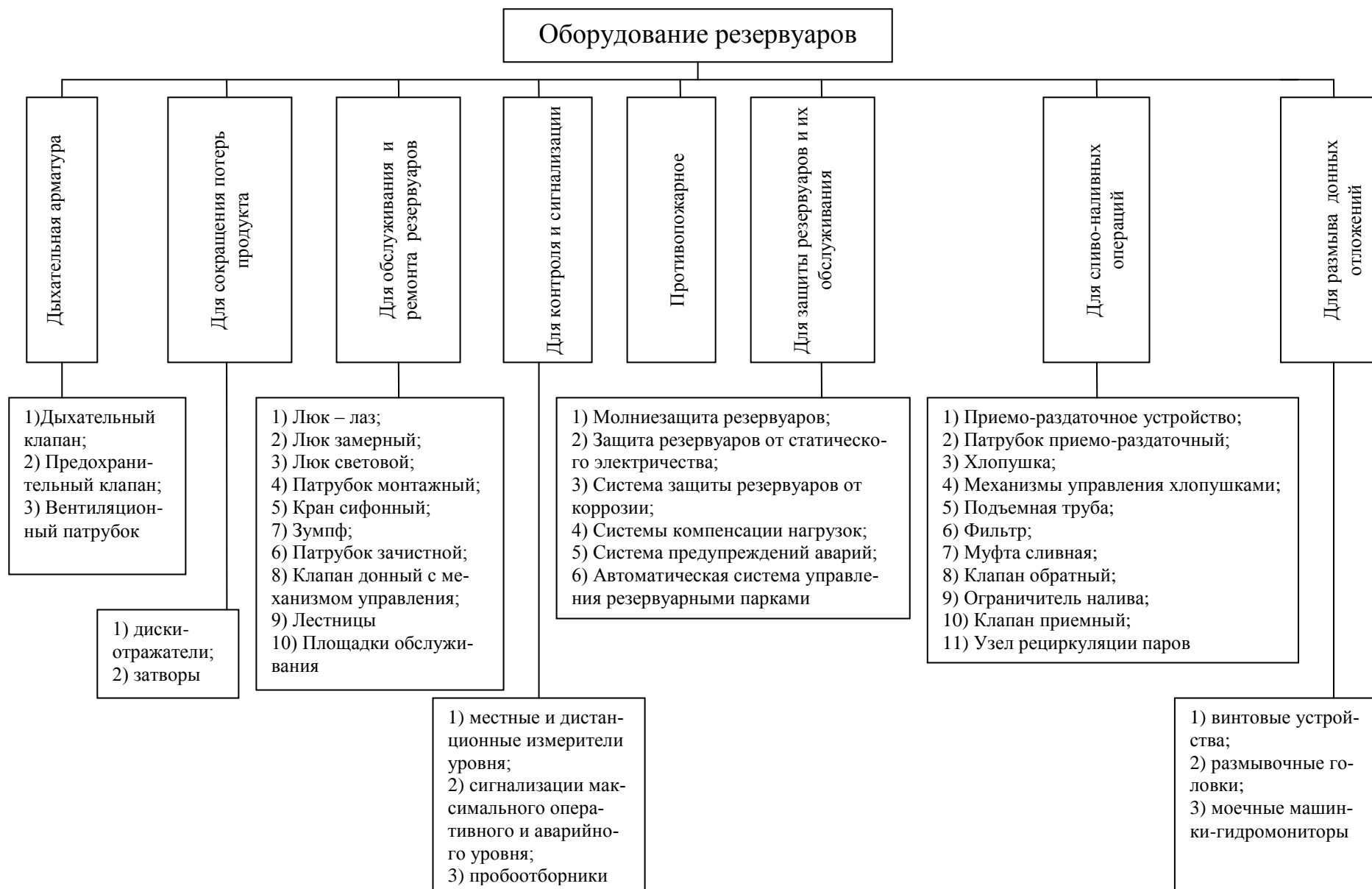


Рис 4.1 Классификация оборудования резервуаров

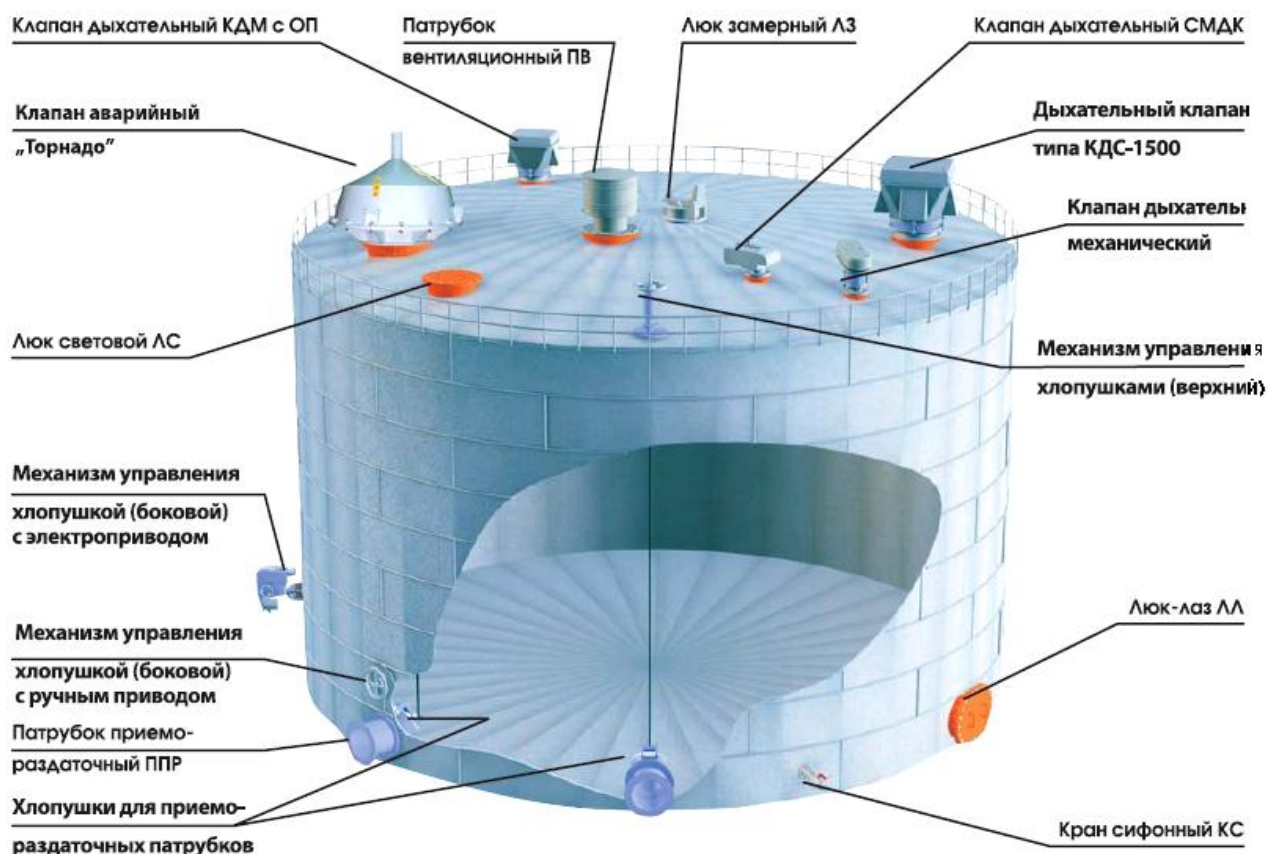


Рис. 4.2 Расположение основного оборудования на резервуаре

Оборудование резервуаров для светлых нефтепродуктов.

На резервуарах устанавливается следующее оборудование:

1. Оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти и нефтепродуктов: дыхательные и предохранительные клапана, диск отражатель.
2. Оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров: люк замерный, люк световой, люк-лаз, люк монтажный, лестница, кран сифонный, зумпф, придонный очистной люк.
3. Оборудование для сливо-наливных операций: приемо-раздаточное устройство, патрубки приемо-раздаточные (ПРП), хлопушки, механизмы управления хлопушками.
4. Противопожарное оборудование.
5. Приборы контроля и сигнализации: местные и дистанционные измерители уровня жидкости в резервуаре, сигнализаторы максимального оперативного уровня жидкости в резервуаре, сигнализаторы максимального (аварийного) уровня жидкости в резервуаре, дистанционные измерители средней температуры жидкости в резервуаре, пожарные извещатели автоматического действия и средства включения системы пожаротушения, дистанционные сигнализаторы загазованности над плавающей крышей, сниженные пробоотборники, сигнализаторы верхнего положения понтона, датчик утечек.

Оборудование резервуаров для темных нефтепродуктов.

Оборудования резервуаров для темных нефтепродуктов и светлых нефтепродуктов имеют следующие отличия:

1. Приемо-раздаточное устройство, в некоторых случаях, снабжается подъемной трубой, которая предназначена для отбора нефтепродукта с верхних слоев.
2. Установлена подогревательная система, которая выбирается в зависимости от объема резервуара, температуры, вязкости нефтепродукта, времени разогрева. Для вязких нефтепродуктов резервуары оснащаются теплоизоляционными покрытиями;
3. Отсутствуют дыхательные и предохранительные клапаны, их роль выполняет вентиляционный патрубок. Но в некоторых случаях на резервуары с темными нефтепродуктами могут устанавливаться дыхательные и предохранительные клапаны. Целесообразность их применения обосновывается высокой температурой окружающей среды и низкой вязкостью продукта.

Согласно РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз» (п.1.5) установлен перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах (табл.4.1).

Табл. 4.1 - Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре			
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБР
1	2	3	4	5
Дыхательный клапан	+			+
Предохранительный клапан	+			+
Вентиляционный патрубок		+	+	
Огневой предохранитель	+	+	+	+
Приемо-раздаточное устройство				+
Приемо-раздаточный патрубок	+	+	+	
Пеногенератор	+	+	+	-
Система подслоного пенотушения	+	+	+	+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+	+	+	+
Пробоотборник	+	+	+	+
Водоспуск с плавающей крыши			+	
Система орошения резервуара	+	+	+	-
Кран сифонный	+	+	+	
Система размыва осадка	+	+	+	+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)				+
Люки	+	+	+	+
Уровнемер	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+

4.2 Дыхательная арматура

Дыхательная арматура предназначена для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах. Дыхательная арматура устанавливается на стационарной кровле резервуаров и должна обеспечивать проектные величины внутреннего давления и вакуума или их отсутствие (для атмосферных резервуаров и резервуаров с понтоном). В первом случае дыхательная арматура выполняется в виде дыхательных клапанов давления и вакуума (совмещенных) и предохранительных клапанов. Во втором случае предусматриваются вентиляционные патрубки (отверстия), равномерно расположенные по периметру на расстоянии не более 10 м друг от друга (но не менее двух) и один патрубок в центре. Общая открытая площадь этих патрубков (отверстий) должна быть не меньше 0,06 м² на 1 м диаметра резервуара, для проветривания надпонтонного пространства с целью предотвращения образования пожароопасной смеси. Отверстия должны быть закрыты сеткой из нержавеющей стали с ячейками 10x10 мм, а патрубок в центре снабжен предохранительным кожухом для защиты от атмосферных осадков [33].

Минимальная пропускная способность дыхательных и предохранительных клапанов, вентиляционных патрубков определяется в зависимости от максимальной производительности приемо-раздаточных операций, включая аварийные ситуации. Порядок расчета пропускной способности описан в ПБ 03-605-03 [33].

Предохранительный клапан настраивается на повышенное давление и пониженный вакуум (5-10%) по сравнению с дыхательным. Предохранительный гидравлический клапан должен быть заполнен незамерзающей жидкостью, которая образует гидравлический затвор. Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтепродуктами с температурой выше 0 °С, следует оснащать непримерзающими дыхательными клапанами.

Наиболее совершенными являются универсальные клапана типа КДС (клапан дыхательный совмещенный). Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных. При установке на резервуары дыхательных клапанов КДС в качестве предохранительных, последние должны быть того же типоразмера, что и дыхательные, и настроены на те же рабочие параметры. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны изготовлены в исполнении УХЛ (умеренный, холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до -60 °С), V категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Механические дыхательные клапаны со встроенными огнепреградителями (для предотвращения попадания пламени или искры во внутреннюю полость резервуара через дыхательный клапан) типа КДМ предназначены для герметизации газового пространства резервуаров со светлыми нефтепродуктами.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны типа КДМ изготавливаются в исполнении V категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

4.2.1 Подбор дыхательных клапанов для стальных резервуаров

Дыхательные клапаны резервуаров подбираются по пропускной способности и допускаемому перепаду давления [14].

1. Максимальный расход газов, проходящих через клапан, определяется при заполнении резервуара как сумма расходов, состоящая из:

$$Q_3 = q_3 + q_{t1} + q_{t2} + q_2, \quad (4.1)$$

где q_3 — максимальный расход нефтепродуктов при заполнении резервуара;
 q_{t1} — максимальный расход газа вследствие нагрева газового пространства от внешней среды, определяемый по формуле

$$q_{t1} = \beta \cdot \Delta T \cdot V_2, \quad (4.2)$$

здесь β - коэффициент объемного расширения газа, равный $1/273 \text{ K}^{-1}$;
 ΔT - скорость нагревания газового пространства резервуара, $\Delta T = 0,0013 \text{ K/c}$;
 V_2 — максимальный объем газового пространства (принимается равным объему резервуара), м^3 .

Подставив значения ΔT и β , получим

$$q_{t1} = 4,76 \cdot 10^{-6} \cdot V_2, \quad (4.3)$$

q_{t2} — расход газа вследствие нагрева газового пространства при закачке более нагретого нефтепродукта, определяемый по формуле

$$q_{t2} = \beta \frac{\alpha \cdot F (T_n - T_2)}{c} \cdot \frac{R \cdot T_2}{p}, \quad (4.4)$$

где α — коэффициент теплообмена, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$;
 F — площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре, м^2 ;
 T_n и T_2 — соответственно температура нефтепродукта, закачиваемого в резервуар, и температура газового пространства, K ;
 c — теплоемкость, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$;
 R — удельная газовая постоянная, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$;
 p — давление в газовом пространстве резервуара, Па ;
 q_2 — объем выделяющихся из нефти газов, определяемый по газовому фактору, $\text{м}^3/\text{с}$.

2. При выкачке нефтепродукта из резервуара расход поступающего через клапан атмосферного воздуха (в $\text{м}^3/\text{с}$) будет

$$Q_6 = q_6 + q_t, \quad (4.5)$$

где q_6 - производительность выкачки нефтепродукта из резервуара, $\text{м}^3/\text{с}$;
 q_t - дополнительный расход из-за возможного охлаждения газового пространства резервуара и частичной конденсации паров, $\text{м}^3/\text{с}$.

Наиболее интенсивно резервуар охлаждается во время ливня, поэтому для практических расчетов скорость охлаждения следует принимать $\Delta T \sim 8 \cdot 10^{-3}$ К/с.

Подставив значение ΔT и β , получим

$$q_t \approx 2,9 \cdot 10^{-5} \cdot V_z, \quad (4.6)$$

По большему значению Q_z или Q_s подбирается клапан необходимого размера. Если требуемая пропускная способность не может быть удовлетворена одним клапаном, то подбираются несколько клапанов меньшего размера.

Пример подбора дыхательных клапанов для стальных резервуаров

Подобрать дыхательные клапаны для резервуара РВС – 5000. Диаметр резервуара 22,76 м; высота 11,9 м. Закачиваемый нефтепродукт – бензин; давление насыщенных паров бензина $p = 37000$ Па. Производительность опорожнения и заполнения резервуара $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Температура газового пространства $T_r = 298$ К; температура бензина, закачиваемого в резервуар $T_n = 303$ К. Газосодержание бензина $\Gamma = 0,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

1. Максимальный расход газов, проходящих через клапан, определяется при заполнении резервуара как сумма расходов, состоящая из:

$$Q_z = q_z + q_{t1} + q_{t2} + q_g \quad (4.7)$$

1.1. Максимальный расход нефтепродуктов при заполнении резервуара:

$$q_z = 2000 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,556 \text{ м}^3/\text{с};$$

1.2. Максимальный расход газа вследствие нагрева газового пространства от внешней среды:

$$q_{t1} = 4,76 \cdot 10^{-6} \cdot V_r = 4,76 \cdot 10^{-6} \cdot 4866 = 0,023 \text{ м}^3/\text{с};$$

1.3. Расход газа вследствие нагрева газового пространства при закачке более нагретого нефтепродукта

$$q_{t2} = \beta \frac{\alpha \cdot F (T_n - T_r)}{c} \cdot \frac{R \cdot T_r}{p} = \frac{5,34 \cdot (303 - 298) \cdot 406,64 \cdot 127,8 \cdot 298}{273 \cdot 2072,47 \cdot 37000} = 0,0198 \text{ м}^3/\text{с};$$

где α — коэффициент теплообмена, равный $5,34 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

F — площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре

$$F = \frac{3,14 \cdot 22,76^2}{4} = 406,64 \text{ м}^2;$$

c — теплоемкость бензина, равная $2072,47 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$;

R — удельная газовая постоянная, равная $127,8 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$;

1.4. Объем выделяющихся из нефти газов, определяемый по газовому фактору

$$q_g = \frac{0,4 \cdot 2000}{3600} = 0,222 \text{ м}^3/\text{с},$$

Максимальный расход газов, проходящих через клапан

$$Q_3 = 0,556 + 0,023 + 0,0198 + 0,222 = 0,821 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Расход поступающего через клапан атмосферного воздуха (в $\text{м}^3/\text{с}$) будет

$$Q_b = q_b + q_t = 0,556 + 0,14 = 0,696 \text{ м}^3/\text{с};$$

где $q_b = 0,556 \text{ м}^3/\text{с}$;

$$q_t \approx 2,9 \cdot 10^{-5} \cdot V_r = 2,9 \cdot 10^{-5} \cdot 4866 = 0,14 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По значению $Q_3 = 0,821 \text{ м}^3/\text{с}$ выбираем по каталогу клапан НДКМ – 350 с пропускной способностью $0,832 \text{ м}^3/\text{с}$.

4.2.2 Конструктивные исполнения дыхательных клапанов

Дыхательный клапан КД-2.

Дыхательный клапан КД-2 (рис. 4.3) состоит из корпуса, внутри которого находятся седла и тарелки, образующие два затвора: для работы на давление и для работы на вакуум.

Принцип действия клапана: при работе клапана тарелки 3 и 8 перемещаются по вертикальной оси 6. В случае повышения давления тарелка давления 8 поднимается и часть паровоздушной смеси выходит через клапан в атмосферу, при этом давление в резервуаре уменьшается до расчетного.

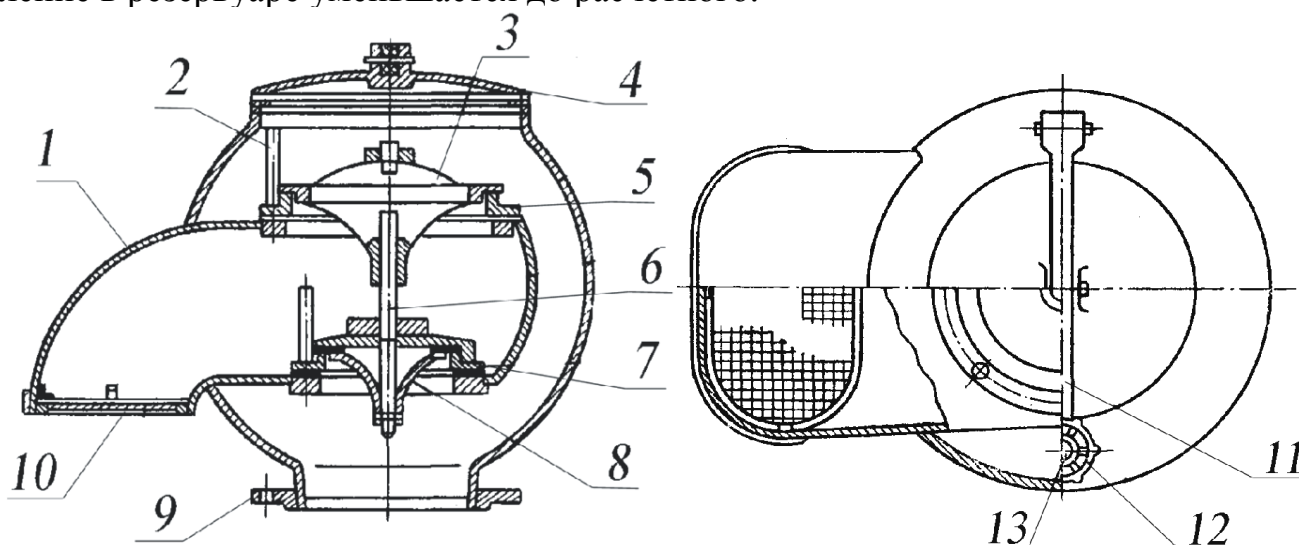


Рис. 4.3 Дыхательный клапан КД-2:

1 – корпус; 2 – направляющий стержень; 3 – тарелка вакуума; 4 – откидная крышка; 5 – седло; 6 – вертикальная ось; 7 – седло; 8-тарелка давления; 9-фланец; 10-сетка; 11-рычаг; 12-маховик; 13-откидной болт.

Когда из резервуара со стационарной крышей без понтона откачиваются нефтепродукты, в газовом пространстве образуется вакуум и тарелка вакуума 3 поднимается и в резервуар поступает атмосферный воздух.

Для увеличения давления и вакуума, на которые срабатывает клапан, необходимо увеличить массу тарелок, например, устанавливая дополнительные шайбы.

Для предотвращения коррозии и искрообразования при подъеме и опускании тарелки изготавливают из цветных металлов или из специальных пластмасс.

Рекомендуется поверхности тарелок и седел покрывать фторопластовой пленкой толщиной 0,2–0,3 мм. Использование фторопласта обеспечивает нормальную работу клапанов в зимнее время (исключает примерзание тарелок).

Необходимый размер клапанов определяется расчетом в зависимости от рабочих условий, пропускной способности ПРП, насосного оборудования и т.д.

В настоящее время на резервуарах установлены клапаны типа СМДК, НДКМ, КДС отличающиеся большой пропускной способностью по сравнению с клапанами типа КД или ДК. Их принцип работы аналогичен описанному выше принципу работы КД-2.

Клапаны дыхательные КДС_А-1500.

Клапаны дыхательные КДС_А-1500 (рис. 4.4) предназначены для поддержания давления в газовом пространстве резервуаров в заданных пределах и герметизации газового пространства резервуаров с целью сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения и снижения загрязнения атмосферы их парами.

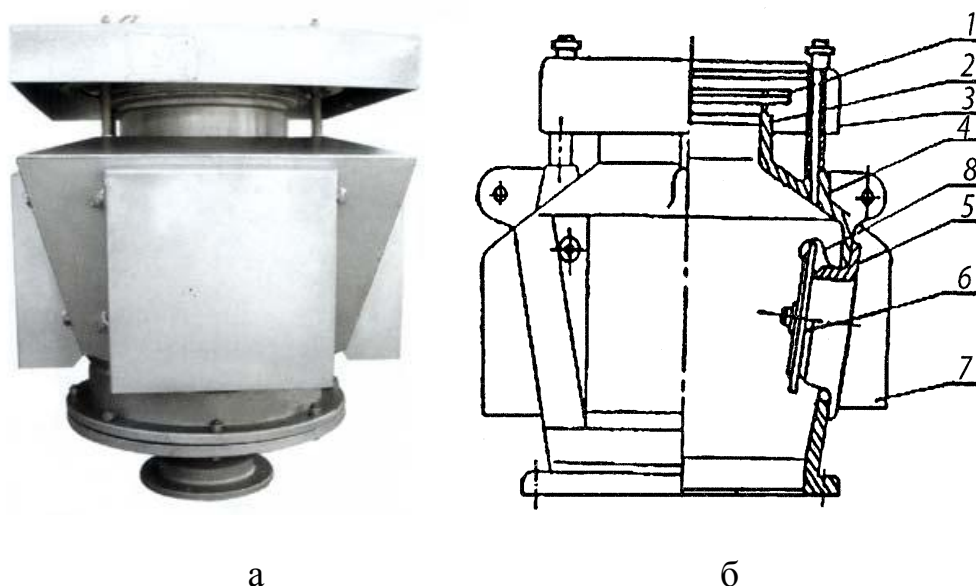


Рис 4.4 Дыхательный клапан типа КДС_А:

а – общий вид; б - конструкция клапана.

1 - тарелка давления; 2 - седло давления; 3 — крышка; 4 — корпус; 5- седло вакуума; 6 — тарелка вакуума; 7 — кожух; 8 — гибкая фторопластовая пластина

Клапан дыхательный (рис. 4.4,б) состоит из корпуса 4, на боковых поверхностях которого расположены четыре окна с фланцами. На фланцы окон прикреплены четыре вакуумных затвора, предназначенных для поступления воздуха в резервуар. Затвор состоит из седла 5, тарелки 6 и гибкой фторопластовой пластины 8, ограничивающей ее перемещение. Горловина клапана заканчивается седлом 2, на которое садится тарелка давления, предназначенная для выпуска паровоздушной смеси из резервуара. Контактующие поверхности всех тарелок и седел покрыты фторопластовой пленкой.

Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку 3 и четыре кожуха 7 для вакуумных затворов.

Табл. 4.2 Технические характеристики клапанов КДС_А

Наименование параметров	КДС _А -1500/200	КДС _А -1500/250	КДС _А -1500/350
Диаметр условного прохода, мм	200	250	350
Пропускная способность в комплекте с огневым предохранителем, м ³ /ч	800	1000	1500
Рабочее давление, кПа	1,765		
Рабочий вакуум, кПа	0,245		
Температурный диапазон работы, °С	от минус 60 до плюс 40		
Габаритные размеры, мм:			
- длина	850	850	850
- ширина	850	850	850
- высота (без диска отражения)	1000	1000	1000
Масса, кг	110	112	114

Клапан дыхательный резервуарный КДР – 1500 и КДР – 3000

Клапан дыхательный резервуарный КДР (рис. 4.5) предназначен для герметизации газового пространства резервуара с нефтью или нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах. Клапан выпускается в модификации КДР – 1500 и КДР – 3000 (пропускная способность 1500 и 3000 м³/ч). Конструкция КДР показана на рис. 1.10. Основные технические характеристики клапана КДР-1500 приведены в табл. 4.3.

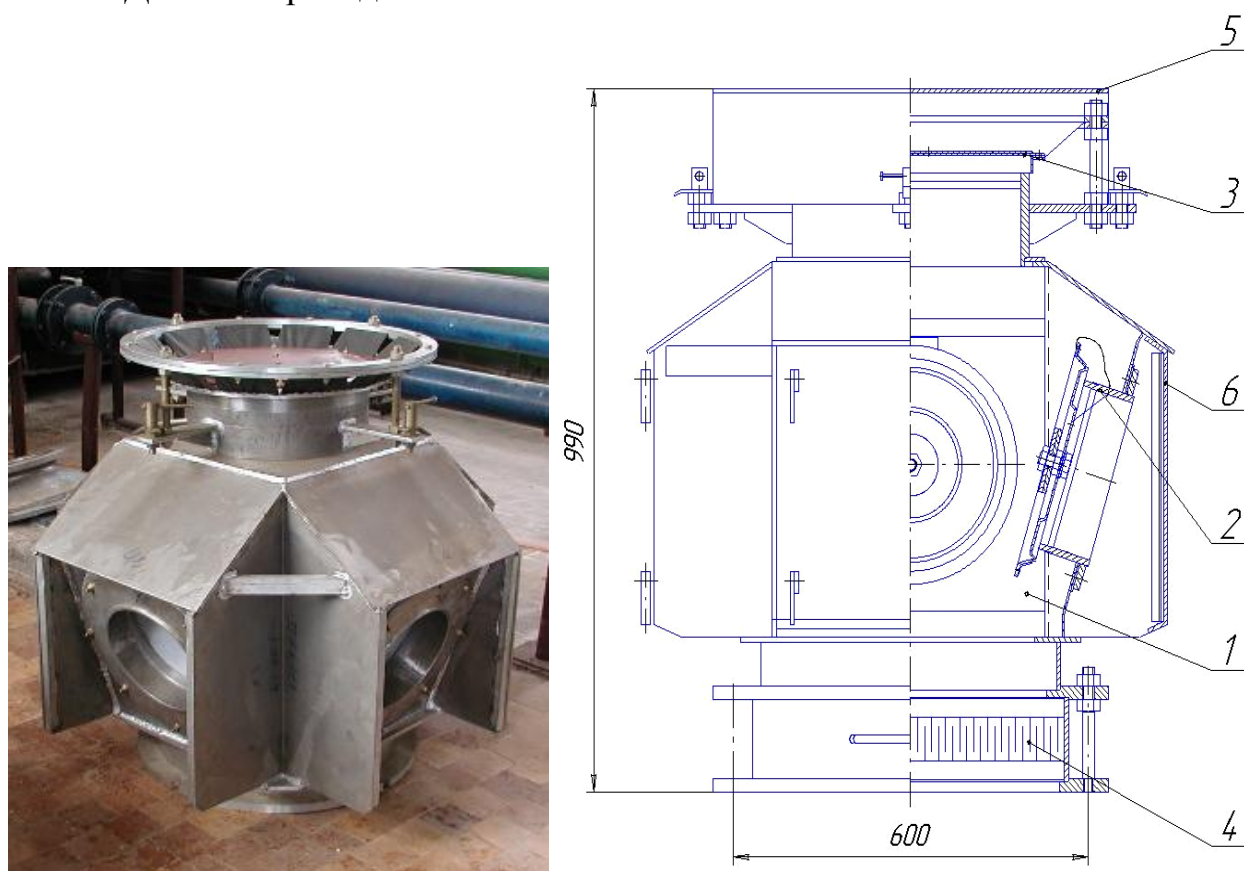


Рис. 4.5 Клапан дыхательный резервуарный КДР
1 – корпус клапана; 2 – затвор вакуума; 3 – тарелка давления;
4 - предохранитель огневой; 5 – колпак; 6 – крышка.

Табл. 4.3 Основные технические характеристики клапана КДР-1500

Показатель	Значение
Условный проход, мм	500
Рабочее давление, кПа (мм.вод.ст.)	2,0 (200)
Рабочий вакуум, кПа (мм.вод.ст.)	0,25 (25)
Давление срабатывания, кПа (мм.вод.ст.)	от 1,5 до 1,6 (от 150 до 160)
Вакуум срабатывания, кПа (мм.вод.ст.)	от 0,1 до 0,15 (от 10 до 15)
Максимальная пропускная способность, в комплекте с огневым предохранителем, м ³ /ч	1500

Клапаны совмещенные механические дыхательные СМДК.

Совмещенные механические дыхательные клапаны с огневым предохранителем СМДК производства ЗАО «Нефтегазмаш» (рис. 4.6) предназначены для регулирования давления в газовом пространстве вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов и защиты от проникновения пламени и искр внутрь резервуара.

Основные технические характеристики клапанов СМДК приведены в табл.4.4

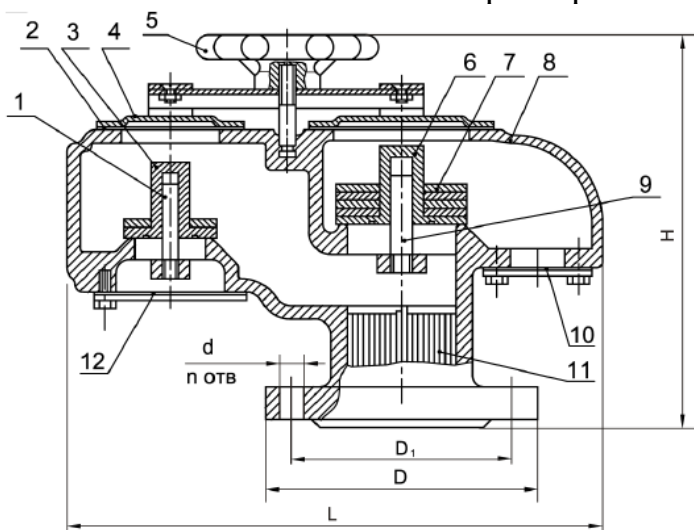


Рис. 4.6 Клапаны совмещенные механические дыхательные СМДК

1,9 - направляющие стержни тарелок давления; 2 - прокладка крышек; 3,6 - тарелки вакуума и давления; 4 - крышка тарелки вакуума; 5 - прижимное устройство; 7 - грузы тарелок; 8 - корпус клапана; 10,12 - защитные сетки; 11 - кассета огнепреградителя.

Табл. 4.4 Основные технические характеристики клапанов СМДК

Наименование параметров	СМДК-50АА	СМДК-100АА	СМДК-150	СМДК-200	СМДК-250
Условный проход Ду	50	100	150	200	250
Давление срабатывания, кПа (мм вод. ст.)	1,6-1,8 (160-180)	1,6-1,8 (160-180)	1,6-1,8 (160-180)	1,4-1,6 (140-160)	1,4-1,6 (140-160)
Вакуум срабатывания, кПа (мм вод. ст.)	0,2-0,25 (20-25)				
Пропускная способность, м ³ /ч	25	25-100	25-150	25-200	25-250
Масса, кг, не более	5,0	11,5	26,5	47,5	95,5

Пример обозначения: СМДК-50АА У1 ТУ 3689-003-10524112-2001,

где 50 - условный проход клапана; У1 - климатическое исполнение; А - алюминиевый корпус; А - огнепреграждающий элемент из алюминиевой фольги.

Клапан дыхательный закрытого типа КДЗТ.

Клапан дыхательный закрытого исполнения КДЗТ-50 предназначен для герметизации газового пространства резервуаров для хранения бензинов и поддержания давления в этом пространстве в заданных пределах. Выход воздуха из клапана и вход воздуха при обратном движении производится через один выходной патрубок, соединенный с системой, исключающей выход паров продукта в атмосферу.

Клапан является комплектующим изделием резервуаров для хранения бензинов и устанавливается на монтажном патрубке резервуара (рис. 4.7).



Рис. 4.7 Клапан дыхательный закрытого типа КДЗТ

Условное обозначение клапана с условным проходом 50 мм: КДЗТ-50, ТУ 3689-015-00217633-97

Клапан дыхательный закрытого типа КДЗТ-50М, КДЗТ-100М, КДЗТ-150М.

Клапан дыхательный закрытого типа КДЗТ (рис. 4.8) предназначен для герметизации газового пространства резервуаров для хранения спиртов, бензинов, дизельного топлива и поддержания давления в этом пространстве в заданных пределах. Выдох газа из клапана и вдох при обратном движении производится через одно выходное отверстие, соединенное фланцем с системой, исключающей выход паров продукта в атмосферу.

Табл. 4.5 Основные технические характеристики клапанов КДЗТ

Показатель	КДЗТ-50М	КДЗТ-100М	КДЗТ-150М
Проход условный Ду, мм	50	100	150
Пропускная способность, м ³ /ч	22	120	200
Давление срабатывания, кПа (мм вод. ст.)	0,8 (70)	0,8 (80)	2,0 (200)
Вакуум срабатывания, кПа (мм вод. ст.)	0,25 (25)	0,25 (25)	0,35 (35)
Рабочее давление, кПа (мм вод. ст.)	1,0 (100)	1,0 (100)	2,0 (200)
Рабочий вакуум, кПа (мм вод. ст.)	0,35 (35)	0,35 (35)	0,35 (35)
Масса, кг, не более	3,5	16	25
Срок службы, лет, не менее	15	15	15

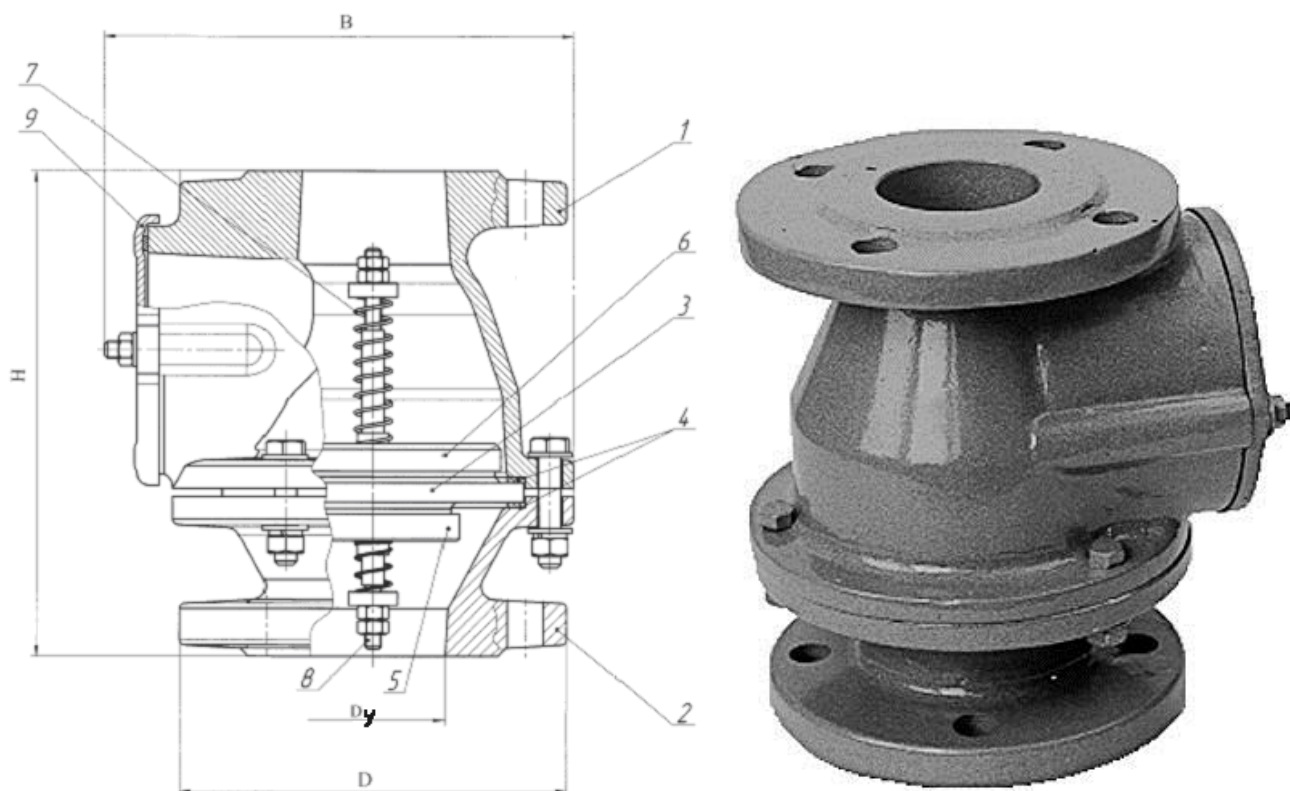


Рис. 4.8 Дыхательный клапан КДЗТ-50М

1 – корпус, 2 – переходник, 3 – седло, 4 – уплотнение, 5 – тарелка вакуума, 6 – тарелка давления, 7 – пружина, 8 – ось, 9 – крышка смотрового окна.

Условное обозначение клапана с условным проходом 50 мм:

КДЗТ-50М У ТУ 3689-015-00217633-97,

где КДЗТ - клапан дыхательный закрытого типа; 50 - условный проход, мм; М - вариант модификации; У - климатическое исполнение.

Клапан дыхательный механический со встроенным огнепреградителем типа КДМ-50М/Д1

Клапан дыхательный механический со встроенным огнепреградителем КДМ-50М/Д1 предназначен для герметизации и регулирования газового пространства цистерн, горизонтальных резервуаров для хранения и перевозки бензина класса «СУПЕР ПЛЮС-98».

Табл. 4.6 Технические характеристики КДМ-50М/Д1

Наименование параметров	Величина параметров
Условный проход D_y , мм	50
Пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$	22
Рабочее давление, кПа (мм.вод.ст.)	95,0 (9500)
Рабочий вакуум, кПа (мм.вод.ст.)	10,0 (1000)
Масса, кг, не более	10

Пример условного обозначения:

КДМ-50М/Д1 У ТУ 26-02-1111-94,

где: КДМ – клапан дыхательный механический; 50 – условный проход, мм;

М – вариант исполнения совмещенного с тарелкой штока; Д1 – вариант исполнения с повышенным рабочим давлением; У – климатическое исполнение.

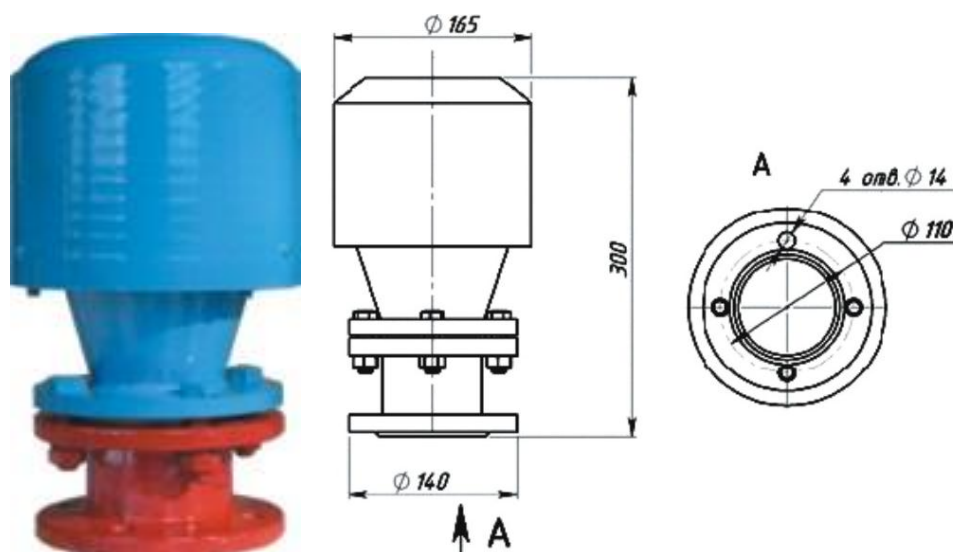


Рис. 4.9 Клапан дыхательный механический со встроенным огнепреградителем типа КДМ-50М/Д1

Клапан механический со востренным огнепреградителем КДМ-50.

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

Клапаны КДМ устанавливаются на монтажные патрубки резервуаров присоединительным фланцем 3. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку 4.

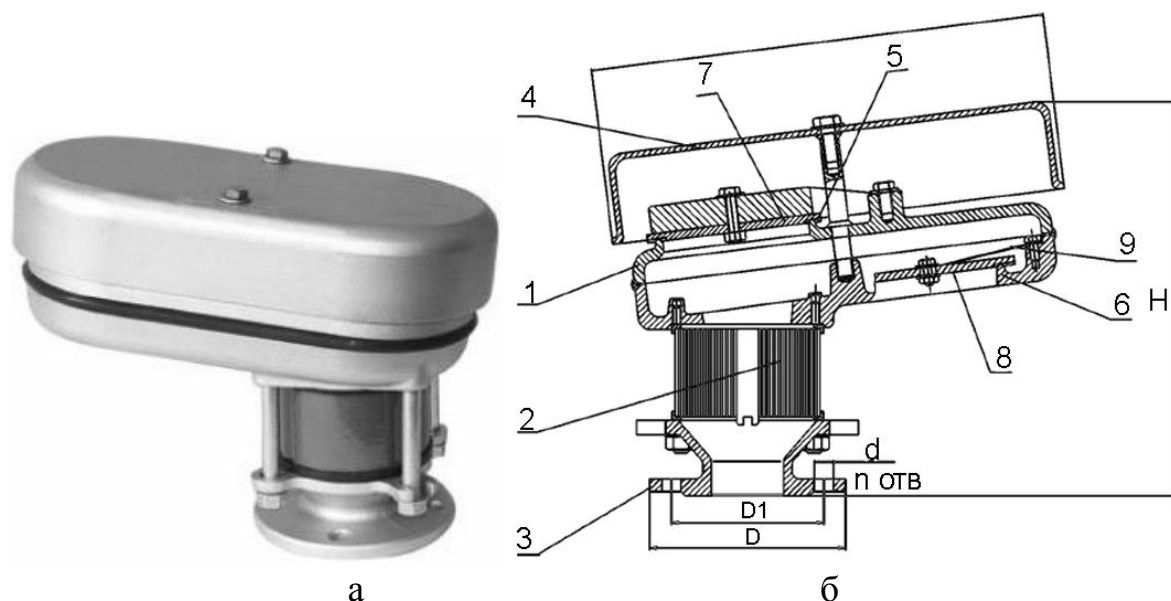


Рис. 4.10 Клапан дыхательный механический со востренным огнепреградителем КДМ-50

а – общий вид; б – конструкция клапана

1 - корпус; 2 - кассета огнепреградителя; 3 - переходник; 4 - крышка; 5 - седло давления; 6 - седло вакуума; 7 - тарелка давления; 8 - тарелка вакуума; 9 - гибкая связь.

Табл. 4.7 Технические характеристики КДМ - 50

Наименование параметров	КДМ-50
Условный проход Ду, мм	50
Рабочее давление, кПа (мм вод. ст.)	2,0 (200)
Рабочий вакуум, кПа (мм вод. ст.)	0,25 (25)
Давление срабатывания, кПа (мм вод. ст.)	1,4 (140)
Вакуум срабатывания, кПа (мм вод. ст.)	0,1-0,15 (10-15)
Пропускная способность, м ³ /ч	22
Масса, кг, не более	8

Клапан дыхательный КДС-1500, КДС-3000.

Дыхательные клапаны типа КДС-1500 (рис. 4.11) производства ЗАО «Нефтегазмаш» предназначены для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами. Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов. При установке на резервуаре дыхательных клапанов в качестве предохранительных, последние должны быть того же типоразмера, что и дыхательные и настроены на рабочие параметры, превышающие параметры дыхательных клапанов на 5...10%.

Клапан устанавливается на фланец монтажного патрубка в крыше резервуара через присоединительный фланец переходника 4. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку и четыре козырька для вакуумных затворов. В состав клапанов входит кассета огневого предохранителя.

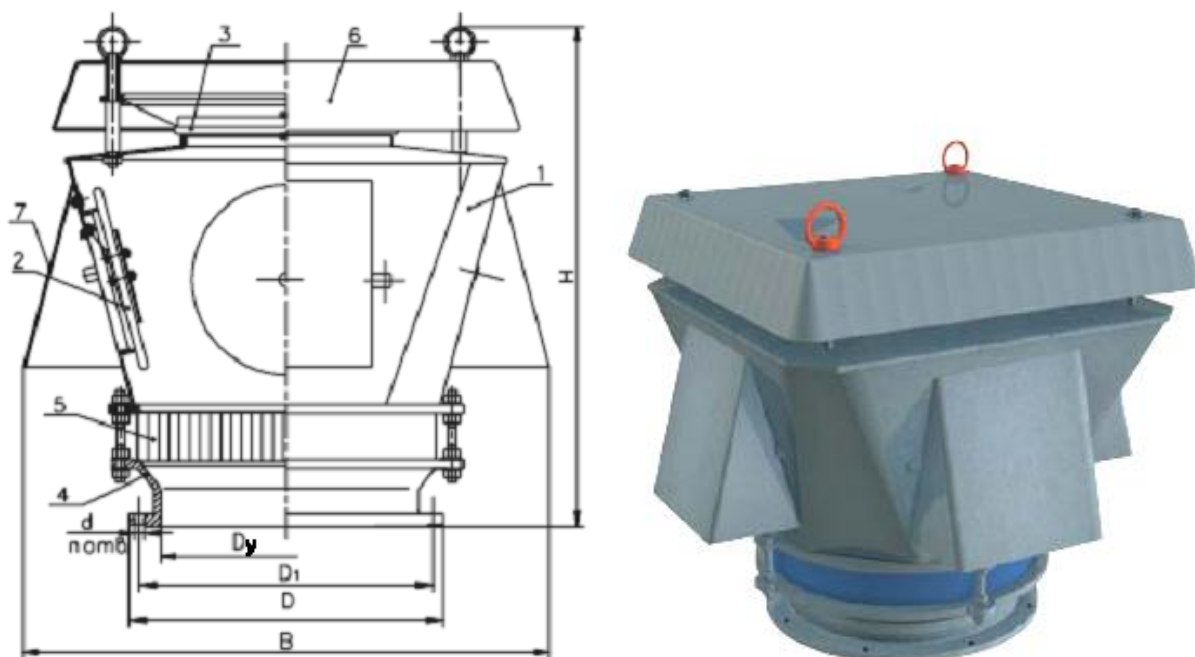


Рис. 4.11 Дыхательный клапан типа КДС

1 - корпус; 2 - тарелка вакуума; 3 - тарелка давления; 4 - присоединительный фланец; 5 - огневой предохранитель; 6 - крышка; 7 - козырек.

Пример обозначения:

КДС-1500/250 УХЛ1 ТУ 3689-007 79167039-2006,

где 250 - условный проход клапана, мм; УХЛ 1 - климатическое исполнение.

Табл. 4.8 Технические характеристики КДС-1500

Марка клапана	КДС-1500/150	КДС-1500/200	КДС-1500/250	КДС-1500/350	КДС-1500/500
Условный проход Ду, мм	150	200	250	350	500
Рабочее давление, кПа	2,00				
Рабочий вакуум, кПа	0,25				
Давление срабатывания, кПа	1,50...1,60				
Вакуум срабатывания, кПа	0,10...0,15				
Пропускная способность, м ³ /ч	450	750	1000	1300	1500
Масса, кг, не более	85				

Табл. 4.9 Технические характеристики КДС-3000

Марка клапана	КДС-3000/250	КДС-3000/350	КДС-3000/500
Условный проход Ду, мм	250	350	500
Рабочее давление, кПа	2,00		
Рабочий вакуум, кПа	0,25		
Давление срабатывания, кПа	1,50...1,60		
Вакуум срабатывания, кПа	0,10...0,15		
Пропускная способность, м ³ /ч	1100	2400	3000
Масса, кг, не более	140		

Клапан дыхательный КДС 2-1500ЛД.

Клапаны дыхательные КДС 2-1500ЛД со встроенным огнепреградителем в верхней части корпуса предназначены для герметизации газового пространства резервуара в режимах хранения, слива, налива и транзита нефти, нефтепродуктов и химических жидкостей.

Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных. При установке на резервуары дыхательных клапанов КДС в качестве предохранительных последние должны быть того же типоразмера, что и дыхательные, и настроены на те же рабочие параметры или 5-10% выше номинала.

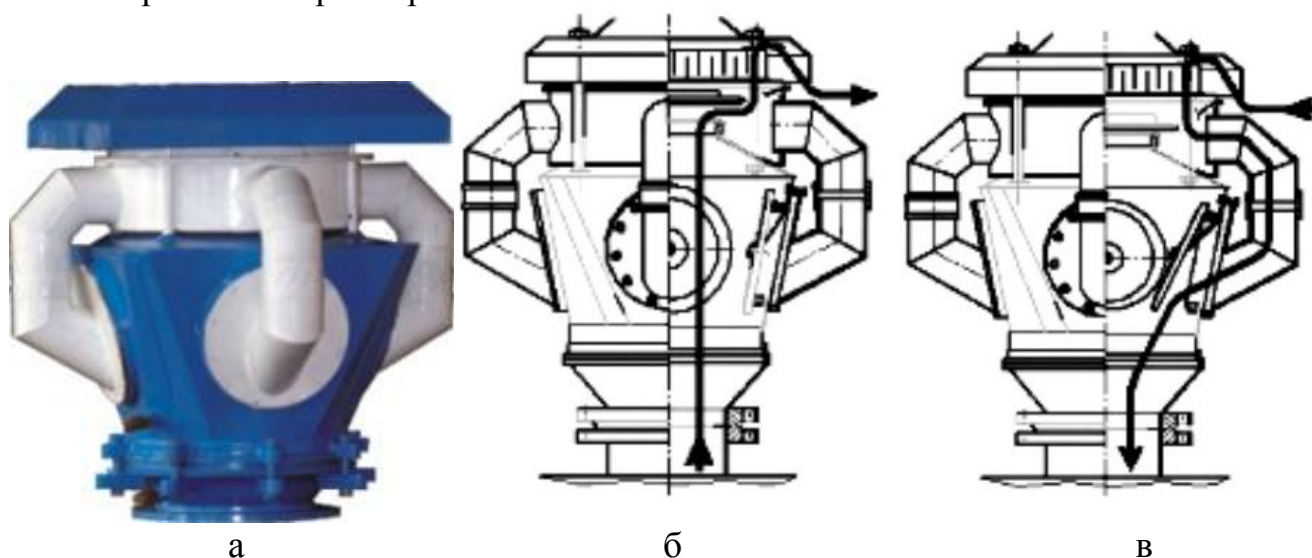


Рис. 4.12 Клапан дыхательный КДС 2-1500ЛД

а – общий вид клапана; б – схема работы клапана при повышенном давлении в резервуаре;
в – схема работы клапана при наличии вакуума в резервуаре

Табл. 4.10 Технические характеристики КДС 2-1500ЛД

Наименование параметров	КДС 2-1500ЛД				
Условный проход, Ду мм	150	200	250	350	500
Рабочее давление, кПа(мм вод. ст.)	2,0 (200)				
Рабочий вакуум, кПа(мм вод. ст.)	0,25 (250)				
Давление срабатывания, кПа (мм вод.ст.)	1,5-1,6 (150-160)				
Вакуум срабатывания, кПа (мм вод. ст.)	0,1-0,15 (10-15)				
Максимальная пропускная способность в комплекте с огневым предохранителем м ³ /ч, не менее	450	750	1000	1300	1500
Масса клапана, кг	115				

Клапаны дыхательные с устройством обогрева огнепреградителя КДС УО.

КДС УО предназначены для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами, а также для защиты от проникновения пламени в резервуар в круглогодичном режиме эксплуатации.

Конструкция клапана с обогревом разработана по рекомендации ФГУ ВНИИПО МЧС России для эксплуатации в осенне-зимний период, особенно в условиях Крайнего Севера и Сибири.

Устройство обогрева предотвращает образование инея на торцевых поверхностях огнепреградителя, что позволяет не производить демонтаж огнепреградителя в осенне-зимний период.

Работа устройства обогрева осуществляется в автоматическом режиме.

Элементы электрооборудования устройства обогрева выполнены во взрывозащищенном исполнении.

Устройство обогрева клапанов типа КДС2-1500УО и КДС2-3000УО предусматривает применение их на дыхательных клапанах КДС2-1500Л, КДС2-3000Л и других модификациях.

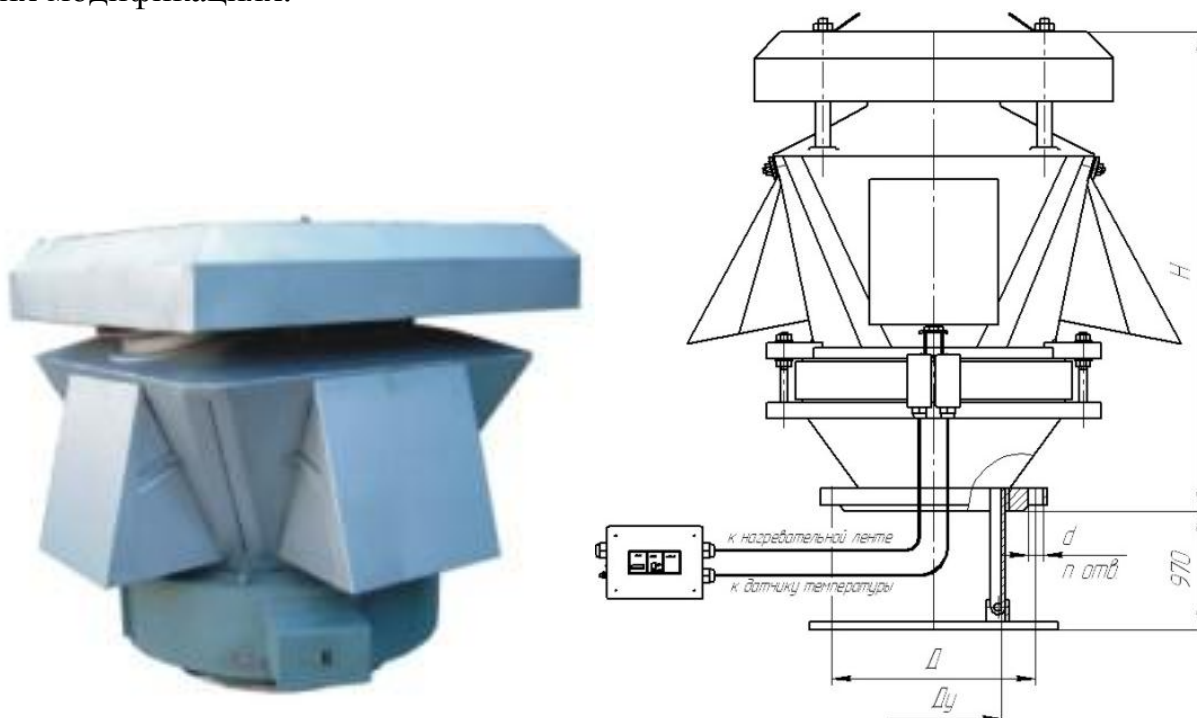


Рис. 4.13 Общий вид клапана дыхательного с устройством обогрева огнепреградителя КДС УО

Пример условного обозначения клапана:

КДС2 – 1500УО Ду-150У ТУ 26-02-1009-93,

где: КДС – клапан дыхательный; 2 – вариант модификации; 1500 – пропускная способность, м³/час; УО – устройство обогрева; 150-условный проход, мм;

У – климатическое исполнение.

Клапан дыхательный «Баттерфляй».

Клапан дыхательный "Баттерфляй" производства ЗАО «Нефтегазмаш» предназначен для герметизации газового пространства резервуара с нефтью и нефтепродуктами и регулированию давления и вакуума в этом пространстве в заданных пределах. Клапан предназначен для эксплуатации в условиях макроклиматического района с холодным и умеренным климатом. Клапан работает как в дыхательных режимах, так и в качестве предохранительных клапанов.

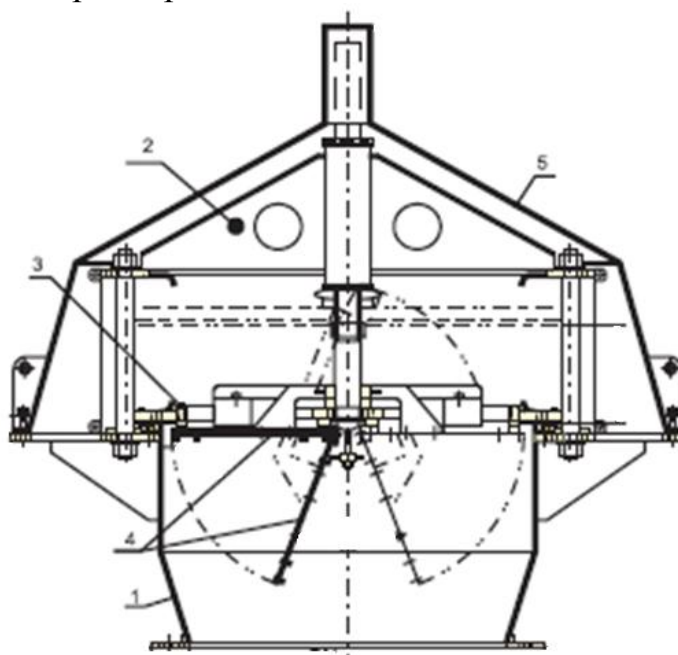


Рис. 4.14 Общий вид клапана дыхательного «Баттерфляй»

1 - корпус; 2 - направляющая верхняя; 3 - крышка давления; 4 - крышка вакуума; 5 – колпак

Предохранительные клапаны резервуаров

На случай выхода из строя дыхательного клапана или нарушения технологического режима во избежание разрушения резервуара от повышения давления или вакуума на каждом резервуаре обязательно устанавливают специальный предохранительный клапан, дублирующий работу дыхательного клапана.

Непримерзающий мембранный дыхательный клапан типа НДКМ (рис. 4.15) содержит соединительный патрубок 1 с седлом 2, тарелку 3 с нижней мембраной 4, зажатой между фланцами нижней 5 и верхней 6 частей корпуса, верхнюю мембрану 8 с дисками 9 и регулировочными грузами 10. Мембрана 8 закреплена в крышке 11, в которой имеются отверстия для сообщения камер под крышкой с атмосферой при помощи трубки 12. Диски 9 и тарелки 3 соединены цепочками 14. Межмембранная камера через импульсную трубку 15 сообщается с газовым простран-

ством резервуара. В нижней части корпуса размещен кольцевой огневой предохранитель 16. Для удобства обслуживания клапан имеет боковой люк 7. Амортизирующая пружина 13 предназначена для устранения колебаний затвора. Мембрану изготовляют из бензостойкой прорезиненной ткани. Непримерзаемость тарелки к седлу обеспечивается покрытием соприкасающихся поверхностей фторопластовой пленкой.

Клапан работает следующим образом. При создании в резервуаре (а соответственно и в межмембранной камере) разрежения, соответствующего пределу срабатывания клапана, тарелка 3 поднимается, и в газовое пространство поступает атмосферный воздух. При повышении давления в резервуаре сила давления на верхнюю мембрану благодаря большей ее площади выше, чем на нижнюю. Если разность сил превышает вес тарелки 3 и диска 9 с грузом 10, то верхняя мембрана, прогибаясь вверх, увлекает за собой тарелку 3, открывая путь паровоздушной смеси в атмосферу.

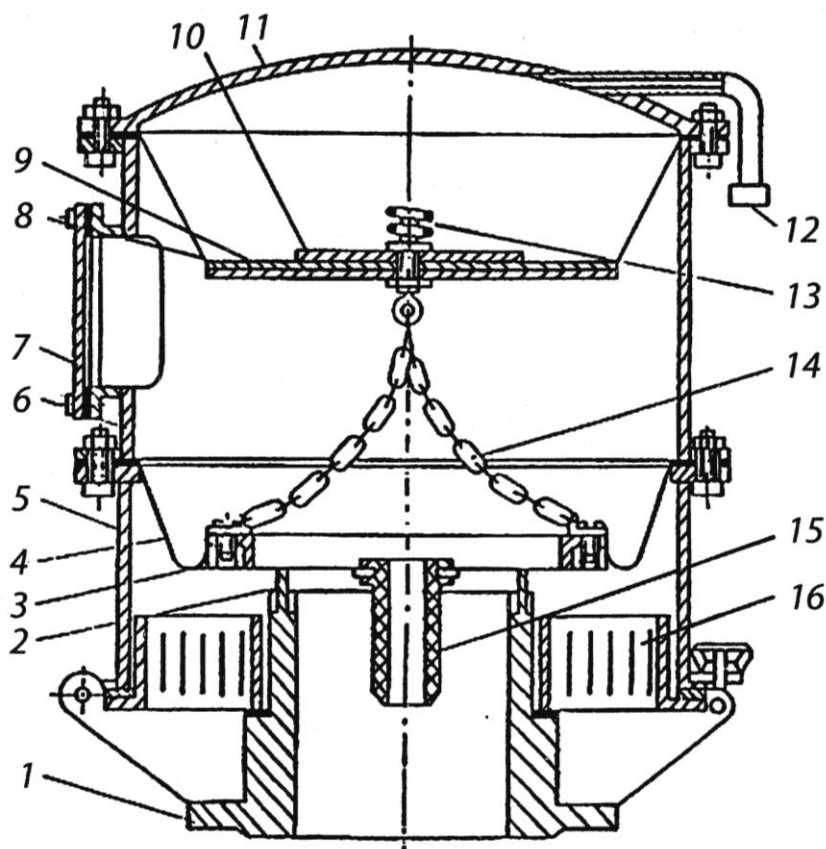


Рис. 4.15 Непримерзающий мембранный дыхательный клапан типа ДКМ

1 - соединительный патрубок; 2 - седло; 3 - тарелка; 4 - мембрана; 5 — нижняя часть корпуса; 6 — верхняя часть корпуса; 7 — боковой люк; 8 — верхняя мембрана; 9 — диски; 10 — регулировочные грузы; 11 — крышка; 12 — трубка; 13 — амортизирующая пружина; 14 — цепочки для соединения дисков; 15 — импульсная трубка; 16 — огневой предохранитель

Предохранительные гидравлические клапаны

Принцип работы гидравлических клапанов показан на рисунке 4.16. Клапан заливают низкозамерзающей и слабоиспаряющейся маловязкой жидкостью — дизельным топливом, соляровым маслом, водным раствором глицерина, этиленгликолем или другими жидкостями, образующими гидравлический затвор.

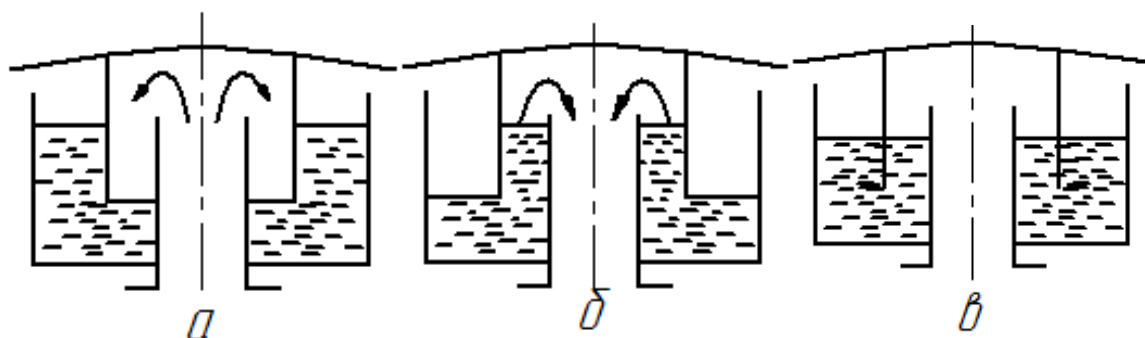


Рис 4.16. Принцип работы гидравлического предохранительного клапана:
а – при избыточном давлении в резервуаре; б – при вакууме; в – при отсутствии избыточного давления и вакуума

Предохранительные гидравлические клапаны типа КППГ.

Клапан предохранительный гидравлический (рис 4.17) предназначен для работы в комплекте с дыхательными механическими клапанами типа СМДК, КДМ, КДС при установке на резервуары с нефтью и нефтепродуктами, с допустимым избыточным давлением 200 мм вод. ст. сообщающего газовое пространство резервуара с атмосферой в аварийной ситуации (на случай выхода из строя дыхательного клапана).

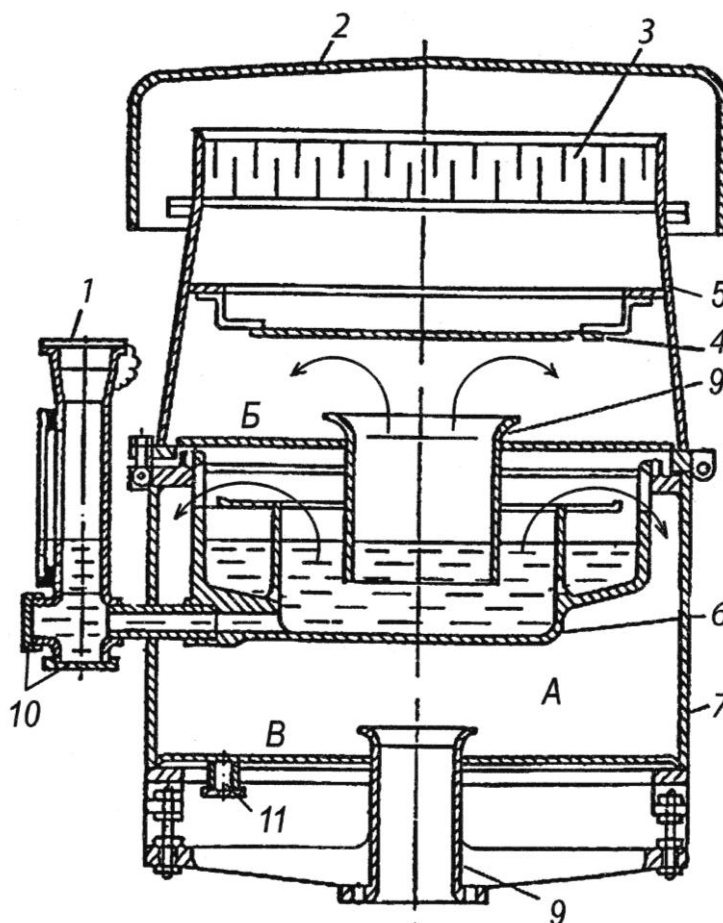


Рис. 4.17 Предохранительный гидравлический клапан типа КППГ:

1 - трубка для слива и налива жидкости; 2 — крышка для защиты от атмосферных осадков; 3 — огневой предохранитель; 4 — экран; 5 — верхняя часть корпуса; 6 — чашка для размещения жидкости гидрозатвора; 7 — нижняя часть корпуса; 8,9 — патрубки; 10,11 — сливные штуцеры

Клапан состоит из корпуса 7 с присоединительным фланцем, чашки 6, предназначенной для размещения жидкости гидрозатвора, верхней части корпуса с патрубком, погружаемым в жидкость, экрана 4, предотвращающего выброс жидкости при срабатывании клапана, кассеты огневого предохранителя 3, крышки 2 для защиты от атмосферных осадков и трубки 1 для слива и налива жидкости.

Клапан работает следующим образом. При повышении давления в резервуаре и полости А жидкость из чашки 6 выбрасывается через патрубок и, отражаясь от экрана 4, собирается в кольцевой полости Б между верхней частью корпуса 5 и патрубком 9. При вакууме в резервуаре жидкость вытесняется из патрубка 9 в чашку 6 и при срабатывании клапана выбрасывается на стенку верхней части корпуса 5, по которой стекает в кольцевую полость В.

После срабатывания клапана газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой, и клапан работает, как «сухой», обеспечивая высокую пропускную способность. Выброшенная жидкость спивается через сливные штуцеры 10 или 11 и используется при повторной заливке.

Основные технические характеристики КПП показаны в таблице 4.11.

Клапаны выполнены в искробезопасном исполнении.

Пример обозначения:

КПП-200 У1 ТУ 3689-066-10524112-2004,

где КПП - предохранительный гидравлический клапан; 200 - условный проход клапана, мм; У1 - климатическое исполнение.

Табл. 4.11 Технические характеристики КПП

Наименование параметров	КПП-100	КПП-150	КПП-200	КПП-250	КПП-350
Условный проход присоединительного патрубка, мм	100	150	200	250	350
Давление срабатывания, кПа (мм вод.ст.)	1,7-1,9 (180-200)				
Вакуум срабатывания в пределах, кПа (мм вод.ст.)	0,3-0,4 (35-40)				
Пропускная способность (по воздуху), м ³ /ч	200	500	900	1500	2700
Масса, кг, не более	134			245	265

Гидравлические предохранительные клапаны типа КПС для резервуаров на давление до 1,96 кПа (рис. 4.18). Основным элементом таких клапанов является гидравлический затвор, образованный залитой на дно корпуса 3 незамерзающей и слабо испаряющейся жидкостью (трансформаторным маслом) и колпаком 4.

При повышении давления внутри резервуара жидкость гидрозатвора вытесняется из внутреннего кольцевого пространства во внешнее до тех пор, пока уровень не опустится до нижнего обреза колпака. После этого газовоздушная смесь будет барботировать (прорываться) в атмосферу.

При вакууме в резервуаре жидкость гидрозатвора вытесняется во внутреннее кольцевое пространство. Для уменьшения уноса жидкости с проходящими газами к крышке 7 и трубе 5 крепятся отбойные козырьки. Воронка 8 служит для залива рабочей жидкости, а сливная трубка 2 — для ограничения нижнего уровня жидкости при заливке. Контролируют уровень жидкости щупом 5, а сливают ее через отверстие, перекрываемое пробкой 1.

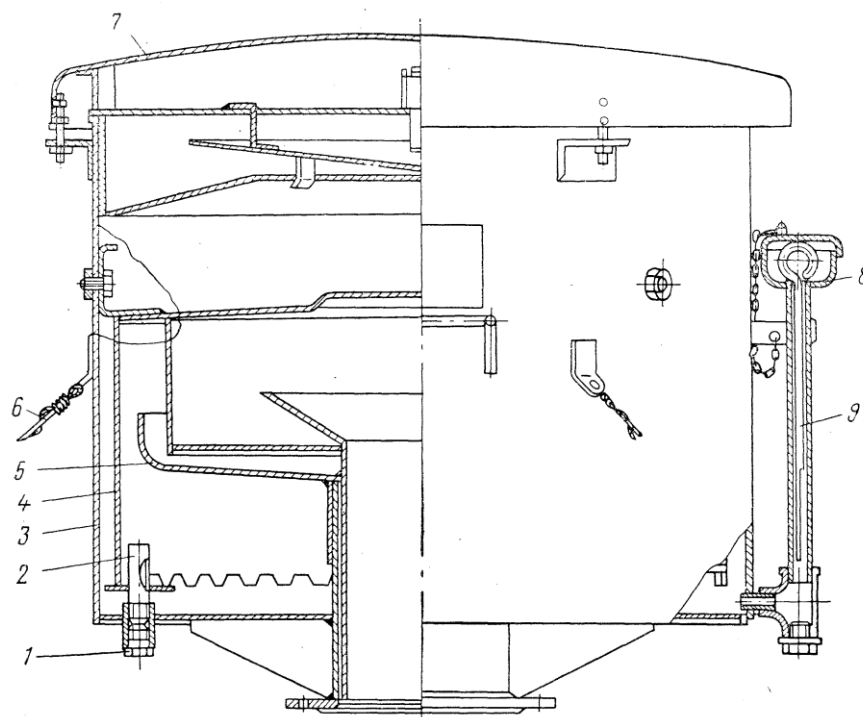


Рис. 4.18 Предохранительный гидравлический клапан типа КПС
1 – пробка; 2 – сливная трубка; 3 – корпус; 4 – колпак; 5 – труба; 6 – растяжка; 7 – крышка;
8 – воронка; 9 – щуп.

Клапан устанавливают на фланец огневого предохранителя и с помощью растяжек 6 дополнительно крепят к корпусу резервуара.

Основные данные клапанов типа КПС приведены в табл. 4.12. Чтобы гидравлический клапан не работал вместе с механическим, его устанавливают на повышенные (5—10%) давление и вакуум. Гидравлические клапаны следует устанавливать по уровню строго горизонтально, иначе они будут работать с пониженными вакуумом и давлением вследствие стока жидкости на одну сторону клапана.

Табл. 4.12 Основные технические характеристики клапанов типа КПС

Показатель	КПС-100	КПС-150	КПС-200	КПС-250	КПС-350
Пропускная способность, м ³ /ч	50	100	200	300	600
Масса, кг:					
- клапана	28,5	50,0	97,6	183,0	370,0
- жидкости (масла) в клапане	8	19	42	66	190

Клапан аварийный "ТОРНАДО".

Клапан аварийный "ТОРНАДО" производства ЗАО «Нефтегазмаш» предназначен для аварийного сброса внутреннего давления в резервуаре со стационарной крышей возникающего в результате интенсивного нагрева газового пространства резервуара от пожара соседних резервуаров, кипения продукта внутри резервуара или его взрыва. Установка аварийного клапана на резервуаре исключает разрушение резервуара, узла соединения стенки с днищем и обеспечивает сохранение продукта от выброса в окружающую среду. Клапан предназначен для эксплуата-

Вентиляционные патрубки (рис. 4.19) служат для сообщения газового пространства с атмосферой. Их устанавливают на огневых предохранителях или в верхней точке резервуаров, предназначенных для хранения темных нефтепродуктов и промышленных масел, а также для резервуаров, оборудованных понтонами. Пропускная способность вентиляционных патрубков приведена в табл. 4.13.



1 - корпус; 2 - фланец; 3 - седло; 4 - крышка; 5 - груз; 6 - шток; 7 - замок; 8 - стойка;
9 - сигнализатор; 10 - колпак; 11 - сетка; 12 - ручка.

Показатель	ВП - 50	ВП - 100	ВП - 150	ВП - 200	ВП – 250	ВП - 350	ВП – 400	ВП – 500
Пропускная способность, м ³ /час	25	100	300	500	1000	2000	3000	5000



4.3 Диски-отражатели

Эффективным средством сокращения потерь нефтепродуктов от “больших” дыханий являются диски-отражатели (рис. 4.21), устанавливаемые под дыхательными клапанами резервуаров [6, 14].

Направление движения, поступающего через дыхательный клапан воздуха, диском - отражателем изменяется с вертикального на почти горизонтальное, поэтому в первую очередь из резервуара вытесняется паро-воздушная смесь с меньшей концентрацией нефтепродуктов.

Диск-отражатель состоит из круглого составного листа, изготовленного из листового металла толщиной 1–2 мм. Части листа соединены между собой на шарнирах, что позволяет складывать лист при вводе его в резервуар через монтажный патрубок дыхательного клапана. Для нормальной работы диска-отражателя необходимо обеспечить, чтобы диск при монтаже был расположен концентрично с горизонтальным сечением монтажного патрубка.

Эффективность дисков-отражателей в резервуаре зависит от диаметра диска и расстояния от нижней кромки патрубка до верхней плоскости диска. Сокращение потерь достигает 20–25 %.

Диаметр диска выбирают конструктивно из условия свободного пропуска диска в сложенном виде через монтажный патрубок, диаметр которого соответствует диаметру клапана.

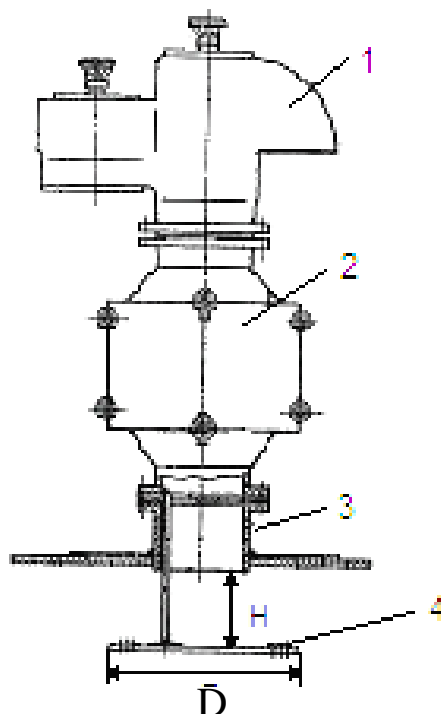


Рис. 4.21 Диск-отражатель:

1 – дыхательный клапан; 2 – огневой предохранитель; 3 – монтажный патрубок; 4 – диск-отражатель

Размеры Н и D в зависимости от габаритов дыхательных клапанов приведены в табл. 4.14.

Табл. 4.14 Размеры диска отражателя

Параметр	Марка диска-отражателя			
	КД -100	КД-150	КД-200	КД-250
D	100	150	200	250
H	200	270	370	470

4.4 Оборудование и конструктивные элементы для сливо-наливных операций

4.4.1 Приемо-раздаточное устройство

Приемо-раздаточные устройства (ПРУ) предназначены для предотвращения потерь нефти или нефтепродуктов из резервуара в случае разрыва технологических трубопроводов или выхода из строя размещенных на них запорных устройств, а также для закачки (откачки) нефти (нефтепродуктов) в резервуар (из резервуара).

Основное назначение ПРУ:

- увеличение полезной емкости стальных резервуаров за счет уменьшения уровня минимального взлива;
- уменьшение интенсивности накопления парафинистых отложений;
- увеличение срока службы I-го пояса и днища резервуаров за счет снижения зоны коррозионной активности донного остатка.

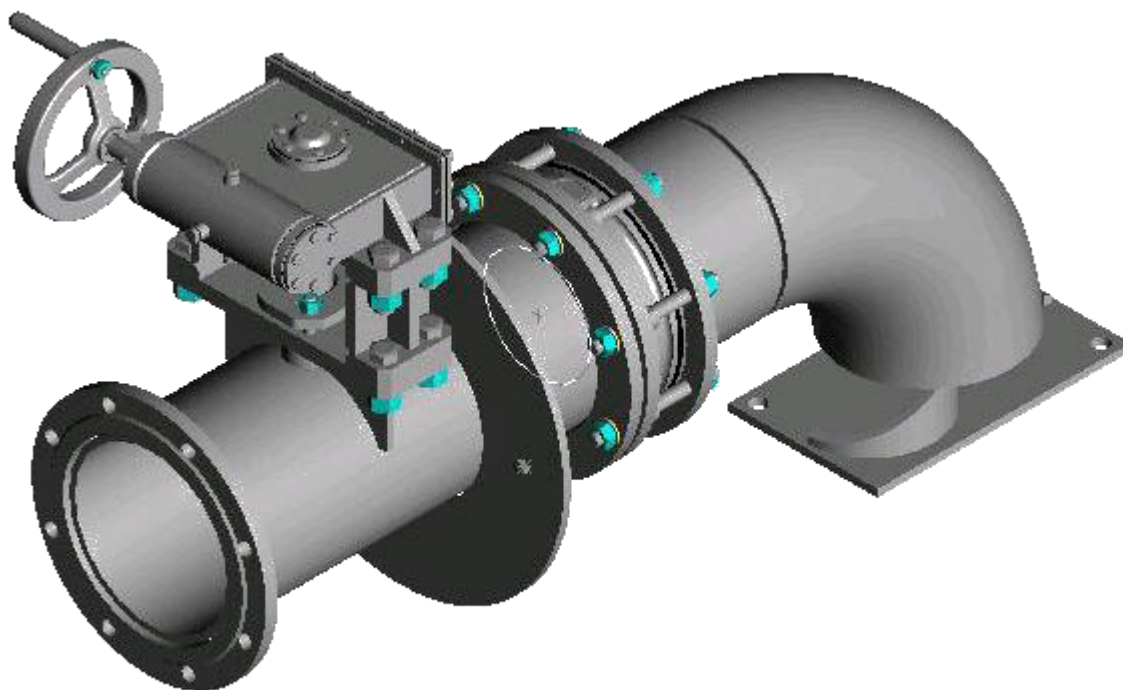


Рис. 4.22 Приемо-раздаточное устройство ПРУ

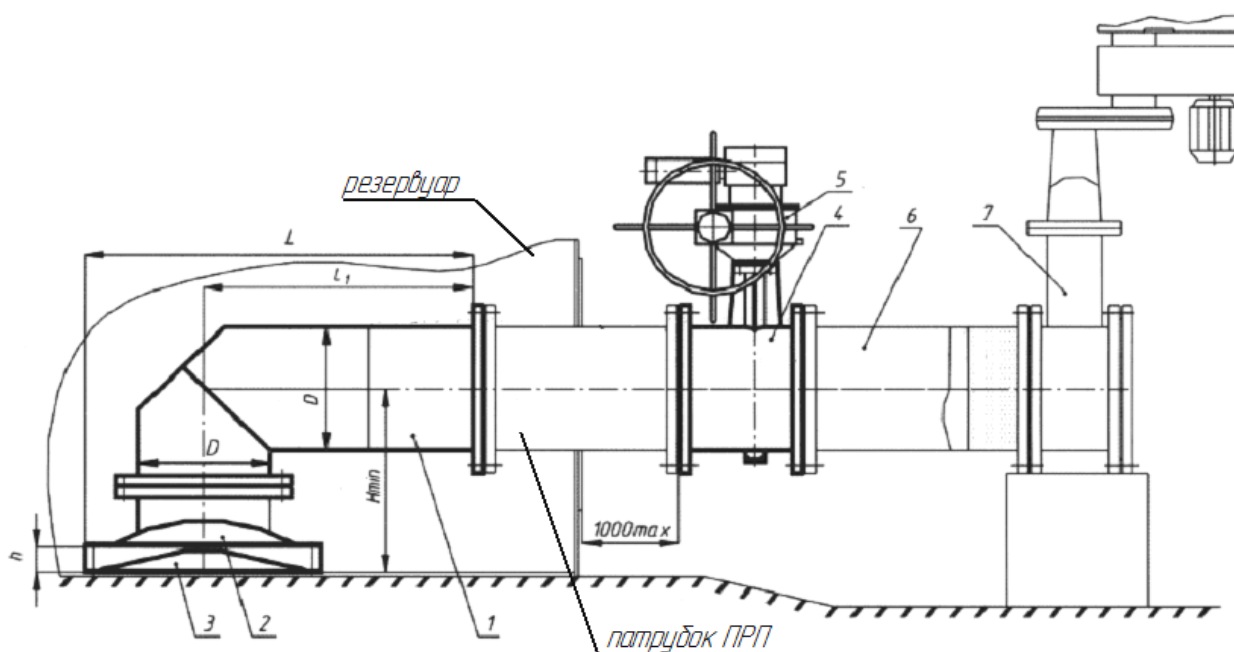


Рис. 4.23 Общий вид приемо-раздаточного устройства ПРУ:
1 - отвод; 2 - зонт; 3 - рассекатель; 4 - заслонка поворотная; 5 - электропривод.

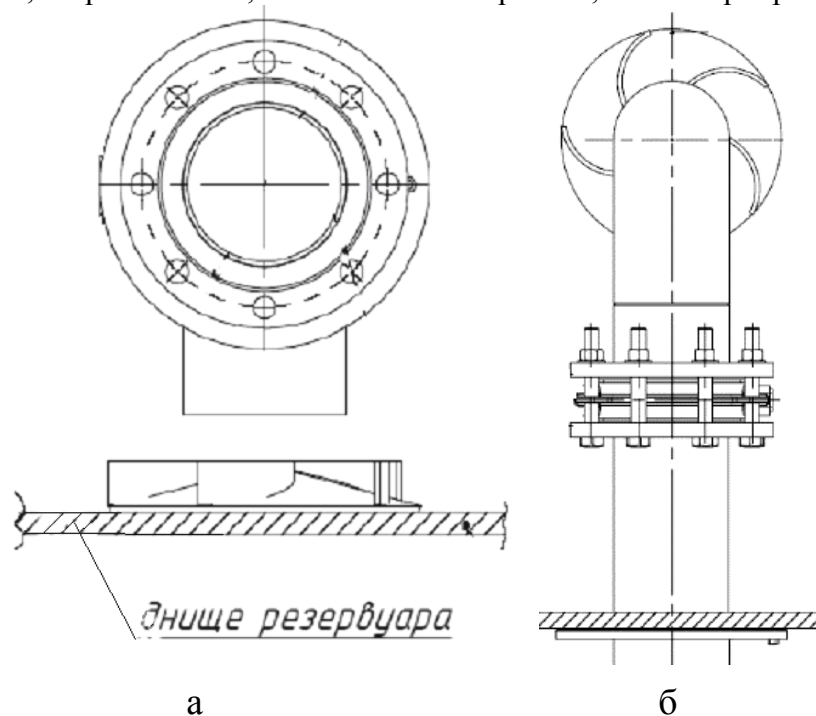


Рис. 4.24 Устройство рассекателя:
а – вид спереди; б – вид сверху

Уменьшение интенсивности накопления парафинистых отложений достигается с помощью применения рассекателя. Устройство рассекателя показано на рис. 4.24.

ПРУ монтируются на стенке резервуара при помощи сварки, имеют свой независимый ручной (ПРУ) или электропривод (ПРУ1).

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды ПРУ изготавливается в исполнении У1, УХЛ1 и Т1 категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 и из нержавеющей стали.

Основные технические характеристики приемо-раздаточных устройств ПРУ приведены в табл. 4.15.

Табл. 4.15 Основные технические характеристики приемо-раздаточных устройств ПРУ.

Марка	Показатель				
	Рабочие да- вление, МПа(кгс/см)	Длина, L, мм	Ширина, D, мм	Мощность электродвигателя, кВт	Масса, кг
ПРУ.200	0,25(2,5)	1225	440	0,18	130
ПРУ1.200		1418			141
ПРУ.400		2070	860		552
ПРУ1.400					562
ПРУ.500		1060	20		658
ПРУ1.500					717

Пример условного обозначения патрубка для поставок в районы с умеренным климатом:

ПРУ.500.У1,

где: ПРУ – приемо-раздаточное устройство; 500 – условный проход; У1 - климатическое исполнение.

В последнее время практикуется применение конструкции приемо-раздаточного устройства, в котором прием и подача нефти осуществляется в специально созданный колодец на днище резервуара (рис. 4.25).

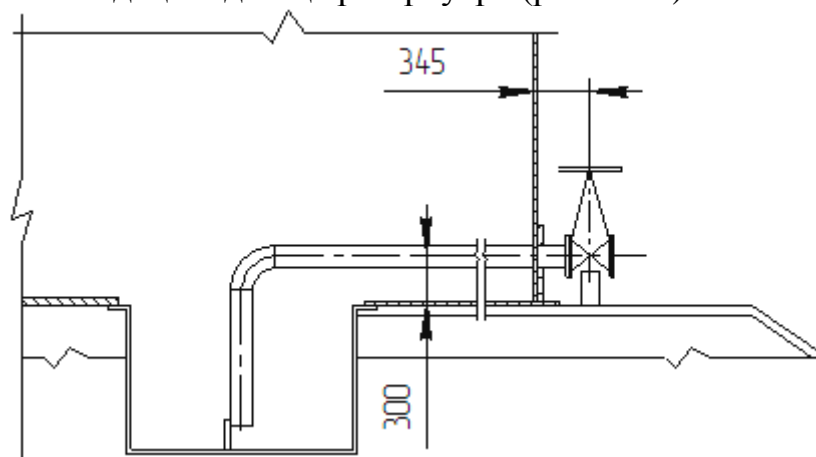


Рис. 4.25 Приемо-раздаточное устройство

4.4.2 Приемо-раздаточные патрубки

ПРП служат для приема и откачки нефти из резервуаров и соединения технологических трубопроводов с резервуарами для хранения и раздачи нефти и нефтепродуктов. Их количество зависит от производительности закачки-выкачки, а диаметр в зависимости от производительности сливно-наливных операций. К обоим

концам патрубков приваривают фланцы: с наружной стороны резервуара – для присоединения внутрибазовой коммуникации, а с внутренней – для присоединения хлопушки (светлые нефтепродукты) или шарнира подъемной трубы (темные нефтепродукты). Для придания жесткости с наружной стороны резервуара вокруг патрубка приваривают усиливающее кольцо. Во избежании утечки нефтепродуктов при нарушении герметичности задвижки на каждом приемо-раздаточном патрубке внутри резервуара устанавливают хлопушку. Приемо-раздаточные патрубки в обязательном порядке оснащаются системой управления, включающей трос с барабаном, управляемым снаружи с помощью штурвала, поскольку иначе нельзя произвести откачку. Хлопушки на приемных патрубках, как правило, открываются потоком закачиваемой нефти [22].



Рис. 4.27 Патрубки приемо-раздаточные ПРП

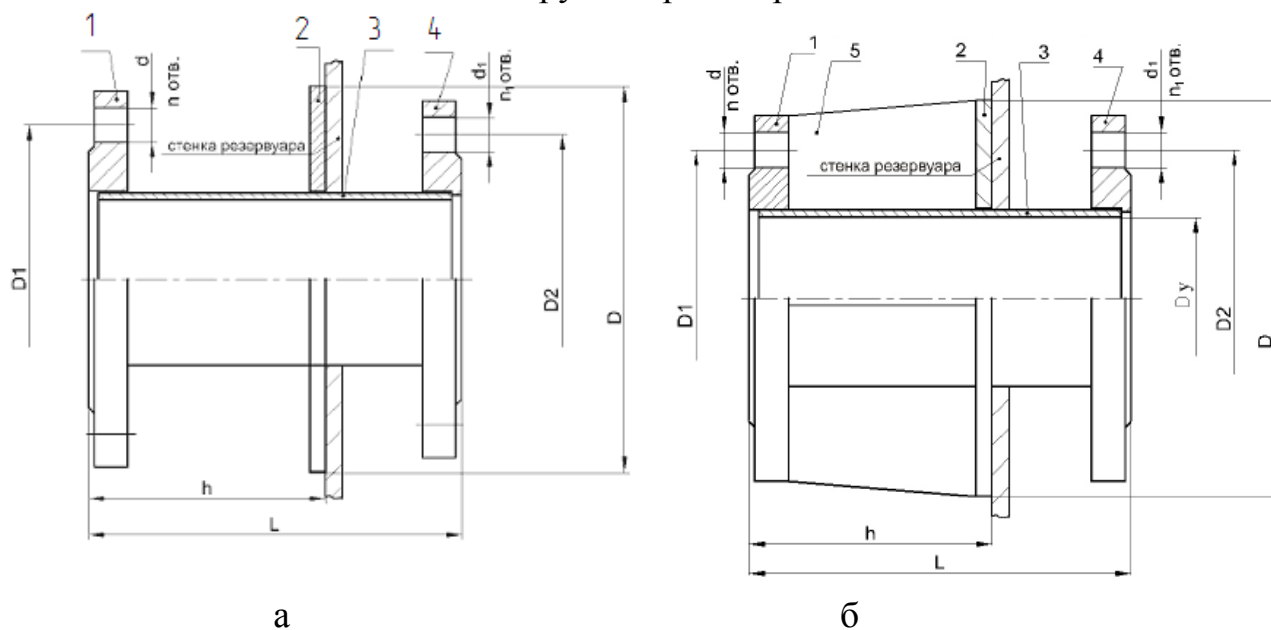


Рис. 4.28 Общий вид ПРП:

а) ПРП-80...ПРП-350; б) ПРП-400...ПРП-600

1 - фланец наружный; 2 - усиливающая накладка; 3 - труба; 4 - фланец внутренний; 5 - ко-сынка.

В табл. 4.16 приведены технические характеристики используемых в настоящее время приемо-раздаточных патрубков (рис. 4.27).

Табл. 4.16 Технические характеристики приемо-раздаточных патрубков

Обозначение изделия	Условный проход Ду, мм	h, мм	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
			Длина, L	D	
ППР-80	80	200	300	180	9,5
ППР-100	100	200	300	220	14,6
ППР-150	150	200	300	320	22,5
ППР-200	200	250	350	440	29
ППР-250	250	250	380	550	50,7
ППР-300	300	250	380	650	66,8
ППР-350	350	300	380	760	96
ППР-400	400	300	565	860	172
ППР-500	500	400	625	1060	270
ППР-600	600	400	705	1260	370

4.4.3 Хлопушки

Хлопушки для приемо-раздаточных патрубков ХП

Хлопушки предназначены для предотвращения потерь продукта из резервуара в случае разрыва технологических трубопроводов или отказа размещенных на нем запорных устройств. Хлопушка устанавливается внутрь резервуара на фланец приемо-раздаточного патрубка. Хлопушка условным проходом 80 мм изготавливается без перепуска, а хлопушки с условным проходом более 80 мм с перепуском, что позволяет снижать усилие открывания крышки хлопушки.



Рис. 4.29 Хлопушки для приемо-раздаточных патрубков

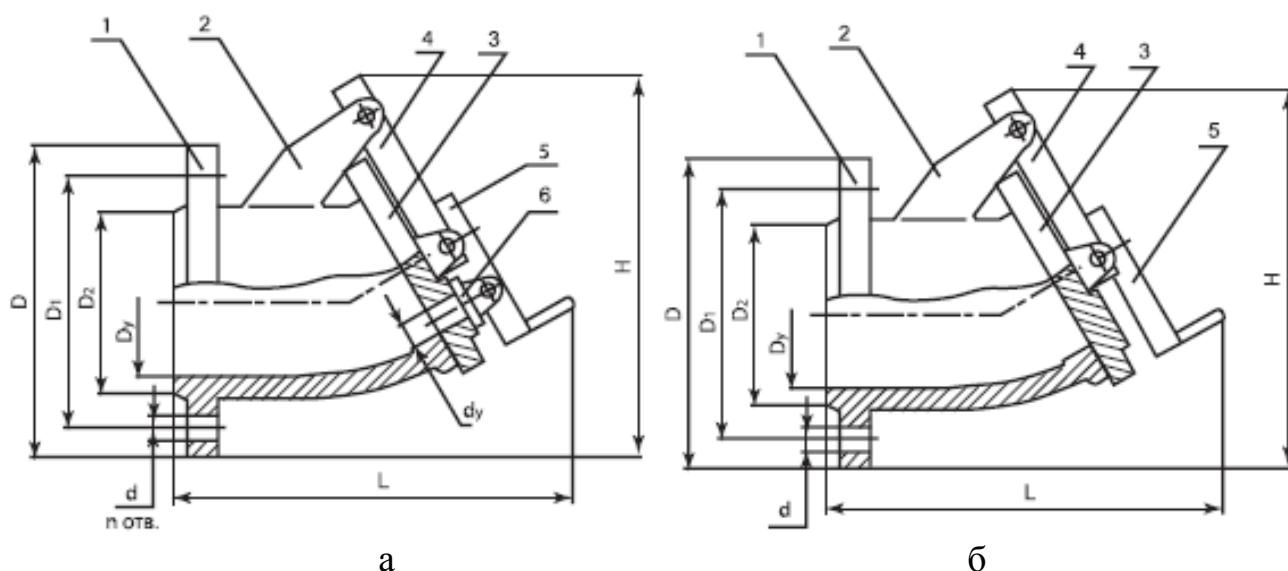


Рис. 4.30 Устройство хлопушек:

а – хлопушка с Ду более 80 мм; б – ХП-80;

1 - присоединительный фланец; 2 - корпус; 3 - крышка; 4 - большой рычаг; 5 - малый рычаг; 6 - перепускная крышка.

Хлопушки в зависимости от материала и конструкции корпуса и крышки изготавливаются следующих исполнений:

А – корпус, крышка основная и перепускная чугунные без наплавки на уплотнительных поверхностях;

Б – корпус чугунный, крышка основная и перепускная стальные с латунной наплавкой на уплотнительных поверхностях;

В – корпус и крышки из углеродистой стали с латунной наплавкой на уплотнительных поверхностях.

ВН – корпус и крышки из нержавеющей стали с медной наплавкой на уплотнительных поверхностях.

Табл. 4.17 Технические характеристики хлопушек

Наименование параметров	ХП-80	ХП-150	ХП-200	ХП-250	ХП-300	ХП-400	ХП-500	ХП-600
Условный проход Ду, мм	80	150	200	250	300	400	500	600
Условное давление, МПа (кгс/см ²)	0,17(1,7)							
Диаметр условного прохода перепускного отверстия d_p , мм	-	25	25	25	25	100	100	100
Масса, кг, не более	2,3	7,5	17,6	28	46,9	91,5	135	205

Пример условного обозначения:

ХП-150-В УХЛ1 ТУ 3689-012-79167039-2006,

Где 150 - величина условного прохода; ВН – исполнение корпуса и крышек; УХЛ1 - климатическое исполнение.

Хлопушка электроприводная ЭХ700

Хлопушка монтируется на конце прямо-раздаточного патрубка, обращенного внутрь резервуара.

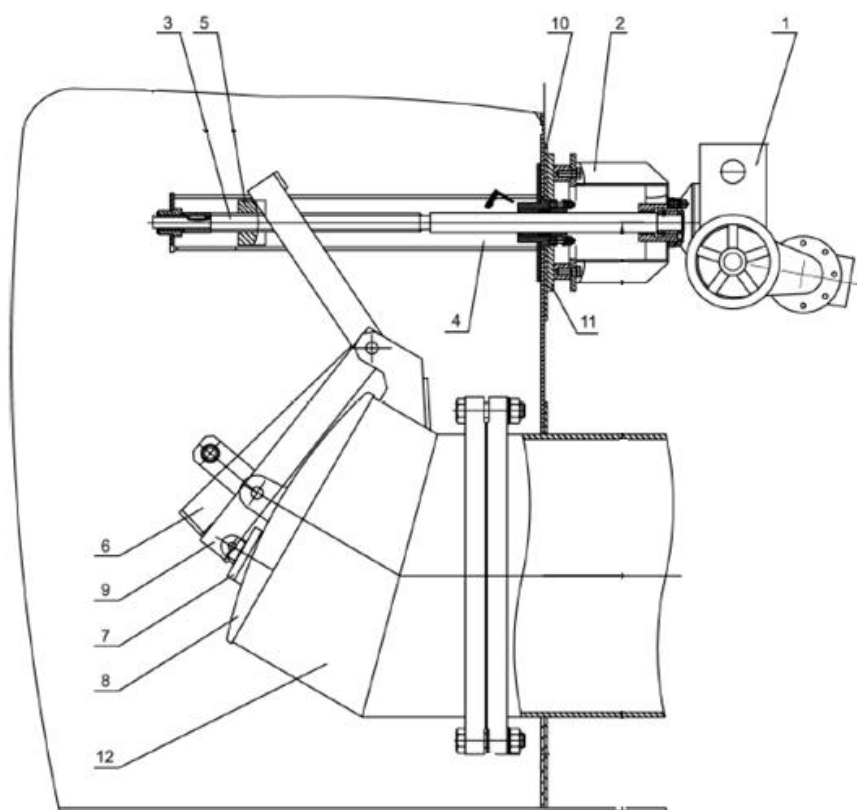


Рис. 4.31 Хлопушка электроприводная ЭХ700

1 - электропривод; 2 - стойка; 3 - винт; 4 - механизм управления; 5 - плавающая гайка; 6, 9 - рычаги; 7 - перепускная крышка; 8 - основная крышка; 10 - опорная плита; 11 - опора; 12 - хлопушка; 13 - корпус.

Основные технические характеристики хлопушки электроприводной ЭХ 700 приведены в табл. 4.17.

Табл. 4.17 Основные технические характеристики хлопушки электроприводной ЭХ 700

Условный проход, мм	700
Габаритные размеры, мм	2170x910x1640
Потребляемая мощность электродвигателя, кВт	1,5
Масса, кг	880

Условное обозначение хлопушки электроприводной с условным проходом Ду 700 мм:

ЭХ 700 ТУ 26-02-667-75.

Хлопушка электроприводная ЭХ700СС.

Хлопушка электроприводная (рис. 4.32) предназначена для установки в резервуарах (стакан в стакане). Хлопушка является комплектующим изделием резервуаров с защитной стенкой для нефтепродуктов.

Хлопушка монтируется на конце приемо-раздаточного патрубка ПРП700СС, обращенного внутрь резервуара.

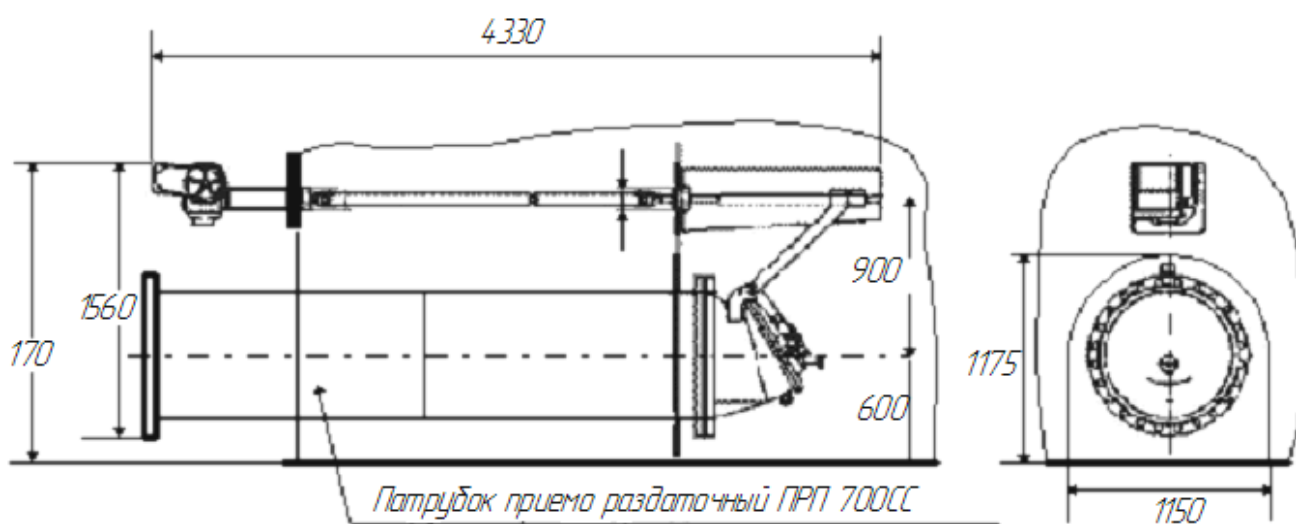


Рис. 4.32 Хлопушка электроприводная ЭХ700СС

Табл. 4.17 Основные технические характеристики хлопушки электроприводной ЭХ700СС

Условный проход, мм	700
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,15(1,5)
Потребляемая мощность электродвигателя, кВт	1,5
Масса, кг	922

Условное обозначение хлопушки электроприводной с условным проходом Ду 700 мм:

ЭХ 700СС ТУ 26-02-667-75,

где ЭХ – хлопушка электроприводная; 700 – условный приход, мм; СС – исполнение для резервуара с защитной стенкой.

4.4.4 Механизмы управления хлопушками

Механизмы управления хлопушками боковые МУ.

Механизм управления хлопушкой МУ производства ЗАО «Нефтегазмаш» предназначен для открывания крышек хлопушек (основной и перепускной) и фиксации их в открытом положении в вертикальных цилиндрических резервуарах для нефтепродуктов.

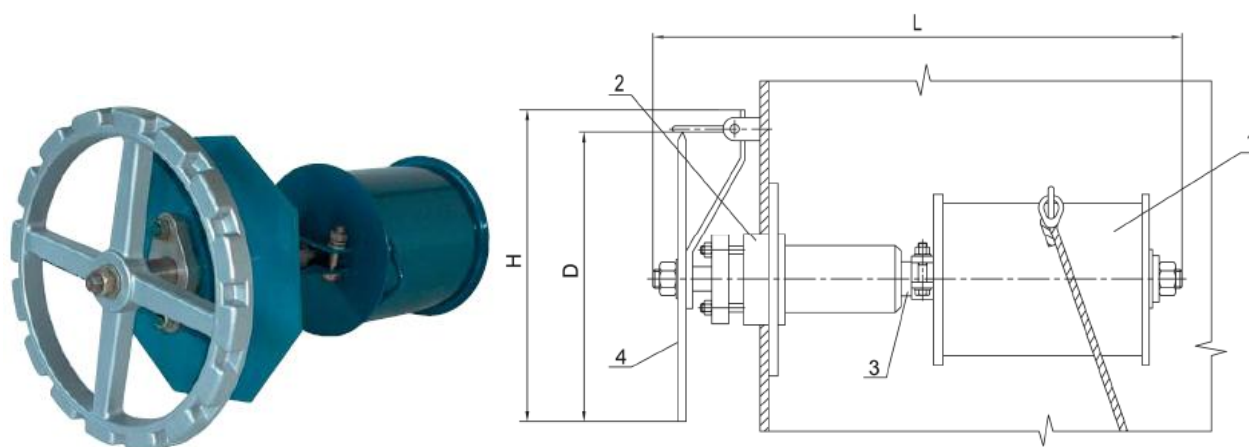
Обозначения механизмов управления хлопушками:

МУI – механизм управления с ручным приводом для хлопушек с условным проходом Ду 80, 150 и 250 мм.

МУII, МУIII – механизм управления с электрическим приводом для хлопушек с условным проходом Ду 400 и 600 мм.

Климатическое исполнение У, УХЛ и Т.

Механизм управления хлопушкой монтируется на боковой стенке резервуара над приемно-раздаточным патрубком и хлопушкой.



а б
Рис. 4.33 Механизм управления хлопушкой боковой МУ I
а – общий вид МУ I; б – устройство МУ I.
1 - барабан; 2 - корпус управления; 3 - вал; 4 - штурвал.

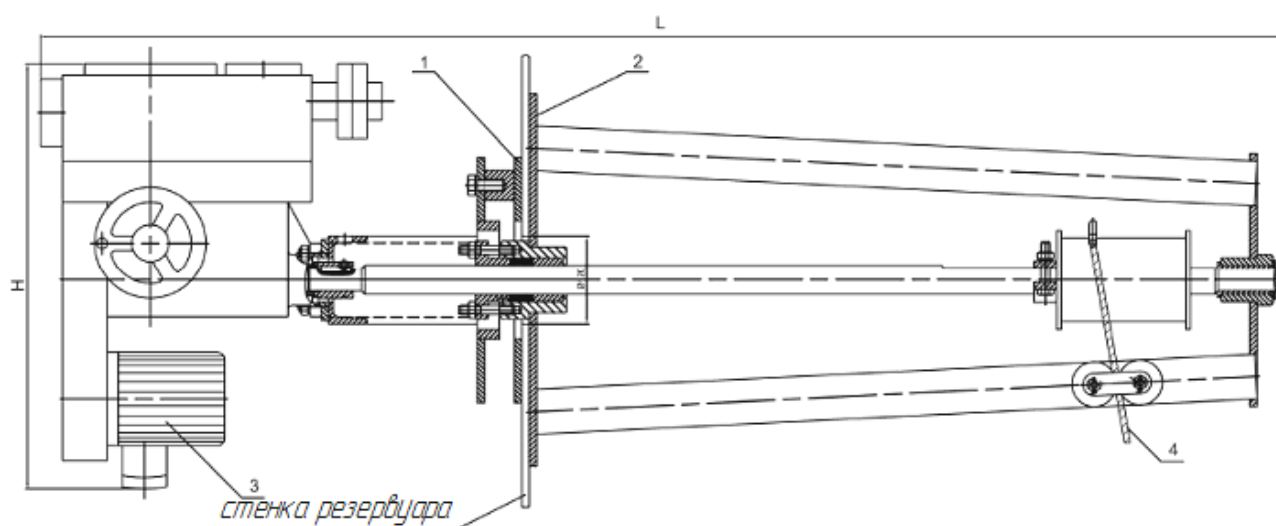


Рис. 4.34 Устройство МУ II
1 – опора 2 - корпус управления; 3 - электропривод; 4 - трос.

Табл. 4.28 Основные технические характеристики механизмов управления хлопушками (боковые)

Показатель	МУ-I	МУ-II	МУ-III
Условный проход хлопушек, мм	80, 150, 250	400, 600	400, 600
Масса, кг	20	220	115

Пример условного обозначения механизма управления типа МУ I:
МУ I ТУ 3689-014-79167039-2006.

Механизм управления хлопушкой верхний МУВ

Механизмы управления верхний МУВ производства ЗАО «Нефтегазмаш» монтируются на крыше резервуара над хлопушкой.

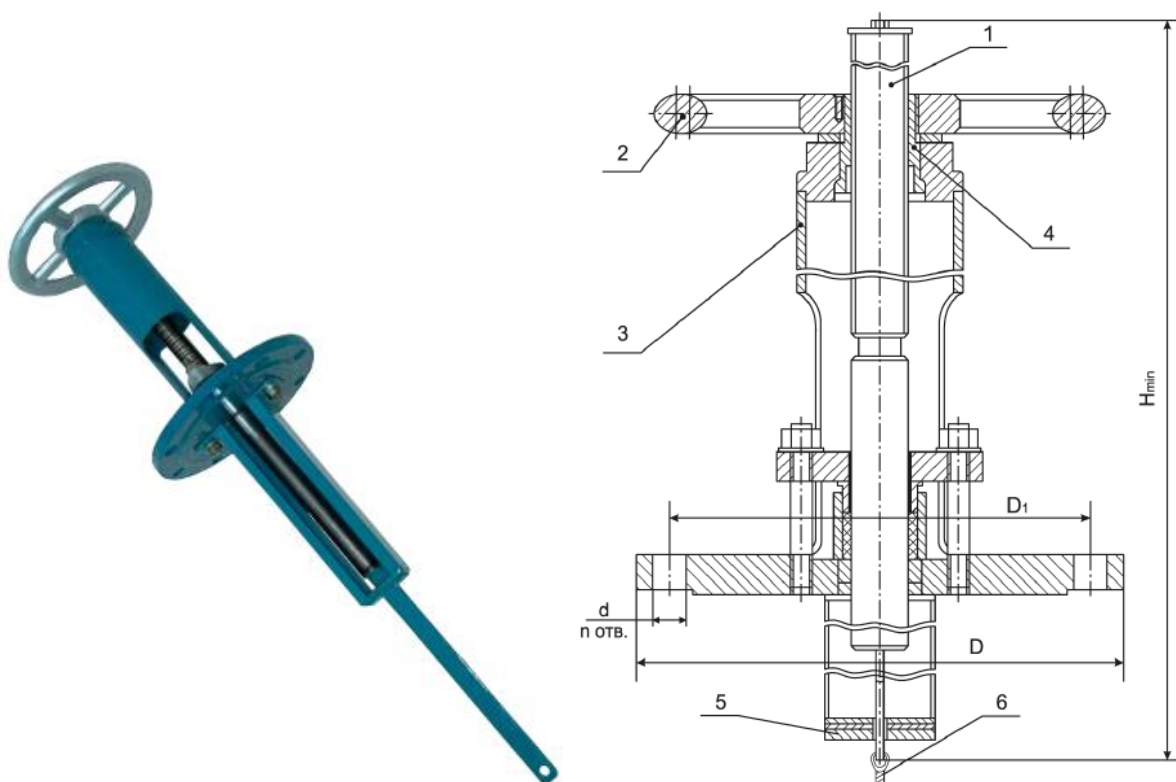


Рис. 4.35 Механизм управления хлопушкой верхний (МУВ)

1 - шток; 2 - маховик; 3 - корпус с фланцем; 4 - гайка; 5 - направляющая; 6 - трос.

Механизм выпускается трех типоразмеров:

- для хлопушек с условным проходом до 80 мм (включительно) - МУВ-80;
- для хлопушек с условным проходом от 80 мм до 250 мм (включительно) - МУВ-250;
- для хлопушек с условным проходом от 250 мм до 400 мм (включительно) - МУВ-400.

Табл. 4.28 Технические характеристики МУВ

Наименование параметров		МУВ-80	МУВ-250	МУВ-400
Диапазон условного прохода хлопушек D_y , мм		80	300	400
габаритные размеры, мм, не более	H_{min}	970	1800	2100
	D	260	260	260
Масса, кг, не более		15	22	27

Пример обозначения:

МУВ-80 УХЛ1 ТУ 3689-021-10524112-2001,

где 80 - максимально допустимый условный проход хлопушки, к которой может быть установлен данный механизм; УХЛ1 - климатическое исполнение.

Механизм управления хлопушкой внутренний

Существует и более ранняя разработка механизма управления, который располагается внутри приемо-раздаточного патрубка.

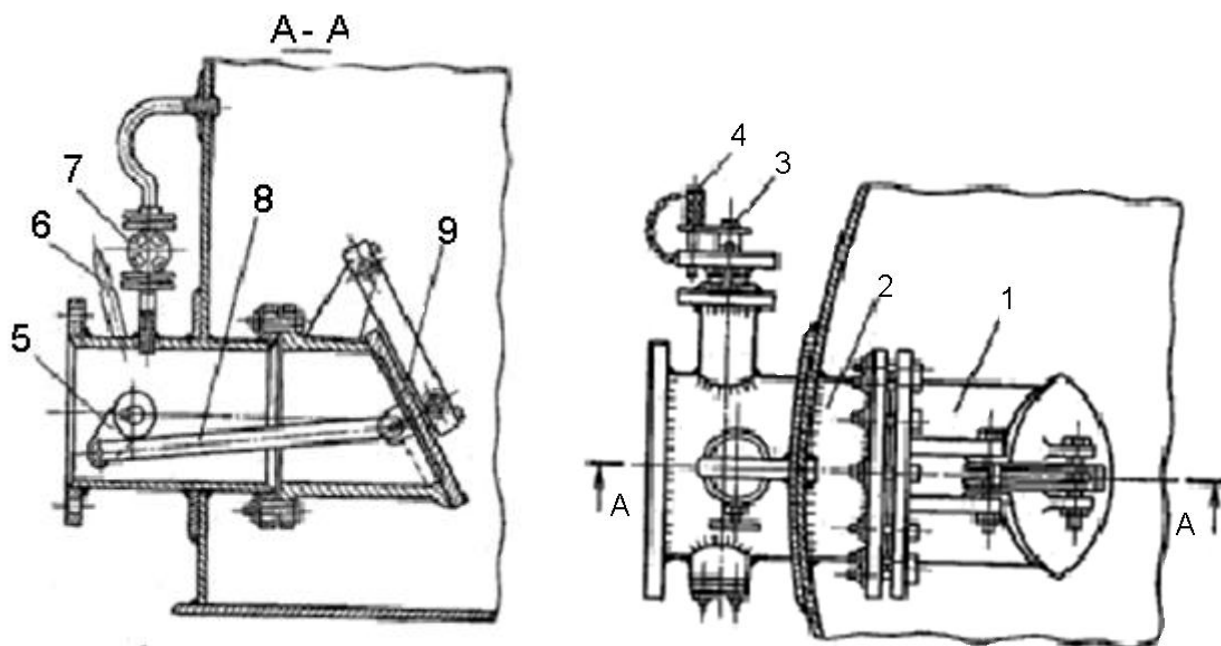


Рис. 4.36 Механизм управления хлопушкой внутренний

1 – корпус; 2 – приемо-раздаточный патрубок; 3 – валик; 4 – фиксатор положения хлопушки; 5 – эксцентрик; 6 – рычаг; 7 – перепускная труба с вентилем; 8 – тяга; 9 – крышка хлопушки

4.4.5 Подъемная труба

Подъемная труба устанавливается на резервуарах с темными нефтепродуктами. Она служит для отбора нефтепродукта из верхних слоев, где он имеет наибольшую температуру и наиболее чист [3].

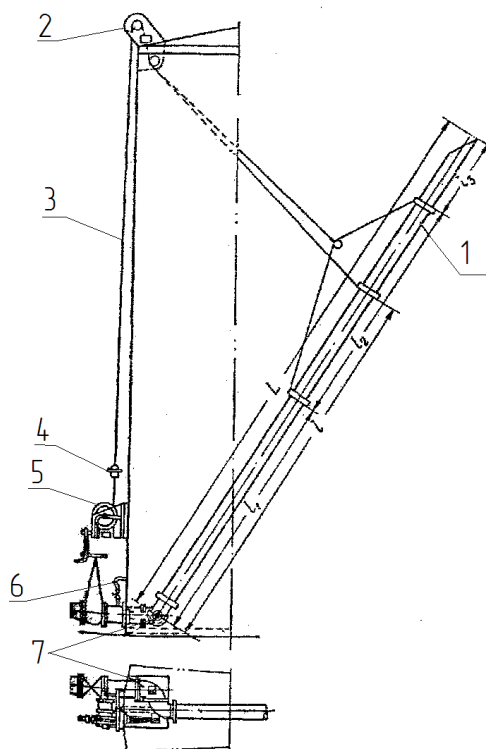


Рис. 4.37 Труба подъемная

1 – подъемная труба; 2 – роликовый блок; 3 – стальной трос; 4 – указатель положения подъемной трубы; 5 – лебедка; 6 – перепускное устройство; 7 – шарнир подъемной трубы.

Шарнир чугунный ШЧ-250

Шарниры чугунные для подъемной трубы ШЧ предназначены для соединения подъемной трубы с приемо-раздаточным патрубком внутри резервуара с нефтепродуктами.

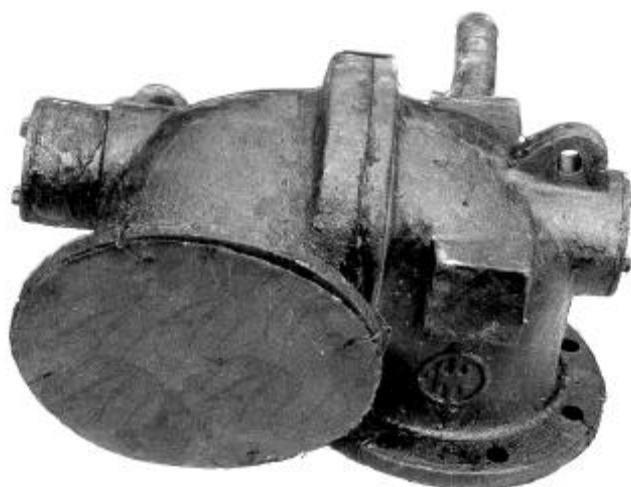


Рис. 4.38 Шарнир чугунный ШЧ-250

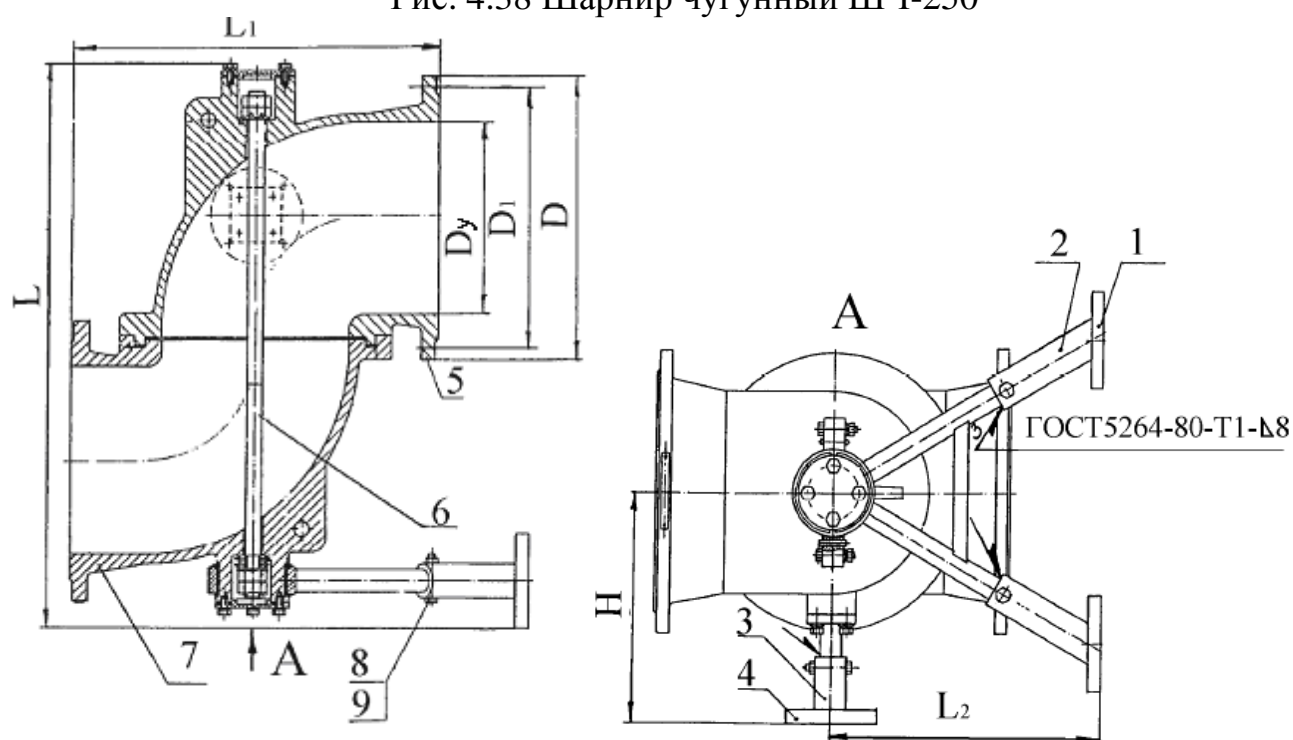


Рис.4.39 Общий вид шарнира чугунного ШЧ

1-боковая опора; 2-кронштейн; 3-стойка; 4-опора; 5-неподвижный угольник; 6-стяжка; 7-подвижный угольник; 8-болт; 9-гайка.

Табл. 4.29 Технические характеристики ШЧ -250

Условный проход D_y , мм	H, мм	D, мм	D_1 , мм	L, мм	L_1 , мм	L_2 , мм	Масса, кг, не более
250	300	370	335	737	480	338	139

Пример обозначения:

ШЧ-250 У1 ТУ 3689-080-10524112-2005,

где ШЧ - шарнир чугунный; У1 - климатическое исполнение.

Плавающее заборное устройство ПЗУ-250

Плавающее заборное устройство ПЗУ-250 предназначено для откачки топлива из верхних слоев резервуара для газотурбинных установок, чтобы не допустить подачу загрязненного топлива и его застывания при минусовых температурах (не должно быть обводнения).

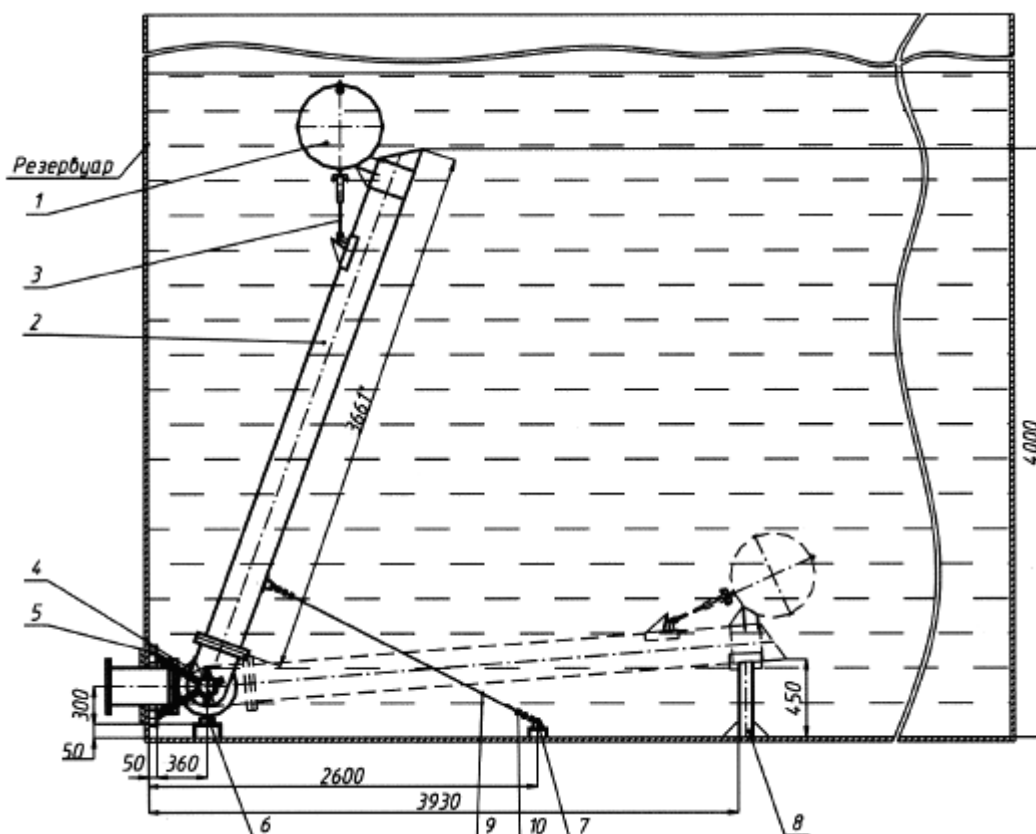


Рис. 4.40 Общий вид ПЗУ-250

1 - поплавок; 2 - труба заборная; 3 - жесткая связь; 4 - шарнир; 5,6,7,8 - кронштейны; 9 - канат; 10 - зажим.

В сравнении с жёстко закреплёнными заборными штуцерами они имеют следующие преимущества:

- забор продукта всегда осуществляется с определённой глубины от верхнего уровня жидкости;
- подтоварная вода, грязь, осадочные отложения, тяжёлые жидкости остаются на днище резервуара;
- благодаря этому обеспечивается стабильное качество забираемого продукта вне зависимости от уровня заполнения резервуара.

Пример обозначения:

ПЗУ-250 У3 ТУ 3689-075-10524112-2004,

где ПЗУ - плавающее заборное устройство; 250 - условный проход, мм; У3 - климатическое исполнение.

Табл. 4.30 Технические характеристики ПЗУ

Наименование параметров		Величина параметров
Условный проход Ду, мм		250
Рабочее давление, МПа, не более		0,25
Оптимальный уровень эффективного забора топлива с верхних слоев, м		4
Минимальный уровень эффективного забора топлива с верхних слоев, м		0,45
Габаритные размеры, мм, не более	длина	4350
	ширина	980
	высота	620
Материал заборной трубы и поплавка		Алюминиевый сплав
Масса, кг, не более		198

Плавучие всасывающие установки Emco Wheaton

Плавучие всасывающие установки Emco Wheaton предназначены для забора жидкостей из резервуаров с верхних слоев.



Рис. 4.41 Плавучая всасывающая установка Emco Wheaton

Исполнение:

- крепление к внутреннему штуцеру заборного трубопровода;
- система сочленённых посредством шарниров труб, всасывающая горловина которой при помощи поплавков удерживается на поверхности жидкости (продукта);
- различные исполнения в зависимости от размеров резервуара и его типа;
- диаметры от Ду 50 до Ду 500;
- материалы: алюминий, углеродистая или легированная сталь;
- возможно специальное исполнение, например, для сбора тонкого слоя жидкости с поверхности.

4.4.6 Средства подогрева

При транспортировке высоковязких и застывающих нефтей резервуары оборудуются средствами подогрева. Подогрев, в основном, осуществляется с целью слива, налива и перекачки нефтепродуктов по трубопроводу. В подогревательных устройствах могут быть применены следующие теплоносители: водяной пар, горячая вода, электроэнергия, горячие газы.

Конструкции подогревателей различаются в зависимости от назначения и принципа действия. В основном рекомендуется использовать подогреватели следующих типов: стационарные и переносные; общие местные; трубчатые, циркуляционного подогрева; паровые; электронагревательные кабели и ленты; другие.

Подогреватели должны обеспечивать подогрев вязких нефтепродуктов или поддержание оптимальной температуры для создания необходимой скорости перекачки, экономного расходования пара и электроэнергии; быть технически исправными, простыми в монтаже и ремонте.

В резервуарах проводят общий, местный и комбинированный электроподогрев нефтепродуктов. Выбор способа подогрева зависит от расчетной температуры окружающего воздуха, марки нефтепродукта, объема реализации его в холодное время года, типа и способа установки резервуара.

Подогрев общим способом применяют в том случае, когда объем суточной реализации нефтепродукта равен или больше 30 % вместимости резервуара. При этом подогревают весь объем нефтепродукта и поддерживают заданную температуру в процессе хранения. Предварительный подогрев всего объема нефти в резервуарах производится общими трубчатыми подогревателями двух видов: змеевиковыми и секционными. Такие подогреватели представляют собой систему из тонкостенных труб, уложенных на днище резервуара в виде змейки или в виде отдельных секций. Это наиболее распространенный метод.

Местный способ подогрева характеризуется тем, что нефтепродукт подогревается в ограниченном объеме в специальной нагревательной камере, устроенной в резервуаре. Объем камеры принимается равным объему суточной или односменной реализации нефтепродукта.

Вязкие нефтепродукты при объеме реализации не более 1—2 т в сутки достаточно подогревать грелкой (трубкой выходного потока).

Комбинированный способ подогрева характеризуется тем, что нефтепродукт сначала подогревается в основном резервуаре хранения до температуры, обеспечивающей самотечный перетек в промежуточный резервуар. Комбинированный способ целесообразно применять при суточной реализации данного нефтепродукта более 3 т.

Промежуточный резервуар заполняется по соединительному обогреваемому трубопроводу. Для ускорения заполнения диаметр соединительного трубопровода должен быть не менее 250 мм. Промежуточный резервуар оборудуется общим

подогревом. Заполнение промежуточного резервуара может быть непрерывным или периодическим.

Объем промежуточных резервуаров принимается равным объему максимально возможной суточной реализации.

Промежуточный резервуар должен быть теплоизолирован.

Трубчатые подогреватели, применяемые в резервуарах, бывают секционные и змеевиковые. Они представляют собой систему из тонкостенных сварных труб, уложенных на днище резервуара в виде отдельных секций или змейки. Теплоноситель, проходящий по системе труб, отдает свое тепло нефтепродукту, не соприкасаясь с ним.

Общий вид секционного парового подогревателя, устанавливаемого на днище резервуара, показан на рис. 4.42. Он комплектуется из отдельных стандартных элементов, каждый из которых состоит из четырех параллельных труб, снабженных общими коллекторами диаметром 108 мм и длиной 450 мм с обоих торцов. Подогревательные элементы (ПЭ) стандартизированы по размерам (табл. 4.31), что облегчает их подбор при известной необходимой площади нагрева.

Табл. 4.31 Размеры подогревательных элементов

Тип	ПЭ-1	ПЭ-2	ПЭ-2	ПЭ-4	ПЭ-5	ПЭ-6
Поверхность нагрева, м ²	1,7	2,06	2,42	3,14	3,86	4,58

Секции парового подогревателя устанавливаются на днище резервуара с уклоном в сторону отвода конденсата.

Подогрев всего нефтепродукта в резервуаре может быть также осуществлен с помощью *электронагревательных кабелей и лент*. Схема подогрева всего нефтепродукта в вертикальных цилиндрических резервуарах показана на рис. 4.43. Она предусматривает зигзагообразную укладку нагревательного элемента на вертикальной стенке емкости, который закрепляется с помощью уголков. Эффективность такого способа подогрева обеспечивается одновременным применением тепловой изоляции.

При отпуске высоковязких нефтепродуктов малыми партиями наиболее целесообразно применение местного подогрева. Для этого используются шахтные и секционные подогреватели. Шахтный подогреватель (рис. 4.44, а) состоит из кожуха 1, защищенного тепловой изоляцией 2. Внутрь кожуха входит конец приемной трубы 3, вокруг которой расположен змеевиковый подогреватель 4. Нефтепродукт, откачиваемый из резервуара, проходит через «окна» 5, расположенные между кожухом и днищем резервуара, нагревается змеевиковым подогревателем и поднимается вверх к входному отверстию приемной трубы.

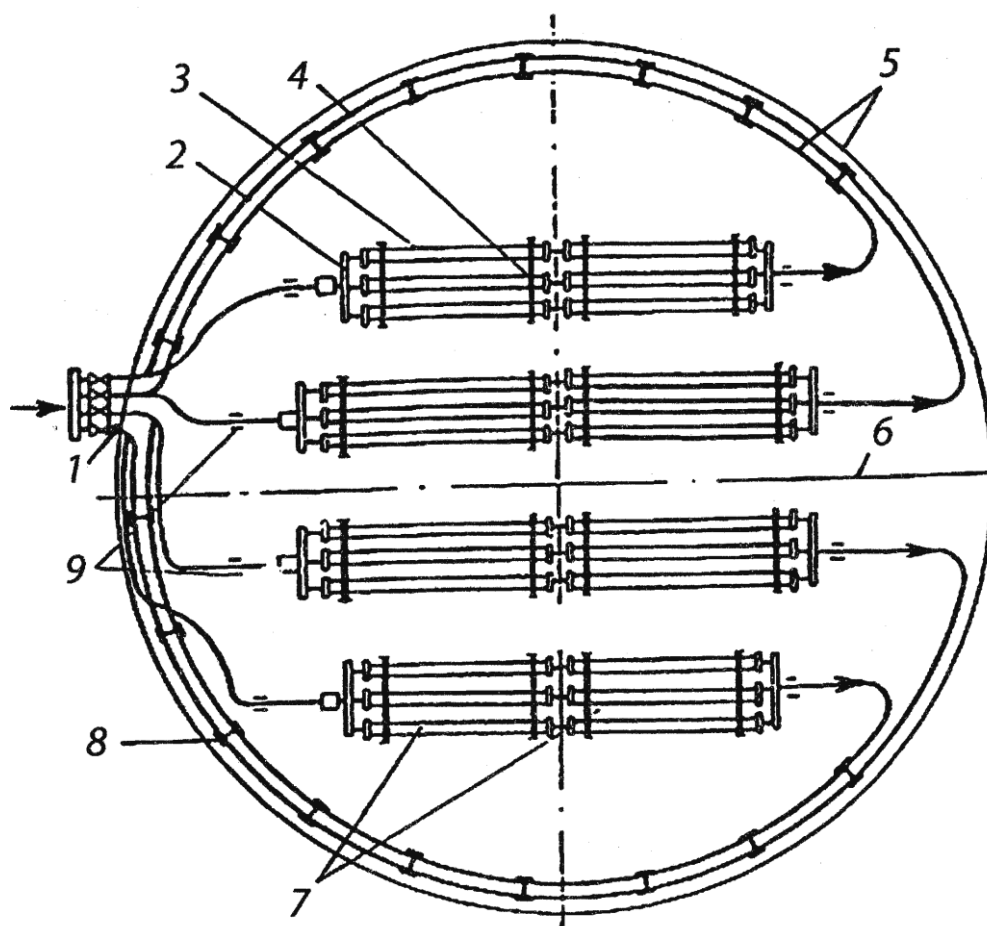


Рис. 4.42 Секционный подогреватель

1 — карман для замера температуры конденсата; 2 — коллектор; 3 — подогревательный элемент ПЭ; 4,8,9 — стойки; 5 — конденсатопровод; 6 — ось подъемной трубы; 7 — секция

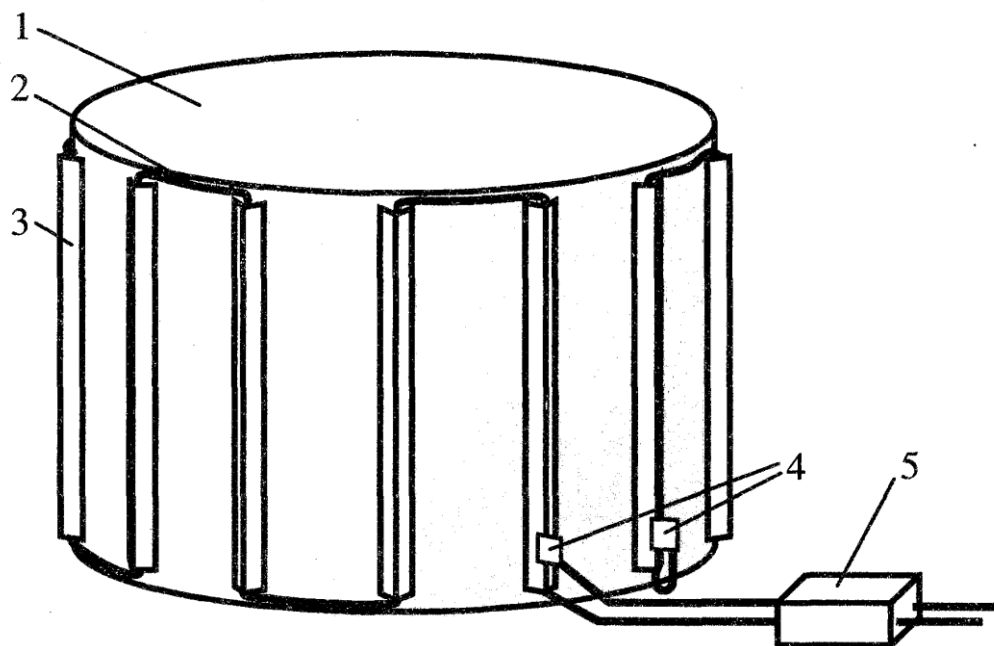


Рис. 4.43 Устройство для электроподогрева стальных резервуаров

1 — корпус резервуара; 2 — кабель; 3 — стальной уголок; 4 — контактные пластины; 5 — разделительный трансформатор

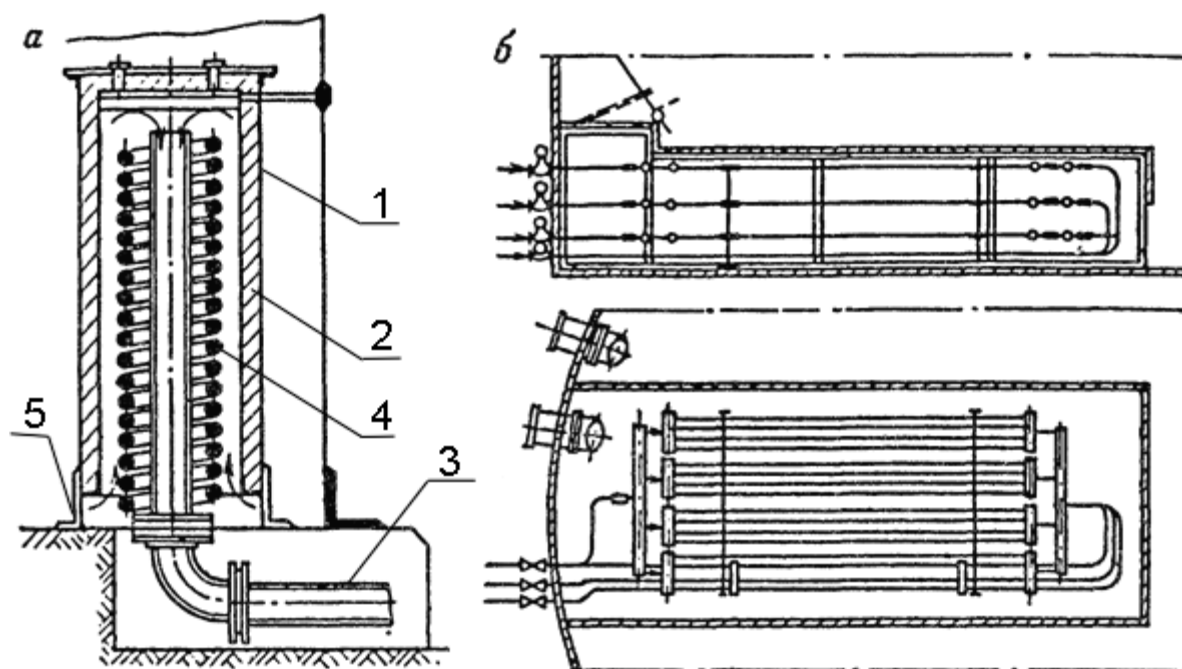


Рис. 4.44 Местные подогреватели:

а — шахтный; б — секционный

1- кожух; 2 — тепловая изоляция; 3 — приемная труба; 4 — змеевиковый подогреватель; 5 — «окна»

4.4.7 Фильтры

Фильтры прямые ФП

Фильтры прямые ФП предназначены для предварительной очистки нефтепродуктов и устанавливается на технологических трубопроводах нефтебаз.

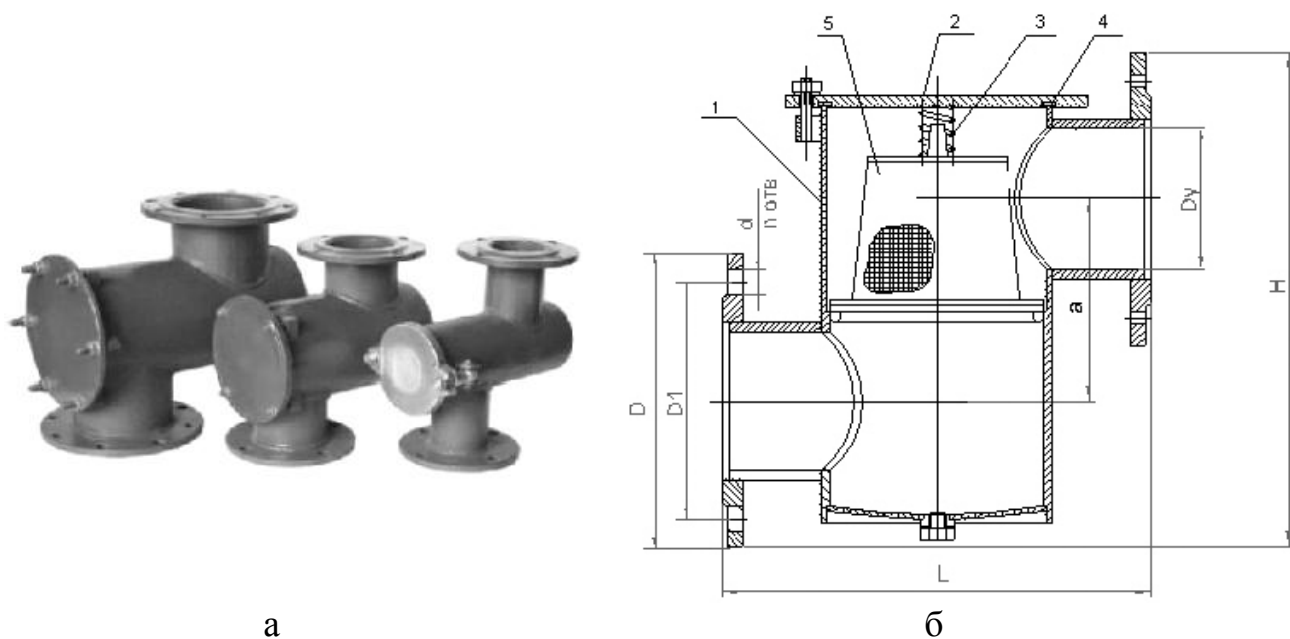


Рис. 4.45 Фильтры прямые ФП

а — общий вид прямых фильтров; б — устройство ФП

1 - корпус; 2 - крышка; 3 - пружина; 4 - прокладка; 5 - фильтрующий элемент.

Табл. 4.32 Технические характеристики ФП

Наименование параметра		ФП-ЭО	ФП-100	ФП-150	ФП-200	ФП-250
Условный проход Ду, мм		80	100	150	200	250
Рабочее давление, МПа		0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Перепад а, мм		105	140	190	130	140
Габаритные размеры, мм, не более	длина L	309	310	360	500	490
	ширина	185	205	200	340	435
	Высота Н	353	350	450	586	014
Масса кг, не более		10	17	26	82,5	110

Пример обозначения:

ФП-80 У1 ТУ 3689-030-10524112-2002,

где 80 - условный проход, мм; У1 - климатическое исполнение.

Фильтры угловые ФУ

Фильтры угловые ФУ-50 и ФУ-50А предназначены для предварительной очистки от механических примесей нефтепродуктов. Фильтры в зависимости от материала выпускаются в двух исполнениях: со стальным корпусом ФУ- 50 и с корпусом алюминиевых сплавов - ФУ-50А. Фильтры устанавливаются на линиях приемных трубопроводов резервуаров и ТРК.

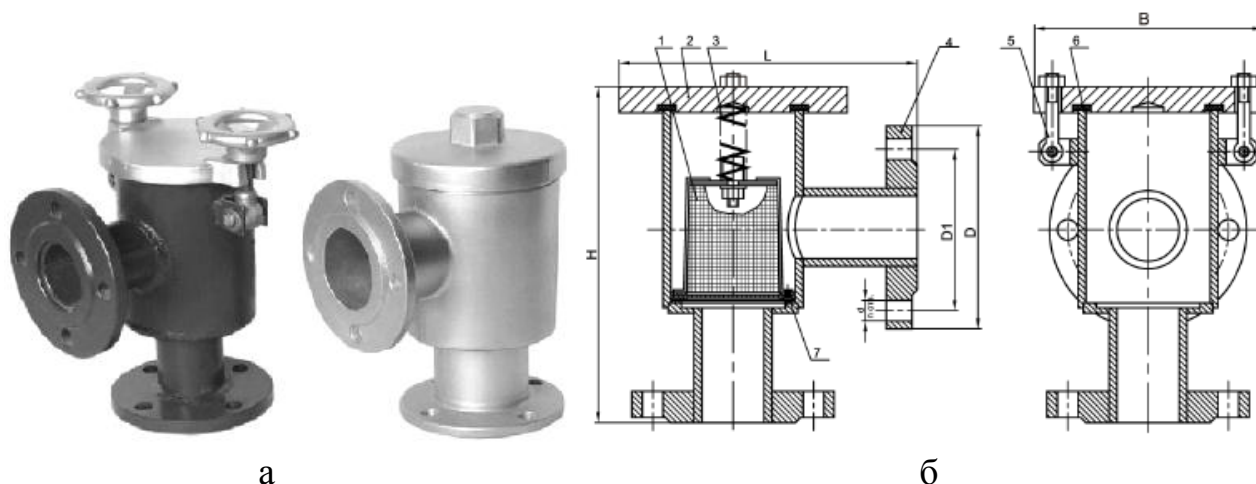


Рис. 4.46 Фильтры угловые ФУ-50 и ФУ-50А

а – общий вид угловых фильтров ФУ-50 и ФУ-50А; б – устройство ФУ-50

1 - фильтрующий элемент; 2 - крышка; 3 - пружина; 4 - корпус; 5 - откидной болт; 6,7 - прокладка.

Табл. 4.33 Технические характеристики ФУ

Наименование параметра		ФУ-50	ФУ-50А
Условный проход Ду, мм		50	50
Габаритные размеры, мм, не более	длина L	215	203
	ширина В	330	140
	высота Н	280	260
Масса, кг, не более		6,8	4

Фильтры сливные ФС-1,ФС-2

Фильтры сливные ФС-1,ФС-2 предназначены для грубой очистки от механических примесей нефтепродуктов сливаемых в резервуары нефтебаз.

Фильтры входят в комплект сливного устройства и устанавливаются на приемную трубу резервуара. Фильтры сливные выпускаются в двух исполнениях: ФС-1 с одним входным патрубком; ФС-2 с двумя выходными патрубками, причем как с резьбовым, так и с фланцевым присоединением.



Рис. 4.47 Фильтры сливные ФС-1,ФС-2

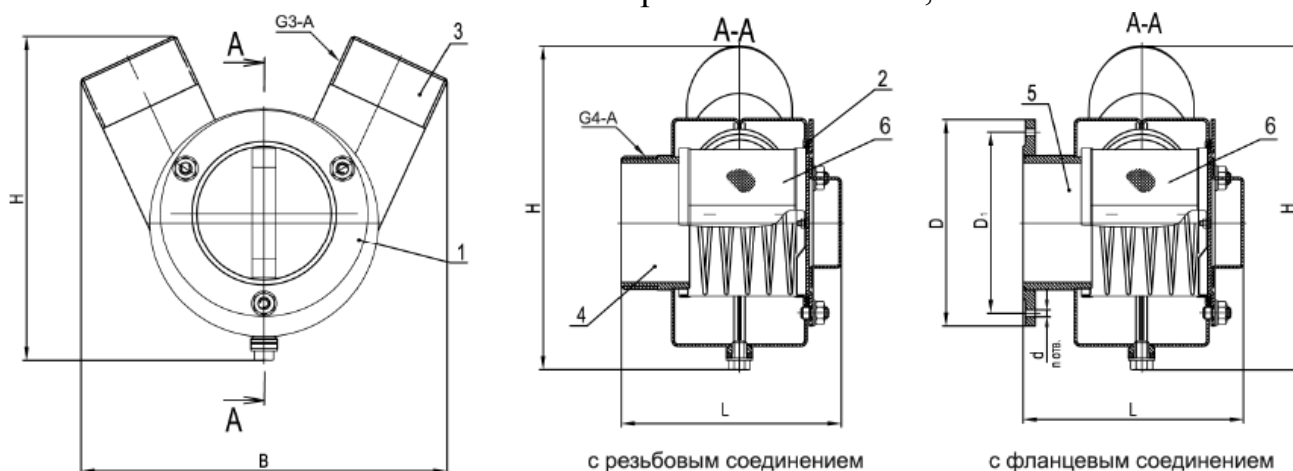


Рис. 4.48 Устройство фильтра сливного ФС-2:

1 - корпус; 2 - крышка; 3 - входной патрубок; 4 - выходной патрубок (резьбовой); 5 - выходной патрубок (фланцевый); 6 - сменный сетчатый фильтр.

Табл. 4.34 Технические характеристики ФС

Наименование параметров		ФС-1 присоединение		ФС-2 присоединение	
		резьбовое	фланцевое	резьбовое	фланцевое
Габаритные размеры, мм, не более	длина L	186	188	186	188
	ширина B	253	253	309	309
	высота H	276	276	276	276
Масса кг, не более		4,2	7,2	5,2	8,2

4.4.8 Муфта сливная

Муфта сливная МС-2Н предназначена для обеспечения быстрого и герметичного соединения с рукавом автоцистерны сливных устройств резервуаров нефтебаз. Муфта сливная присоединяется к сливному устройству резервуара патрубком 3 (соединение резьбовое).



Рис. 4.49 Муфта сливная МС-2Н

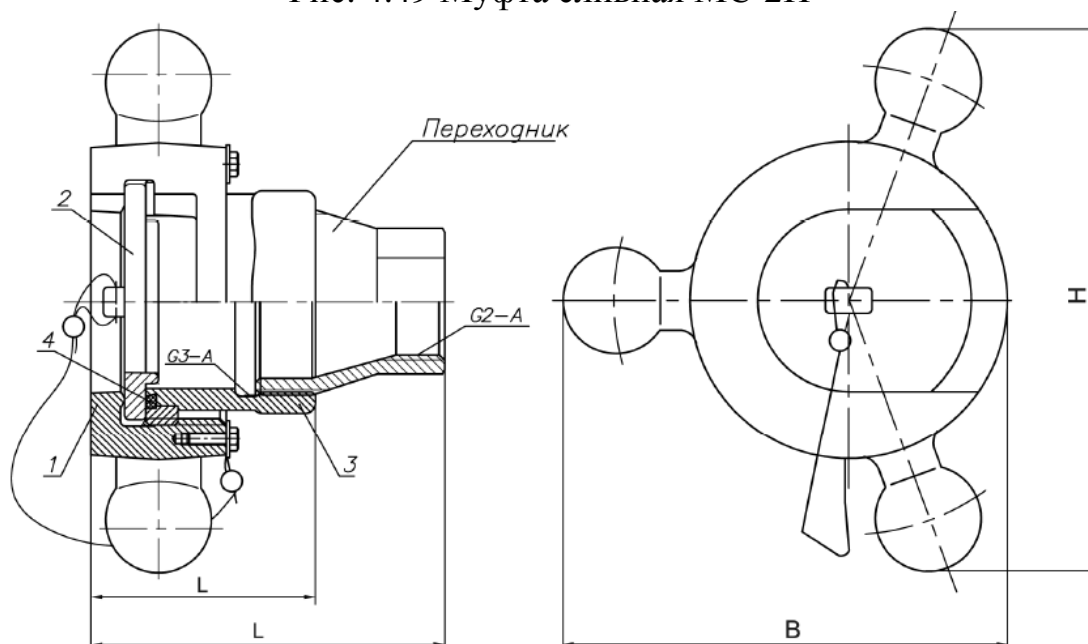


Рис. 4.50 Общий вид муфты сливной МС-2Н

1 - гайка нажимная; 2 - крышка; 3 - патрубок; 4 - кольцо резиновое.

Табл. 4.35 Технические характеристики МС-2Н

Наименование параметров		МС-2Н	МС-2Н с переходником
Условное давление МПа (кг/см ²)		0,1 (1)	0,1 (1)
Габаритные размеры, мм, не более	длина L	107	162
	ширина B	210	210
	высота H	257	257
Масса, кг, не более		2,9	3,2

4.4.9 Ограничитель налива

Ограничитель налива *ОН-80А* и клапан отсечной предназначены для перекрытия основного потока топлива во время осуществления операции слива из автоцистерны в резервуар при достижении уровня топлива в резервуаре заданной величины (для ОК-80 - 95% объема резервуара). Устанавливаются на вертикальном участке трубопровода линии наполнения непосредственно в резервуаре на заданной высоте.

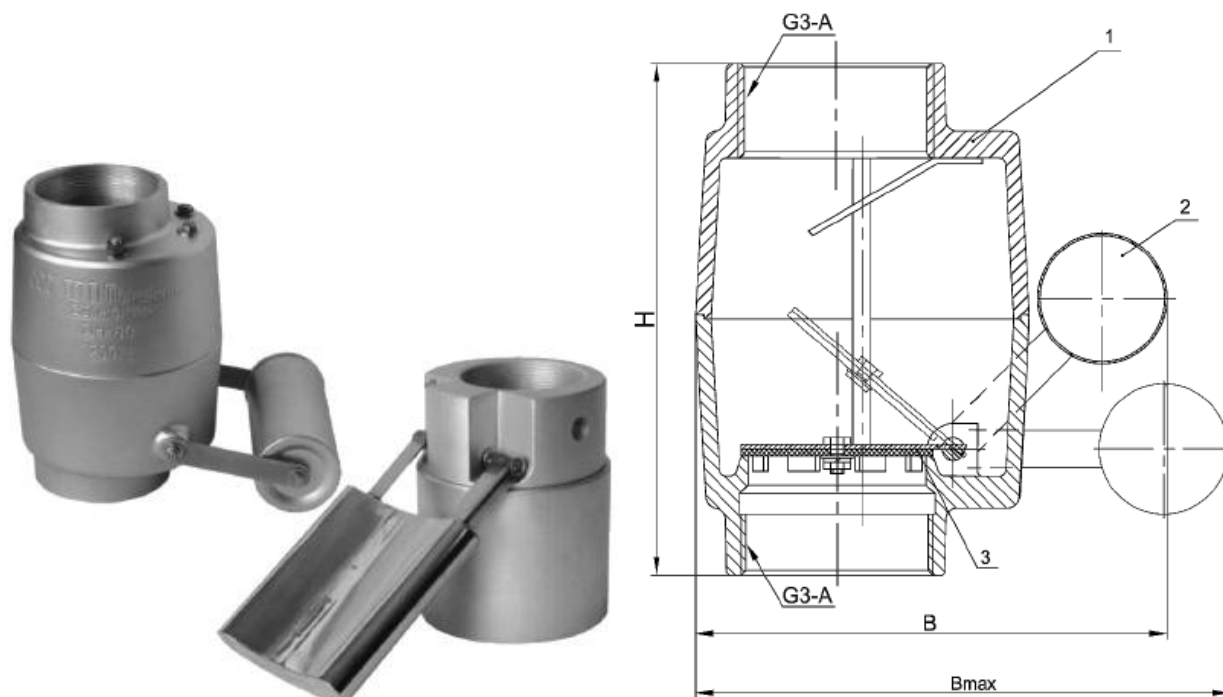


Рис. 4.60 Ограничитель налива ОН-80А

1 - корпус; 2 - поплавок; 3 - клапан.

Табл. 4.36 Технические характеристики ограничителей налива

Наименование параметров		ОН-80А	ОК-80
Условный проход Ду, мм		80	80
Пропускная способность, не менее, м ³ /ч (л/мин)	при открытой заслонке	20 (330)	18(300)
	при закрытой заслонке	0,8(13)	1,2(19,5)
Номинальное давление, МПа		0,1	0,1
Максимальное давление, МПа		0,6	0,6
Время закрытия клапана, с, не более		2	2
Габаритные размеры, мм, не более	длина B _{max} , (B)	226 (170)	303(154)
	ширина	163	136
	высота H	224	322
	диаметр D	150	135
Масса, кг, не более		3,1	2,5

Пример обозначения:

ОН-80А УХЛЗ ТУ 3689-035-10524112-2001,

где 80 - условный проход; А - алюминиевый корпус; УХЛЗ - климатическое исполнение.

4.4.10 Клапан приемный

Клапаны приемные КП предназначены для забора нефтепродуктов из резервуаров и нефтебаз.

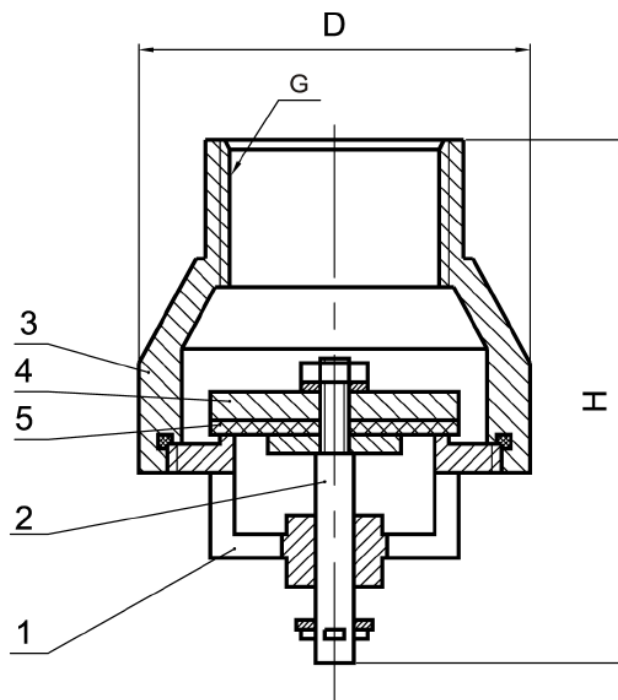


Рис. 4.61 Общий вид клапана приемного КП

1 - заборник; 2 - шток; 3 - корпус; 4 - шайба-грузик; 5 - клапан.

Табл. 4.37 Технические характеристики клапанов приемных

Наименование параметров		КП-40	КП-50	КП-80
Условный проход Ду, мм		40	50	80
Габаритные размеры, мм, не более	диаметр D	84	100	146
	высота H	116	134	152
Масс, кг, не более		0,5	0,8	2,1

Пример обозначения:

КП-40 УЗ ТУ 3689-004-10524112-99,

где 40 - условный проход клапана; УЗ - климатическое исполнение.

4.4.11 Узел рециркуляции паров

Узел рециркуляции паров УПР-50 подсоединения системы рециркуляции паров нефтепродуктов предназначен для герметичного соединения линии рециркуляции резервуарного парка АЗС к автоцистерне. Обеспечивает рециркуляцию паров топлива по замкнутому контуру (без выхода их в окружающее пространство) при сливноналивных операциях на АЗС, АЗК и нефтехранилищах. Узел подключения линии рециркуляции паров устанавливается в колодце слива нефтепродуктов и является соединительным звеном между шлангом дыхательной системы автомобильных цистерн и трубопроводом рециркуляции паров резервуаров.



Рис. 4.62 Узел рециркуляции паров УПР-50

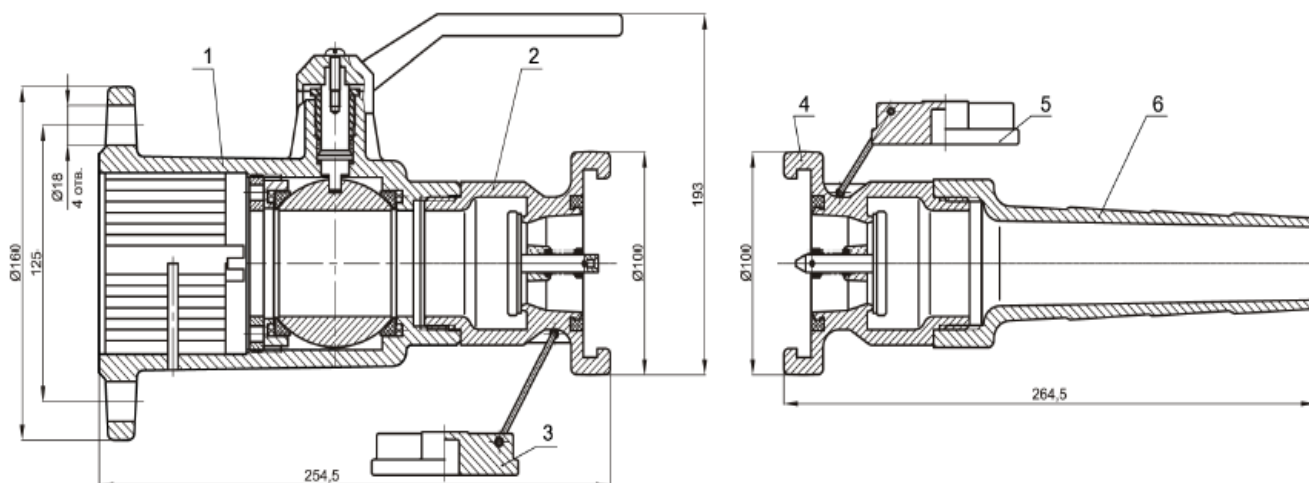


Рис. 4.63 Общий вид узла подсоединения рециркуляции УПР-50

1 - корпус крана с огнепреградителем; 2 - полумуфта нижняя; 3 - крышка полумуфты нижней; 4 - полумуфта верхняя; 5 - крышка полумуфты верхней; 6 - ниппель.

В табл. 4.38 приведены технические характеристики УПР-50

Табл. 4.38 Технические характеристики УПР-50

Наименование параметров		УПР-50
Условный проход Ду		50
Условное давление, МПа		0,06
Габаритные размеры мм, не более	диаметр присоединительного фланца, мм	160
	длина, мм	193
	высота (в сборе), мм	492
Масса, кг, не более		4,5

Пример обозначения:

УПР-50 УХЛ1 ТУ 3689-055-10524112-2003,

где 50 - условный проход; УХЛ1 - климатическое исполнение.

4.5 Оборудование и конструктивные элементы для обслуживания и ремонта резервуаров

Для указанных целей используются следующее оборудование и конструктив-

ные элементы: люк-лаз, люк замерный, люк световой, люк монтажный, лестница, кран сифонный, зумпф зачистки, придонный очистной люк и др.

4.5.1 Люк – лаз

Люк – лаз ЛЛ (рис. 4.64) размещается в первом поясе и служит для проникновения обслуживающего персонала внутрь резервуара. Через него в резервуар также доставляется оборудование, требующее монтажа (протекторы, детали понтонов и т.п.) и извлекаются донные отложения при ручной зачистке.

Люк-лаз устанавливается на вертикальной стенке стального резервуара и приваривается к корпусу через усиливающую накладку. Люк-лаз может комплектоваться поворотным устройством. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люки - лазы изготавливаются в исполнении У и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТу 15150-69.

В табл. 4.39 приведены основные технические характеристики люк-лазов.

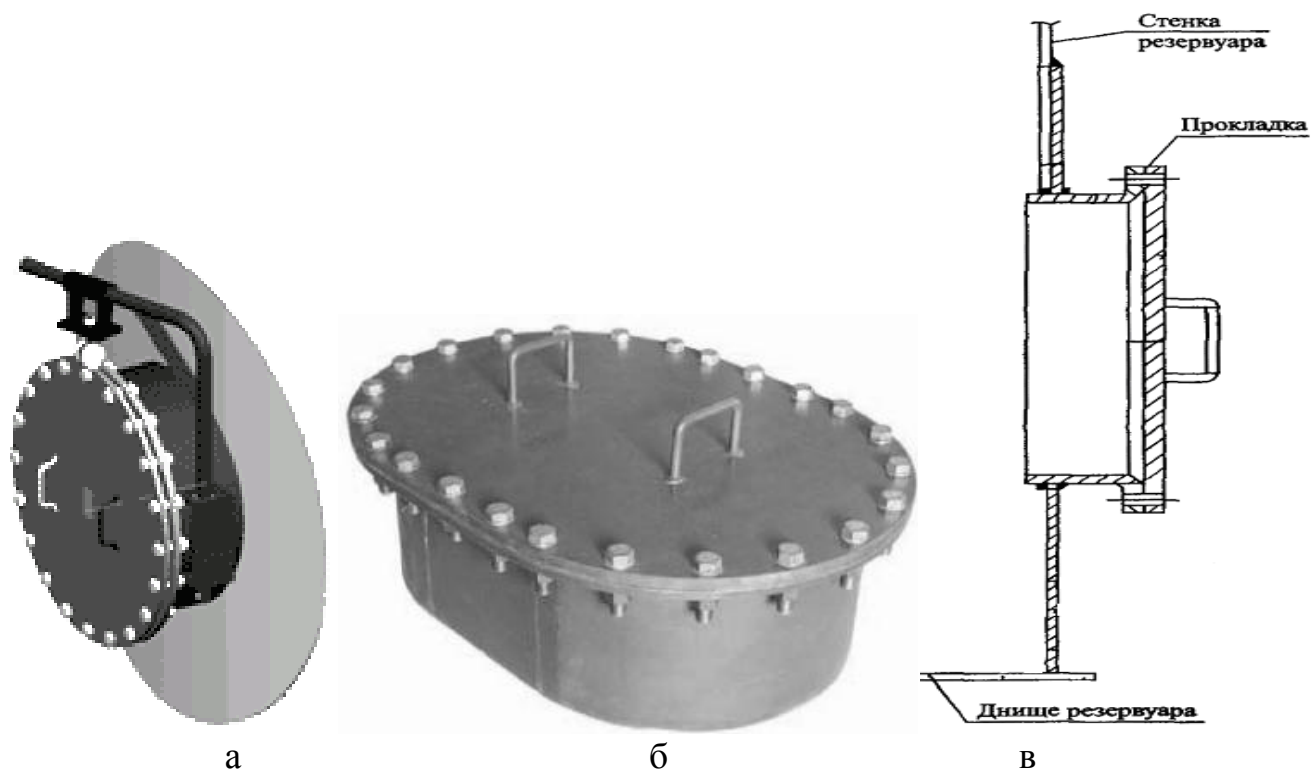


Рис. 4.64 Цилиндрический (а) и овальный люк-лаз (б) и расположение люка на резервуаре (в)

Пример обозначения:

ЛЛ-600 УХЛ1 ТУ 3689-058-10524112-2003,

где 600 - условный проход; УХЛ1 - климатическое исполнение.

Быстрооткрываемые люки типа "ЛОКАУТ"

Быстрооткрываемый люк типа "Локаут" (рис. 4.65) производства ЗАО «Нефтегазмаш» предназначены для экстренного проникновения внутрь резервуара или в межстенное пространство резервуара с защитной стенкой.

Табл. 4.39 Основные технические характеристики люк-лазов

Показатель	Цилиндрический		Цилин. с по- вор. устрой- ством	Овальный		Овальный с поворотным устройством
	ЛЛ-500	ЛЛ-600	ЛЛ600К	ЛЛ 900/900	ЛЛ 900/1200	ЛЛ 900/1200К
1	2	3	4	5	6	7
Условный проход, Ду, мм	500	600	600	-	-	-
Размеры овала, мм	-	-	-	600/ 900	900/ 1200	900/1200
- диаметр наружный, D, мм	645	755	755	-	-	-
- длина, L, мм	-	-	-	1055	1375	1800
- ширина, В, мм	-	-	-	755	1075	1380
- высота, Н, мм	300	380	394	380	392	394
Масса, кг	107,5	174	247	241	367	447

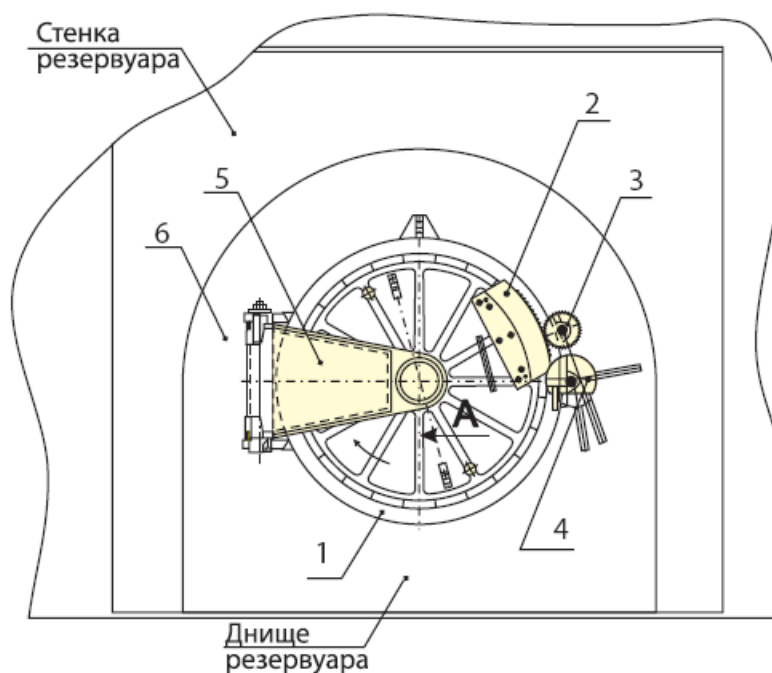


Рис. 4.65 Быстрооткрываемый люк типа “Локаут”

1 - фланец с пазами; 2 - зубчатый сектор; 3- приспособление для поворота крышки; 4 - блокирующее устройство; 5 - механизм отвода крышки; 6 - усиливающий лист.

Табл. 4.39 Технические характеристики люков быстрооткрываемых

Марка люка	"Локаут - 600"	"Локаут - 100"
Условный проход ,мм	600	1000
Время открытия (закрытия) крышки, мин	2	
Тип стопорения механизма открытия крышки затвора	эксцентриковый механизм	
Масса крышки затвора, кг	120	230

Масса затвора с фланцем, кг	370	1400
-----------------------------	-----	------

Придонный очистной люк резервуара

Придонный очистной люк предназначен для удобства выполнения регламентных работ по зачистке и удалению из резервуара различных отложений и загрязнений. Придонный люк устанавливается заподлицо с дном резервуара на специальный фундамент для сбора удаляемых отложений (Рис XX).

Для широкого применения в отечественной практике рекомендуются люки двух размеров: 600х600 и 600х900 мм.



Рис. 4.66 Придонный очистной люк резервуара

4.5.2 Люк замерный

Люк замерный служит для ручного замера уровней нефти и подтоварной воды, а также для отбора проб пробоотборником.

Люки замерные ЛЗ-80, ЛЗ-150, ЛЗ-150Н предназначены для отбора проб и замера уровня нефтепродуктов в резервуарах нефтебаз.

Корпус люка в нижней части имеет фланец, которым он устанавливается на монтажный патрубок резервуара. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люки замерные изготавливаются в исполнении УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.



Рис. 4.67 Люки замерные ЛЗ

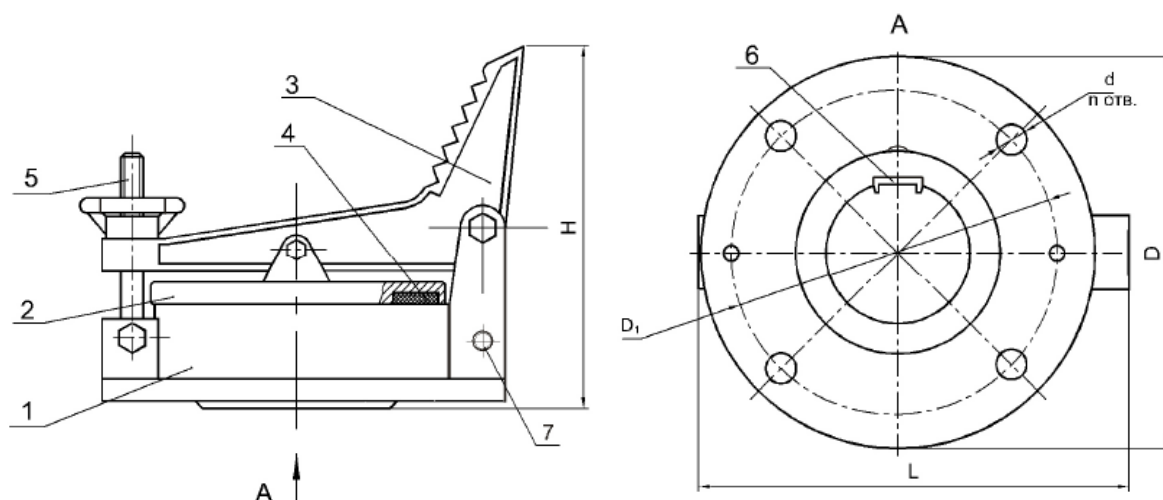


Рис. 4.68 Устройство люка замерного ЛЗ

1 - корпус; 2 - крышка; 3 - педаль; 4 - резиновая прокладка; 5 - откидной болт с гайкой; 6 - латунная вставка; 7 - винт заземления.

Табл. 4.40 Технические характеристики ЛЗ

Наименование параметров		ЛЗ-80	ЛЗ-150	ЛЗ-150Н
Условный проход (диаметр горловины), мм		80	150	150
габаритные размеры, мм, не более	длина L	226	315	350
	высота H	190	246	240
	диаметр D	185	260	280
Масса кг не более		2,3	5	5,2

Пример обозначения:

ЛЗ-150 У1 ТУ 3689-002-10524112-99,

где 150 - условный проход, мм; У1 - климатическое исполнение.

4.5.3 Люк световой

Люк световой (рис. 4.69) предназначен для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, ремонте и зачистке, а также для подъема крышки хлопушки при обрыве рабочего троса.

Замерный и световой люки монтируются на крыше резервуара.

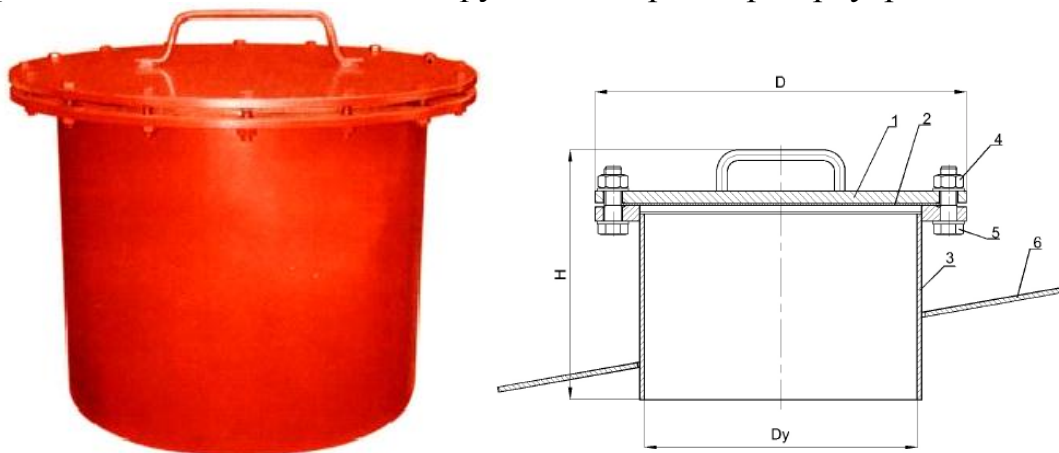


Рис. 4.69 Люк световой

1 - крышка; 2 - прокладка; 3 - корпус; 4 - гайка; 5 - болт; 6 - усиливающая накладка

4.5.4 Патрубок монтажный

Патрубки монтажные предназначены для установки технологического оборудования, необходимого для эксплуатации резервуаров и устанавливаются на вертикальных или горизонтальных резервуарах для хранения нефти, нефтепродуктов и химических жидкостей.

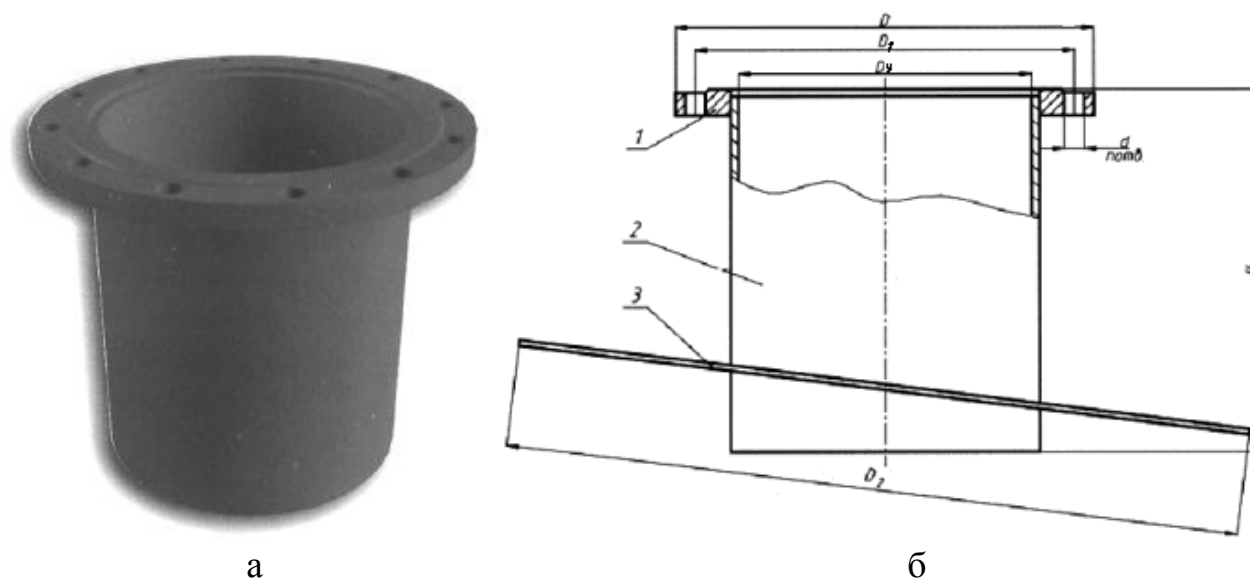


Рис. 4.70 Патрубок монтажный

а - общий вид патрубка монтажного ПМ; б - расположение патрубка на крыше резервуара
1 - фланец; 2 - труба; 3 - усиливающая накладка.

Табл. 4.41 Технические характеристики

Наименование параметров		ПМ-100	ПМ-150	ПМ-200	ПМ-250	ПМ-300	ПМ-350	ПМ-400	ПМ-500
Условный проход Ду, мм		100	150	200	250	300	350	400	500
Габаритные размеры, мм, не более	диаметр D ₂	220	320	440	550	650	750	360	1060
	высота Н	260	280	300	320	340	360	370	380
Масса, кг, не более		11,9	18,09	24,76	32,77	44,23	56,27	66,13	82,84

Пример обозначения:

ПМ-100 УХЛ1 ТУ 3689-068-10524112-2004,

где 100- условный проход, мм; УХЛ1 - климатическое исполнение.

4.5.5 Кран сифонный

Кран сифонный КС входит в состав оборудования вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефтепродуктов и предназначен для забора и спуска отстоявшейся подтоварной воды.

Кран сифонный КС выпускается двух типоразмеров Ду50, Ду80 и комплектуется кранами шаровыми или клиновыми задвижками.

Кран сифонный крепится на стенке нижнего пояса резервуара через приваренный к ней стальной фланец.



Рис. 4.71 Кран сифонный КС

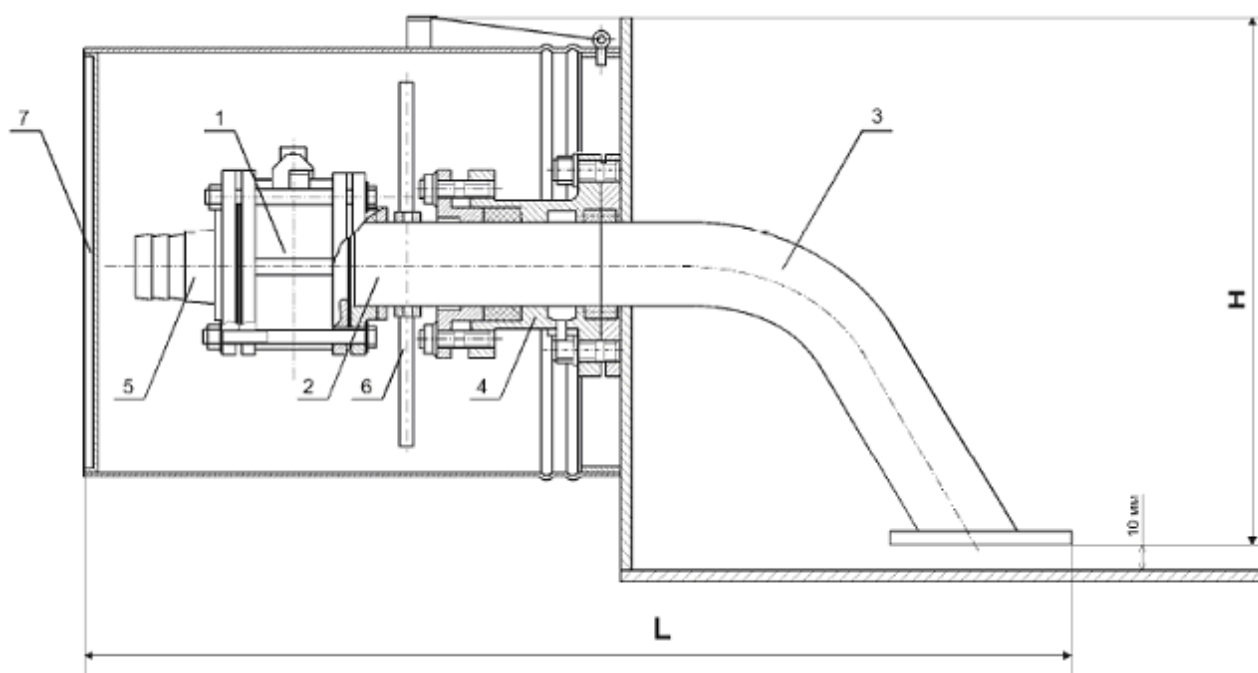


Рис. 4.72 Устройство крана сифонного КС:

1 - кран шаровый; 2 - труба горизонтальная; 3 - отвод; 4 - гранд-букса; 5 - наконечник; 6 - ручка; 7 - кожух.

Табл. 4.42 Технические характеристики КС

Наименование параметра		КС-50	КС-80	КС-80К*
Условный проход Ду, мм		50	80	80
Рабочее давление сифонного крана, МПа		0,15	0,15	0,15
Габаритные размеры, мм, не более	длина L	870	1066	1136
	ширина	390	470	690
	высота H	570	615	786
Масса, кг. не более		23	48,5	75

* с клиновой задвижкой

Пример обозначения:

КС-50 У1 ТУ 3689-050-10524112-2002,

где 50 - условный проход, мм; У1 - климатическое исполнение.

4.5.6 Патрубок зачистной

Патрубки зачистные предназначены для зачистки днищ резервуаров для хранения обводненной нефти.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубки изготавливаются в исполнении У (умеренный климат) V категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

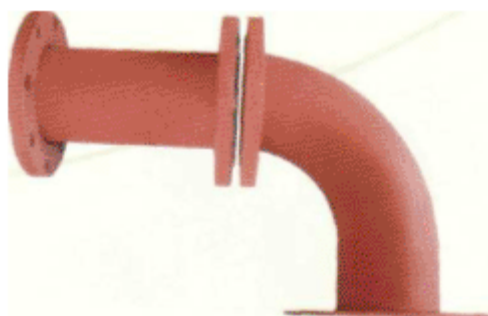


Рис. 4.73 Патрубок зачистной

4.5.7 Зумпф

Круглый зумпф зачистки устанавливается на днище резервуара в специальном приемке и предназначен для удаления подтоварной воды (рис. 4.74).

В резервуарах с плоским или коническим днищем, имеющим уклон от центра, зумпф располагается рядом со стенкой (на расстоянии не менее 600 мм от стенки или от кольцевой окрайки).

В резервуарах с коническим днищем, имеющим уклон к центру, зумпф устанавливается в центре днища.

Габариты зумпфа зависят от диаметра дренажных труб.

Лотковый зумпф зачистки (рис. 4.75) устанавливается на днище резервуара в приемке под стенкой резервуара и предназначен для удаления подтоварной воды, различных отложений и загрязнений.

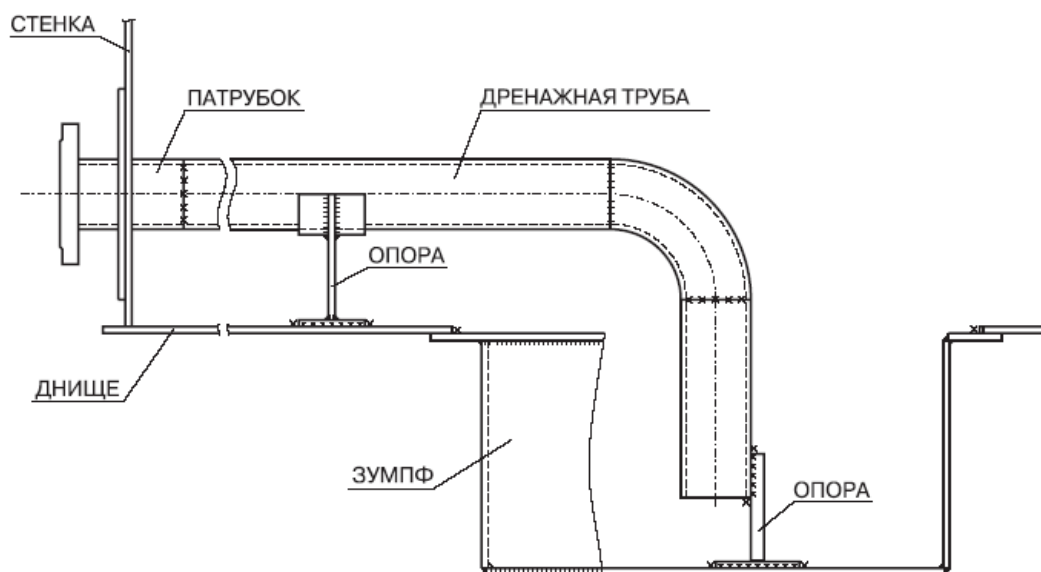


Рис. 4.74 Круглый зумпф зачистки

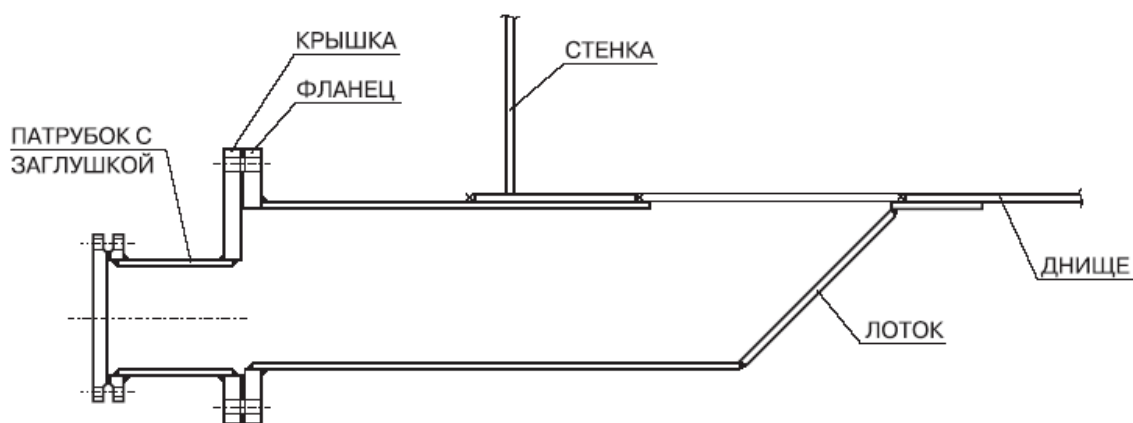


Рис. 4.75 Лотковый зумпф зачистки

4.5.8 Клапан донный с механизмом управления

Клапан донный с механизмом управления КМУ 150 (рис. 4.76, 4.77) предназначен для слива отстоявшейся воды в вертикальных резервуарах с нефтепродуктами, нефтью и другими продуктами. Клапан донный с механизмом управления КМУ 150 состоит из запорного устройства, соединенного тросом с барабаном механизма управления. Запорное устройство при помощи сварки монтируется на стенке резервуара. Вал механизма управления опирается на дополнительную стойку. Работа клапана заключается в периодически ручном открытии и закрытии при помощи механизма управления запорного устройства для слива отстоявшейся воды из резервуара.

Монтаж клапанов производится на новых, реконструированных и отремонтированных резервуарах на месте их эксплуатации.

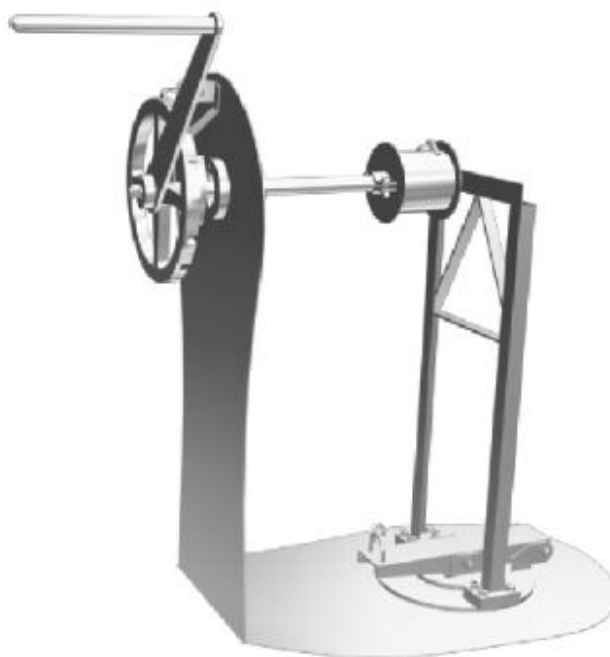


Рис. 4.76 Клапан донный с механизмом управления КМУ 150

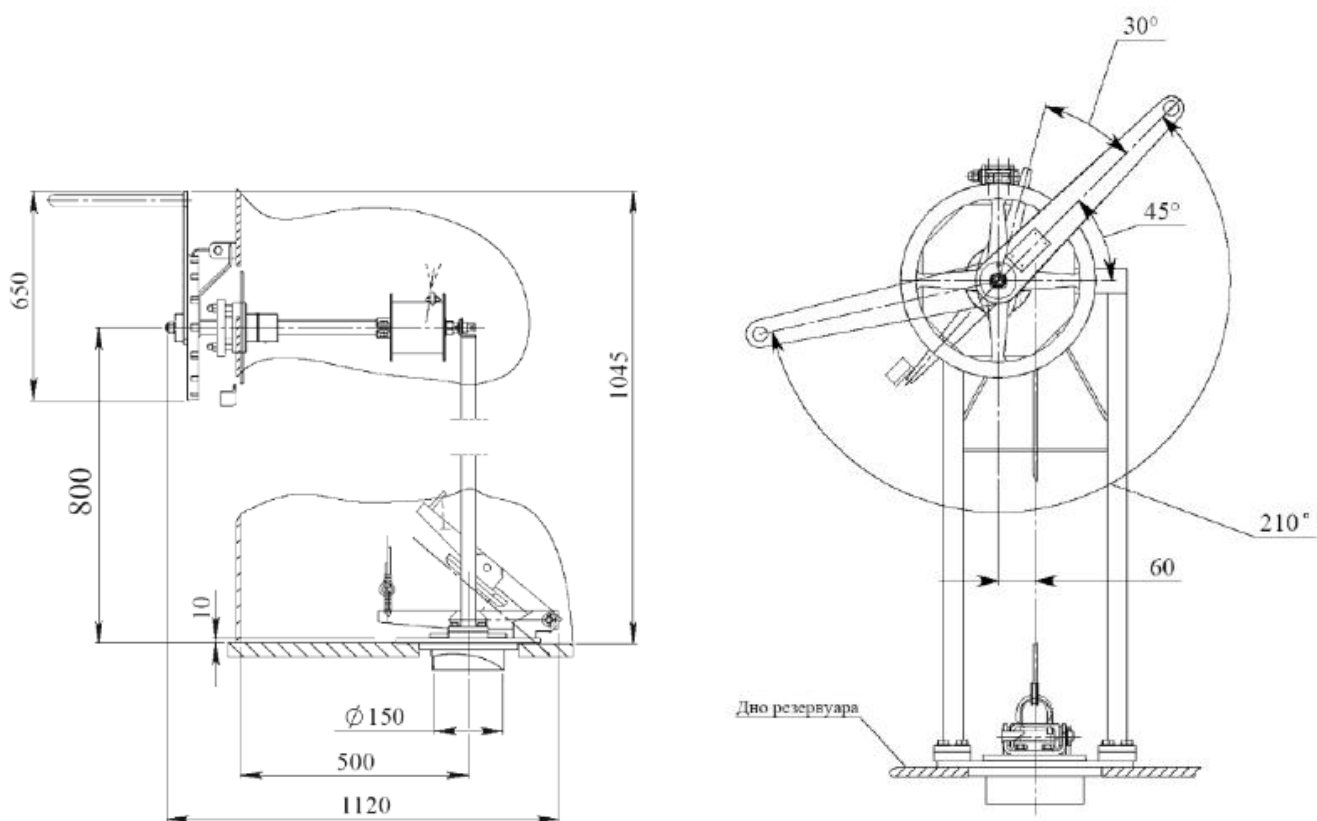


Рис. 4.77 Устройство КМУ 150

Табл. 4.43 Технические характеристики КМУ 150

Наименование параметров		Величина параметров
Условный проход, мм		150
Рабочее давление, МПа		0,25
Габаритные размеры, мм	Длина	870
	Ширина	455
	Высота	940
Масса, кг		45

Пример условного обозначения клапана донного КМУ 150 при заказе:

КМУ 150-Т ТУ - 3689-009-72549097-2004,

где КМУ - клапан донный с механизмом управления; 150 - условный проход, мм; Т - климатическое исполнение.

4.5.9 Лестницы

Лестница служит для подъема персонала на крышу резервуара. Различают лестницы следующих типов: прислонные, спиральные (идушие вверх по стенке резервуара) (рис. 4.78, а) и шахтные (рис. 4.78, б). Лестницы имеют ширину не менее 0,7 м и наклоны к горизонту не более 60°, снабжены перилами высотой не менее 1 м. У места присоединения лестницы к крыше резервуара располагается замерная площадка, рядом с которой размещается замерный люк.

В части недостатков шахтных лестниц можно отметить следующие:

- шахтные лестницы требуют устройства отдельного фундамента;
- лестницы крепятся к стенке резервуара несколькими рядами радиальных распорок, которые вызывают в стенке нежелательные концентрации напряжений, особенно при воздействии сейсмических нагрузок.

Спиральные лестницы отвечают нормам проектирования резервуаров по российским и зарубежным стандартам и не имеют указанных недостатков применения шахтных лестниц. Для обеспечения требований безопасности и удобства обслуживания установленного на стационарной крыше оборудования рекомендуется круговое расположение площадок по периметру крыши (рис. 4.79). Для резервуаров без понтона объемом свыше 1000 м^3 допускается выполнение площадок на $\frac{3}{4}$ периметра.

Ходовая поверхность площадок может выполняться из просечно-вытяжного листа, штампованных или перфорированных элементов, оцинкованного решетчатого настила.

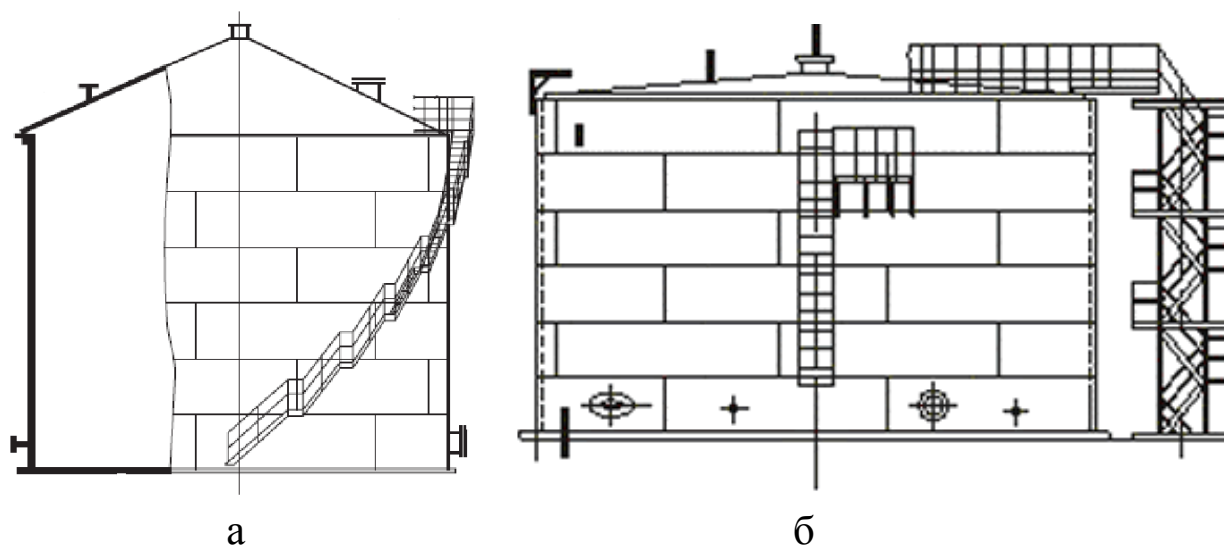


Рис. 4.78 Конструкции лестниц

а – спиральная лестница; б – шахтная лестница

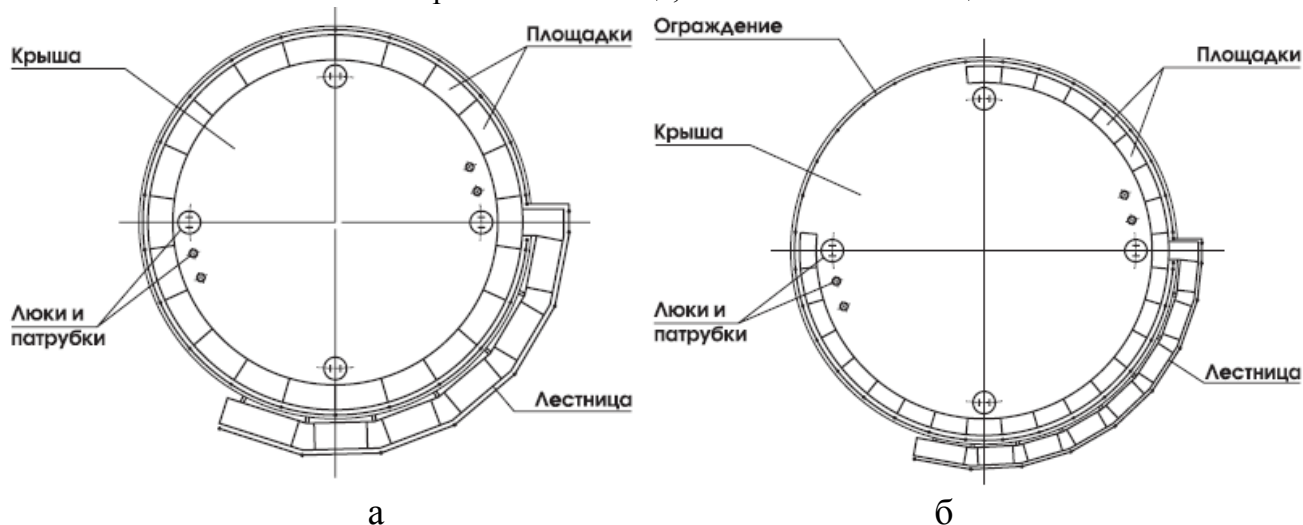


Рис. 4.79 Площадки на крыше резервуара

а – по всему периметру крыши; б – на $\frac{3}{4}$ периметра крыши

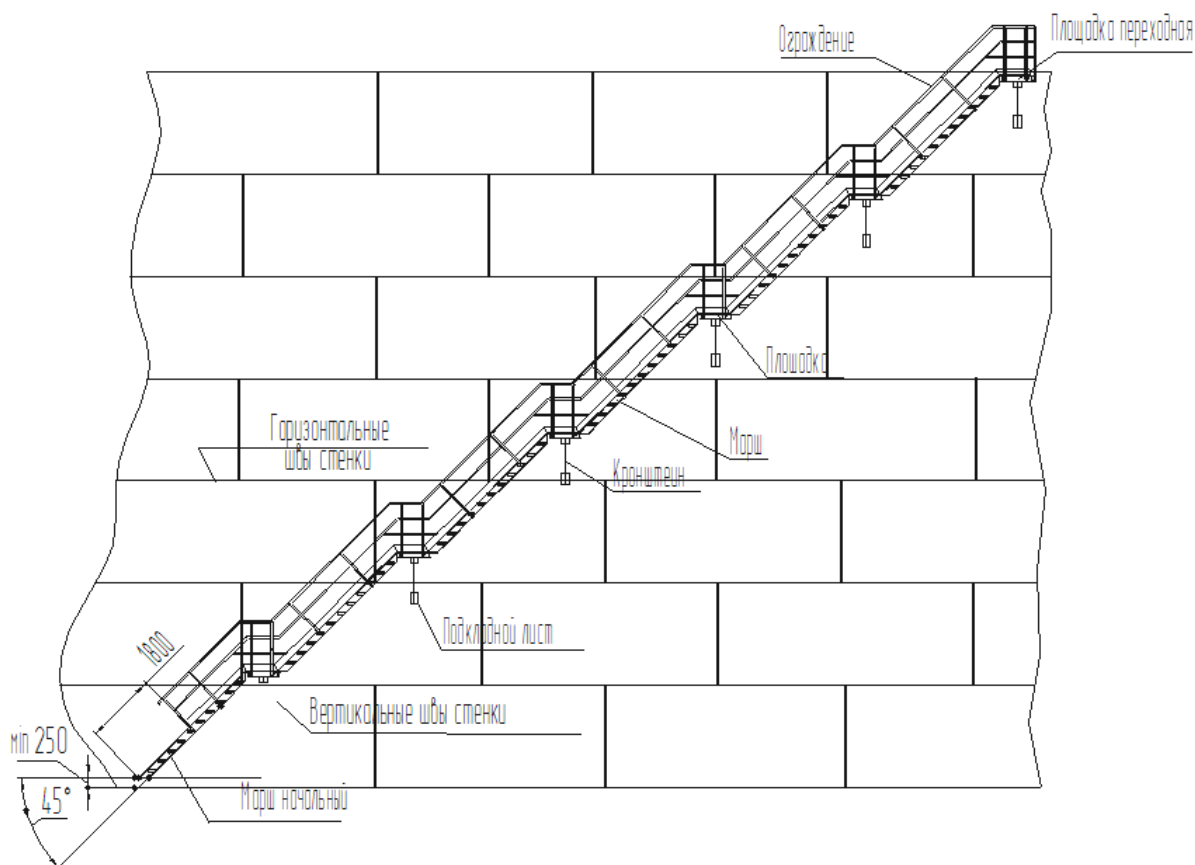


Рис. 4.80 Крепление спиральной лестницы к стенке резервуара

4.6 Приборы контроля и сигнализации

Для сигнализации и контроля за работой резервуаров применяются:

- местные и дистанционные измерители уровня нефти;
- сигнализации максимального оперативного и аварийного уровня;
- температурные датчики;
- пробоотборники и др.

Выбор соответствующих приборов и автоматики должен производиться с учетом:

- свойств рабочей среды (вязкость, плотность, агрессивность, диапазон рабочих температур, давление и т. д.) хранимых в резервуарах продуктов;
- диапазона измеряемого параметра;
- внешних условий (наружная температура, влажность воздуха и др.);
- конструктивных особенностей резервуара (тип резервуара, вместимость, высота, диаметр).

В качестве местных и дистанционных измерителей уровня нефти, сигнализаторов максимального оперативного и аварийного уровня применялись приборы поплавкового-механического типа, а в данное время используются приборы, основанные на емкостном, магнитострикционном, радиоволновом (радиолокационном) и ультразвуковом измерении.

Опыт эксплуатации приборов поплавкового типа подтвердил, что они имеют низкую надежность и высокую погрешность, сложны в обслуживании.

В резервуарных парках предприятий нефтепродуктообеспечения кроме по-

плавково-механических указателей уровня применялись и другие уровнемеры: "Вертикаль", "Утро-2", "Утро-3", "Квант", "Радиус-М", УЭМ-1, УГР-1М, РУ. ПТ-1, РУ. ПТ-2 и др.

В последние годы происходит активное внедрение автоматизированных систем измерения и учета количества горючего в резервуарных парках, имеющих высокую надежность.

Ультразвуковые уровнемеры состоят из датчика и вторичного преобразователя. Они используются для измерения уровня жидкостей в открытых или закрытых резервуарах. Принцип работы ультразвуковых уровнемеров заключается в следующем: фильтр отделяет истинное эхо, идущее от поверхности материала, от ложного эха, возникающего вследствие акустических или электрических шумов. Время прохождения импульса до материала и обратно преобразуется в расстояние для отображения на дисплее, формирования сигнала токового выхода и срабатывания реле.

Радарные датчики уровня работают в диапазонах до нескольких десятков метров и измеряют непрерывный уровень жидкости в сложных условиях при наличии агрессивных, взрывоопасных жидкостей, при больших давлениях и температурах. Радарные датчики уровня работают, излучая радиоволны в диапазоне нескольких гигагерц и воспринимая отраженный от поверхности жидкости или сыпучего продукта сигнал. Точность измерения радарным уровнемером не зависит от давления, плотности и диэлектрической постоянной. Радарные уровнемеры отличаются низкой стоимостью и простотой замены блоков электроники.

Принцип действия *магнитострикционного уровнемера* основан на измерении времени движения ультразвуковой волны вдоль стержня. Принцип действия данного прибора описан ниже.

Принцип действия *емкостного уровнемера* состоит в том, что при заполнении или опорожнении резервуара электрическая емкость расположенного в нем чувствительного элемента изменяется в зависимости от уровня погружения в контролируемую среду. Это изменение емкости преобразуется электронной схемой в дискретный релейный сигнал.

Основные технические данные отечественных систем измерения уровня нефтепродукта в резервуаре приведены в табл. 4.44.

Для контроля давления в резервуаре на крышке замерного люка следует установить штуцер с запорным устройством для подключения мановакуумметра, автоматического сигнализатора предельных значений давления и вакуума или других приборов.

Максимальный уровень продукта должен контролироваться сигнализаторами уровня (минимум два), передающими сигнал на отключение насосного оборудования.

В резервуарах с плавающей крышей или понтоном следует устанавливать на равных расстояниях не менее трех сигнализаторов уровня, работающих параллельно.

В резервуарах, предназначенных для длительного хранения нефти и нефтепродуктов, должны предусматриваться сигнализаторы максимального уровня подтоварной воды.

Табл. 4.44 Основные технические характеристики отечественных систем измерения уровня нефтепродукта в резервуаре

Показатель	УДУ-10	ДДИ-1	САПФИР- ДУ 22	ДУУ-1	РУ.ПТ-02	УЭМ-1	УГР-1М
Принцип действия	Попларково-механический	Попларково-индуктивный	Буйковый	Ультразвуковой		Электромеханический	
Нефтепродукты	Светлые	Светлые	Светлые	Светлые	Светлые	Светлые	Светлые
Диапазон измерения уровня, м	0-12	0,3-12	0,25-1	0,25-1	0,4-12	0-20	0-20
Погрешность измерения уровня, мм	4	5	5	5	4	2	4
Температура воздуха, °С	-50 ÷ +50	-45 ÷ +75	-45 ÷ +50	-40 ÷ +75	-40 ÷ +55	-30 ÷ +50	-45 ÷ +50
Срок службы, лет	10	12	12	12	10	10	10

На трубопроводах откачки подтоварной воды должны устанавливаться сигнализаторы раздела жидкостей типа вода—нефть (нефтепродукт).

Перфорированные трубы, предназначенные для установки приборов КИП, должны иметь отверстия, обеспечивающие тождественность температур в резервуаре и внутри трубы.

В последнее время все чаще используются комплексные измерительные системы, которые состоят из приборов замера уровня, сигнализаторов максимального оперативного и аварийного уровня, многоточечных датчиков температуры, давления. К ним можно отнести системы на базе уровнемеров «Saab Tank Radar RTG 3950», «ЛАЗУРЬ-2». В этих системах может быть предусмотрена возможность подключения термометров сопротивления, термопар, датчиков предельного уровня, "сухих" контактов индикации положения клапанов или задвижек и т.д. Все значения контролируемых параметров поступают на единый блок обработки информации, через который производится:

- контроль изменения уровня и температуры нефти;
- определение массы нефти или нефтепродуктов на основе результатов измерения уровня, температуры и плотности нефти или нефтепродуктов;
- контроль достижения предельных значений уровня и температуры с выдачей сигналов в цепи управления задвижек.

Для возможности включения данных измерения количества нефтепродуктов в систему обработки информации о ходе выполнения технологических операций создаются системы автоматизированного управления производственным процессом предприятия нефтепродуктообеспечения (АСУП НП).

Автоматизированная система учета количества нефтепродуктов (АСУН УИР) предназначена для светлых нефтепродуктов (бензина, керосина, дизельного топлива) и обеспечивает измерение их уровня, плотности и температуры, а также уровня подтоварной воды в вертикальных и горизонтальных резервуарах.

Принцип действия емкостного уровнемера АСУН УИР основан на изменении электрической емкости конденсаторов датчиков уровня пропорционально степени их заполнения продуктом. Принцип действия датчика плотности базируется на измерении выталкивающей силы откалиброванного поплавка, действующей на чувствительный элемент индуктивного преобразователя.

Структурная схема АСУН УИР представлена на рис. 4.81. Уровнемер АСУН УИР выполнен в виде набора функционально независимых датчиков уровня длиной 1000 мм. Каждый из этих датчиков содержит встроенный электронный узел, обеспечивающий минимизацию количества измерительных цепей, адресный опрос чувствительных элементов датчика и первичное преобразование полученной информации.

Информация от датчиков уровня подтоварной воды, плотности и температуры поступает на вход блока электронного преобразователя (БП), а затем через блок коммутации (БК) и блок сопряжения (БС) на вход персонального компьютера.

Информационно-измерительной системы (ИИС) на базе радиолокационного уровнемера "ЗОНД-01" рекомендуется использовать на вертикальных резервуарах вместимостью от 2000 до 10 000 м³ для светлых и темных нефтепродуктов; ИИС на базе магнитострикционного уровнемера УМ-П01 — на вертикальных резервуарах вместимостью до 1000 м³ для светлых нефтепродуктов; АСУН УИР - на вертикальных и горизонтальных резервуарах всех типов для светлых нефтепродуктов.

Основные характеристики отечественных ИИС учета количества нефтепродуктов представлены в табл. 4.45.

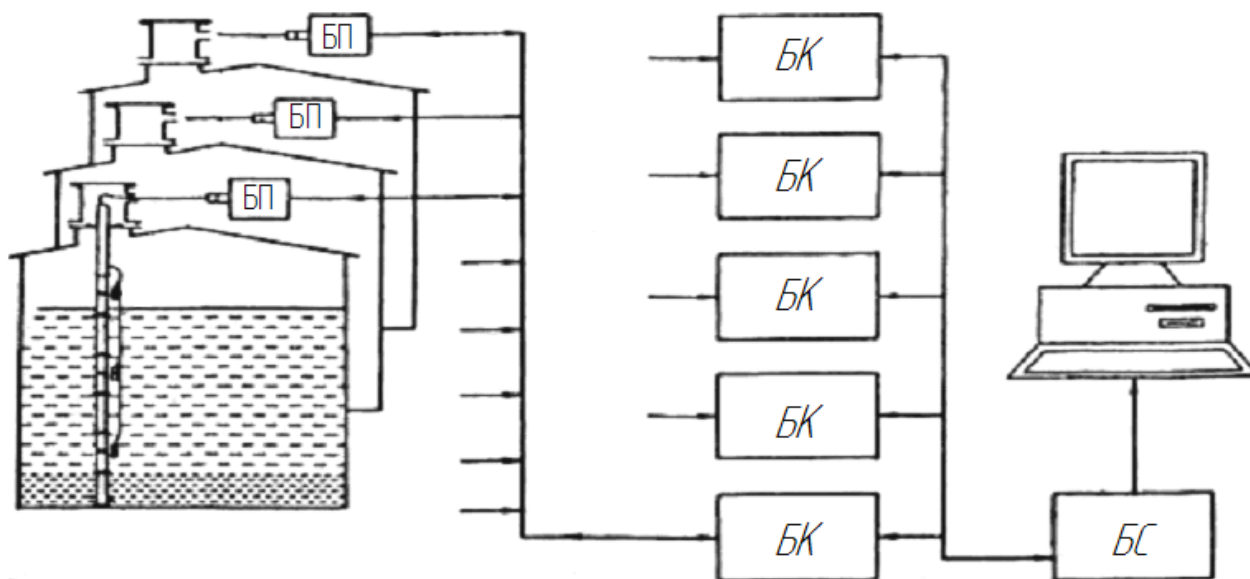


Рис. 4.81. Структурная схема АСУН УИР

БП – блок электронного преобразователя; БК – блок коммутации; БС – блок сопряжения

При проведении работ по реконструкции резервуарных парков целесообразно предусмотреть комплексную автоматизацию технологических процессов приема, хранения и выдачи нефтепродуктов. Одна из основных задач при этом — точное и оперативное определение количества (массы) перемещаемых и хранящихся нефтепродуктов.

Для учета количества нефтепродуктов в трубопроводе применяются турбинные счетчики: "Турбоквант" (Венгрия), ТП-150-ФП системы "Энергоинвест" (Югославия), "НОРД-М" (Россия), а также отечественные камерные — лопастные (ЛЖ) и винтовые (ВЖУ) счетчики, технические характеристики которых приведены в таблице 4.46.

Турбинные счетчики по сравнению с камерными имеют значительно меньшие размеры и массу. Однако у данных приборов имеется ряд недостатков (зависимость показаний от физических свойств измеряемой среды, значительная инерционность), что приводит к сужению областей применения. Все указанные особенности турбинных счетчиков и трудности их метрологического обеспечения в процессе эксплуатации сдерживают их внедрение.

Начиная с 60-х годов, во многих странах стали проводиться интенсивные исследования по созданию вихревых счетчиков и расходомеров. Физической основой работы этих приборов является эффект вихреобразования в измеряемом потоке жидкости, возникающий либо при формировании поступательно-вращательной струи, либо при обтекании тел, помещенных в измеряемый поток. Вихревые преобразователи расхода и количества нефтепродукта имеют существенное принципиальное отличие от турбинных преобразователей: выходной сигнал отображает естественные физические свойства потока; за телом обтекания образуется цепочка вихрей с частотой преобразования, пропорциональной скорости потока.

Табл. 4.45 Основные характеристики отечественных ИИС учета количества нефтепродуктов

Показатель	На базе РУ «Зонд-01»	На базе УМ-ПО1	АСУН УИР
Диапазон измерения:			
- уровня, м	0,4 – 18	0,4 – 8	0,3 – 18
- температуры, °С	-60++60	-60++60	-50++50
- плотности, г/см ³	0,7 – 0,9	0,7 – 0,9	0,69 – 0,95
Уровень подтоварной воды, м	0 – 0,4	0 – 0,4	0 – 0,3
Погрешность измерения:			
- уровня, мм	2	2	1
- плотности, г/см ³	0,0012	0,0012	0,0015
- %	(0,15)	(0,15)	(0,2)
- температуры, °С	0,5	0,5	0,5
- массы, %	До 0,5	До 0,5	До 0,5
Рабочая температура, °С	-40÷ +55	-30÷ +50	-45÷ +50
Нефтепродукты	Светлые, темные	Светлые	Светлые
Питание (основное / резервное):			
- напряжение, В	220/24	220/24	220/24
- ток	Переменный частотой 50 Гц	Переменный частотой 50 Гц	Переменный частотой 50 Гц
Место монтажа на резервуаре	крыша	крыша	днище
Неблагоприятные факторы	Конденсат на антенне излучателя	Отложения смолистых соединений на стержне и поплавке, кристаллизация воды	Кристаллизация воды
Срок службы, лет	16	12	12

Табл. 4.46 Технические характеристики счетчиков жидкости

Счетчик жидкости		Показатель						
Тип	Марка	Диаметр условного прохода, мм	Расход жидкости, м ³ /ч	Рабочее давление, МПа	Относительная погрешность, %	Межпове- рочный интер- вал, лет	Габаритные раз- меры, мм	Масса, кг
Винтовой	ППВ-100-1,6СУ (ВЖУ-100-1,6)	100	18-180	1,6	±0,5	2,5	480x288x538	45
	ППВ-150-6,4СУ (ВЖУ-150-6,4)	150	30-420	6,4	±0,5	2,5	670x350x638	270
Турбин- ный	"Турбо квант"-40	100	27-270	4,0	±0,5	2	356xØ180x233	20
	"Турбо квант"-100	150	55-550	10,0	±0,5	2	368xØ220x285	39
	ТП-150-ФВ	150	40-400	2,0	±0,5	2	Ø300 x 450	44
	ТПР-20-3-1	100	18-216	2,0	±(0,4-1,0)	2	225x208x217	21
	НОРД-М-100-25	100	25-250	2,5	±(0,5-1,4)	2	Ø200 x 280	26
Вихревой	СЖ-100-1,6	100	20-200	1,6	±0,5	5	300x160x216	13
	СЖ-150-6,3	150	50-500	6,3	±0,5	5	440x194x293	23
Парци- альный	ПРСН-100-1,6	100	30-120	1,6	±2	2	530x438x350	18
	ПРСН-150-1,6	150	50-300	1,6	±1,5	2	900x203x400	33

Разработанные счетчики вихревого типа СЖ-100-1,6 и СЖ-150-6,3 прошли государственные испытания и отличаются от всех предшествующих счетчиков меньшими габаритными размерами и массой. Счетчики типа СЖ состоят из первичного преобразователя потока и вторичной электронно-измерительной системы (ЭИС). Для питания ЭИС требуется источник постоянного тока напряжением 12 или 24 В, потребляемая мощность 25 Вт. Для сохранения показаний счетчика в случае аварийного выключения питания (до 92 ч) в ЭИС счетчика входит блок памяти. Отсутствие трущихся деталей в конструкции преобразователя, его простота и низкая чувствительность к изменению вязкости различных сортов нефтепродуктов обеспечивают высокую надежность этих счетчиков.

Кроме средств учета количества нефтепродуктов на складах (базах), необходимы средства оперативного учета горючего при перекачке и индикации объема подачи для контроля за режимом работы насосов. Для этой цели могут служить парциальные счетчики ПРСН-100-1,6 и ПРСН-150-1,6 и индикаторы расхода ИР-75-1,0; ИР-100-1,6 и ИР-150-1,6. Основные технические характеристики индикаторов расхода приведены в таблице 4.47.

Табл. 4.47 Техническая характеристика диафрагменных индикаторов расхода

Показатель	ИР-75-1,0	ИР-100-1,6	ИР-150-1,6
Диапазон измерения расхода, м ³ /ч	10-50	50-150	80-240
Диаметр условного прохода, мм	75	100	150
Рабочее давление, МПа	1	1,6	1,6
Потеря давления, МПа	0,05	0,05	0,05
Погрешность измерения, %	4	4	4
Габаритные размеры, мм	220x180x160	348x200x360	338x230x385
Масса, кг	3,5	7	16,0

Опыт создания отечественных ИИС показывает, что традиционные пути их совершенствования, заключающиеся в тщательном подборе элементной базы, применении точных дорогостоящих узлов и деталей, в значительной мере исчерпаны. В связи с бурным развитием микроэлектроники, вычислительной и микропроцессорной техники перспективными являются структурно-алгоритмические методы улучшения метрологических характеристик систем, основанные на комплексном подходе к их проектированию и получении избыточной информации, позволяющей реализовать специальные алгоритмы повышения точности измерения.

Основным направлением развития предприятий отрасли нефтепродуктообеспечения должно быть создание и внедрение АСУП на основе централизованных автоматизированных систем учета нефтепродуктов с использованием имеющихся интеллектуальных датчиков, устанавливаемых на резервуарах, с терминалами на базе микропроцессоров и микроЭВМ.

Основные виды и конструкции датчиков, систем сигнализации и контроля

Измерители уровня жидкости в резервуаре типа УДУ предназначены для оперативного контроля заполнения и опорожнения резервуара.

Указатели УДУ-5 (рис. 4.82) предназначены для измерения уровня нефти и нефтепродуктов. Указатели выпускают двух модификаций:

- УДУ-5М – с местным отсчетом уровня;
- УДУ-5П – с дистанционной потенциометрической приставкой.

Принцип работы прибора основан на следящем действии поплавка, плавающего на поверхности жидкости и перемещающегося вместе с ее уровнем. Поплавок выполнен из стали Х18Н9Т, подвешен на ленте и при своем движении скользит вдоль направляющих струн. Струны поддерживаются в натянутом состоянии натяжными устройствами. Мерная лента по роликам проходит через гидрозатвор и вступает в зацепление с мерным шкивом показывающего прибора. Цена деления цифрового диска – 1мм. Предел измерения до 12 м.

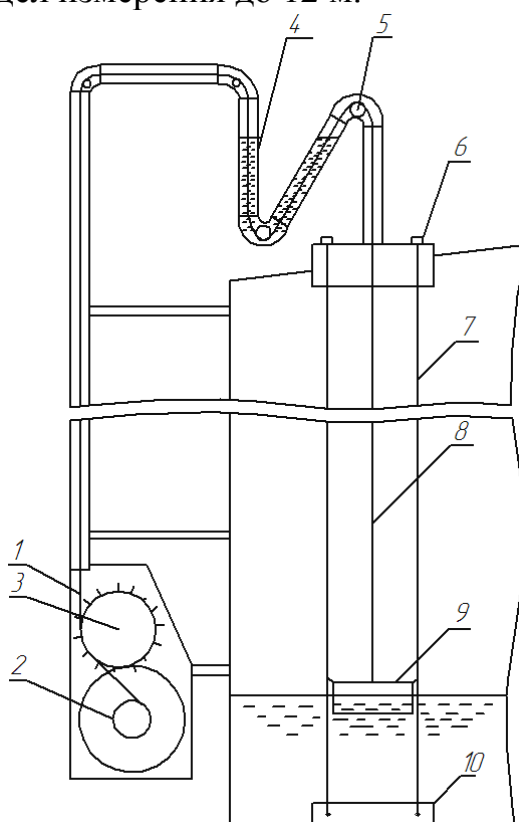


Рис. 4.82. Уровнемер УДУ-5

1 – стальная закаленная лента; 2 – барабан; 3 – мерный шкив; 4 – гидрозатвор; 5 – лента с роликами; 6 – натяжные устройства; 7 – направляющие струны; 8 – перфорированная лента; 9 – поплавок; 10 – груз.

Электронный межфазный уровнемер “HERMetic”.

Переносные электронные уровнемеры “ HERMetic ” (рис. 4.83) (“Argosy Technologies Ltd.”) предназначены для учета продукции в нефтяных и химических резервуарах и на морских танкерах. Рулетки обеспечивают одновременное измерение уровня жидких сред, границы раздела фаз и температуры.

Погружные рулетки с гибкой лентой “ HERMetic ” существуют в следующих основных модификациях: полностью герметичные и открытые. Все уровнемеры “

HERMetic ” состоят из измерительной рулетки, пробника, опускаемого в резервуар на градуировочной ленте, и электронного блока звуковой и визуальной сигнализации. За счет объединения в одном пробнике различных датчиков данные приборы позволяют измерять уровень продукта, подтоварной воды и температуру.

Рулетки этого типа являются удобным средством для проведения измерений уровня на открытых резервуарах для хранения нефти или химических веществ. Установка уровнемера осуществляется на открытый замерный люк. Рулетки этой серии имеют негерметичный корпус и ленту с тефлоновым покрытием.



Рис. 4.84 Переносной электронный уровнемер “ HERMetic ”

Табл. 4.48 Основные характеристики уровнемера “HERMetic”

Показатель	Значение
Точность измерения уровня, мм	± 2
Длина ленты уровнемера, м	15, 30
Цена деления ленты уровнемера, мм	1
Диапазон температур окружающей среды при эксплуатации, $^{\circ}\text{C}$	$-20 \dots +60$
Диапазон измеряемых пробником температур, $^{\circ}\text{C}$	$-40 \dots +90$
Точность в пределах диапазона калибровки, $^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,2$
Питание, В	9
Масса, кг	3,8

Герметичная трехуровневая погружная рулетка

Переносная рулетка этого типа используется для проведения измерений уровня на герметичных нефтяных и химических резервуарах. Полностью герметичное присоединение к контрольному клапану предотвращает любые утечки паров во время работы. Уровнемеры этой серии имеют пробник и ленту из нержавеющей стали, а также функцию измерения трафаретной высоты резервуара в стандартной версии.

Рулетки поставляются в прочном чемодане из прессованной пластмассы, обеспечивающем удобную транспортировку и безопасное хранение. Все рулетки имеют сертификат Госгортехнадзора РФ и включены в Госреестр средств измерений.

Основные характеристики погружной рулетки приведены в табл. 4.49.

Табл. 4.49 Основные характеристики погружной рулетки

Показатель	Значения
Точность измерения уровня, мм	± 1
Представление показаний	Звуковое / Визуальное
Длина ленты уровнемера, м	30
Цена деления ленты уровнемера, мм	1
Вес пробника, кг	0,9
Мин. определяемый уровень жидкости, мм	6
Диапазон температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	$-20 \dots +50$
Диапазон измеряемых пробником температур, $^{\circ}\text{C}$	$-40 \dots +85$
Точность в пределах диапазона калибровки температуры, $^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,1$
Жидкокристаллический дисплей	2x16 знаков
Питание прибора (на 50 часов), В	9
Масса, кг	3,8

Радарный уровнемер УЛМ-11 (УЛМ-31)

Радарные уровнемеры УЛМ-11 и УЛМ-31 предназначены для высокоточного бесконтактного измерения уровня продукта в резервуарах. Данные приборы оптимизированы для построения систем коммерческого учета и для использования в задачах, требующих максимально возможной точности измерения.

Точность измерения и конструктивные особенности позволяют, на основе данных приборов, легко и быстро строить разветвленные системы контроля уровня для резервуарных парков любой конфигурации и любой степени сложности.

Радарный уровнемер УЛМ-11(УЛМ-31) (рис. 4.85) как нельзя лучше подходит для резервуарных парков с продуктом, требующим бесконтактного измерения уровня (агрессивные среды) и высоких точностей измерений (светлые и темные нефтепродукты).

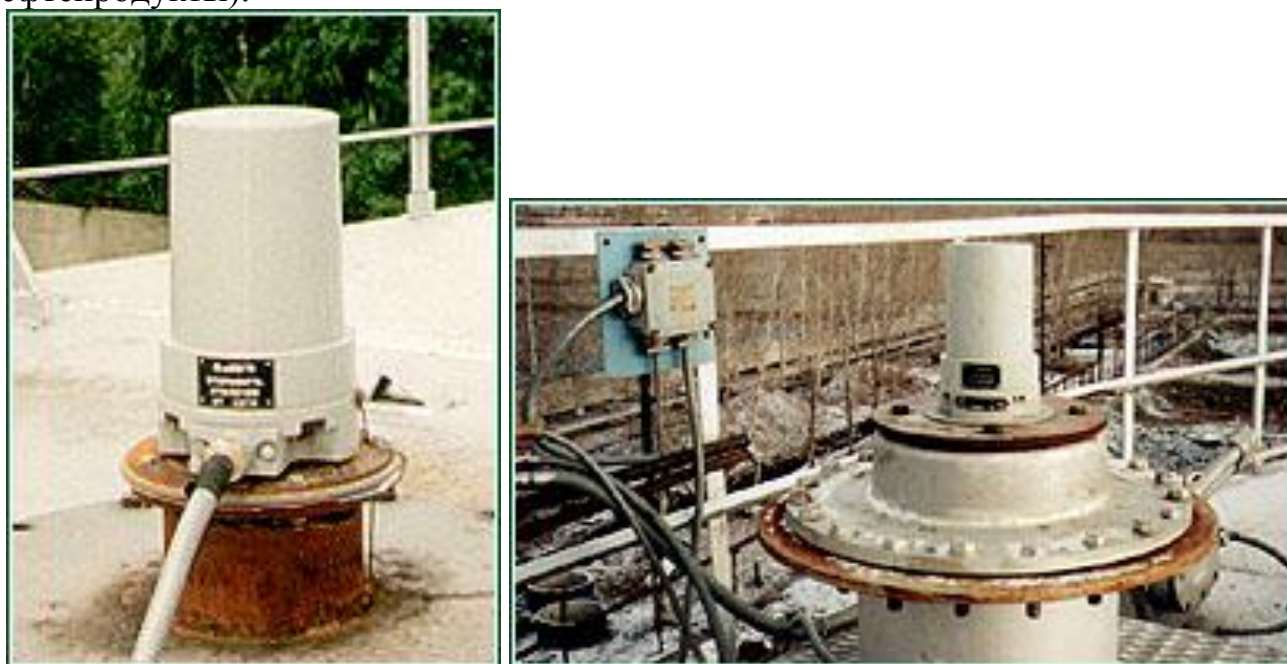


Рис. 4.85 Радарный уровнемер УЛМ-11(УЛМ-31)

Радарный уровнемер УЛМ-11(УЛМ-31) является хорошей альтернативой для замены устаревших и ненадежных систем измерения уровня в резервуарных парках на основе поплавковых (буйковых) уровнемеров. Благодаря своей бесконтактности и отсутствию движущихся частей радиолокационный уровнемер УЛМ-11(УЛМ-31) является гораздо более надежным устройством, чем уровнемеры, работающие на контактном принципе, на точность измерений и надежность работы прибора не влияют ни атмосферные осадки, ни колебания температуры, ни испарения, ни высокая температура, ни вязкость измеряемого продукта. Так как датчики уровня устанавливаются целиком снаружи резервуара, то нет необходимости и в проведении каких-либо серьезных работ по доработке резервуара – для нормального функционирования приборов достаточно отверстия диаметром 90 мм.

Габаритный чертеж датчика уровня приведен на рисунке 4.86.

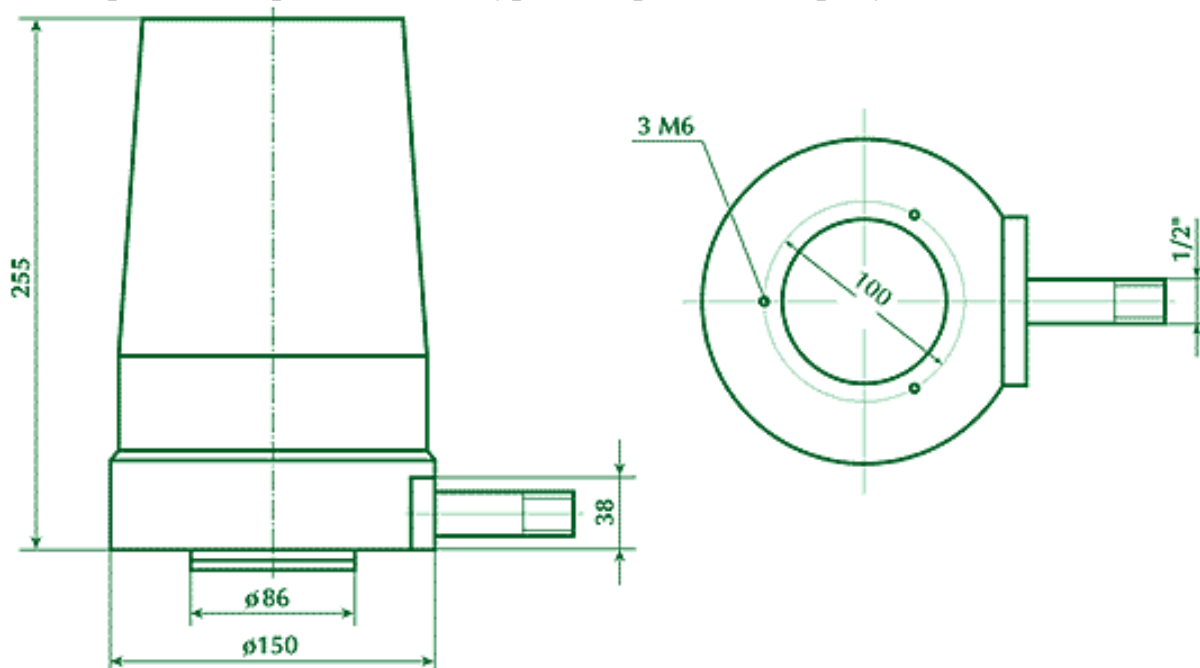


Рис. 4.86 Габаритные размеры радарного уровнемера

На рис. 4.87 показана установка радарного устройства на резервуаре.

Информационный выход датчика уровня сделан на основе интерфейса RS-485, допускающего прокладывать линии связи большой протяженности (до нескольких километров) и объединять на одной линии несколько устройств. Использование протокола Modbus позволяет легко интегрировать уровнемер в существующие системы АСУТП.

Надежность прибора обеспечивается строгим соблюдением технологии при его производстве. Каждый прибор проходит многократное термоциклирование и серьезные климатические испытания. Особое внимание уделяется работам по постоянному улучшению надежности уровнемера, более половины времени, затрачиваемого на производство, отводится на различные испытания. Обязательно тестируется каждый прибор.

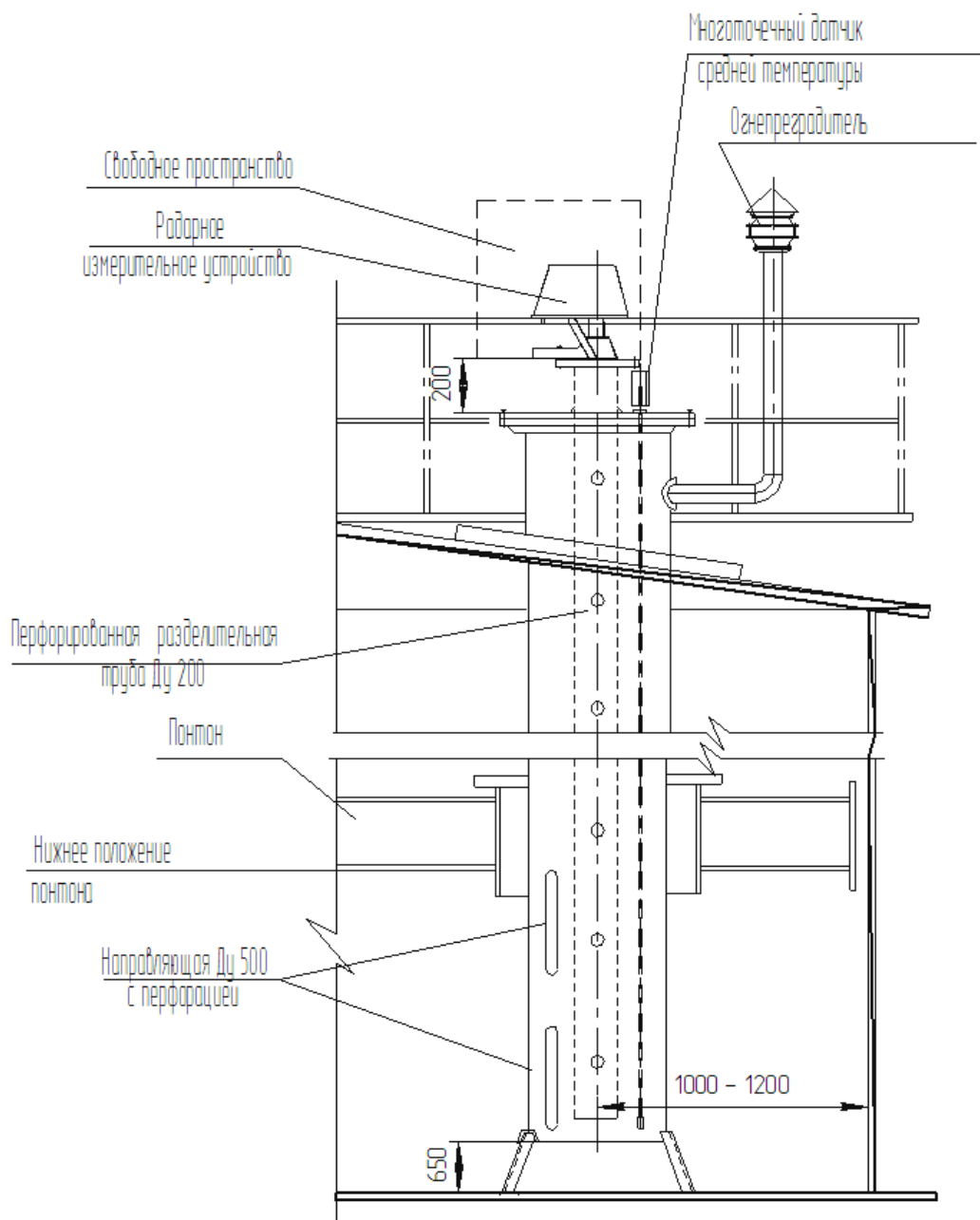


Рис. 4.87 Установка радарного уровнемера

Радарный уровнемер Saab Tank Radar RTG 3950

Принцип действия радарных уровнемеров (рис. 4.88) основан на зондировании короткими волнами резервуара и измерении времени прохождения электрической волны. Маломощные короткие волны импульсами в одну наносекунду, направляемые двумя жесткими или гибкими проводниками, испускаются в резервуар. Столкновение волн с жидкостью вызывает образование противоволны, для которой время возвращения является функцией высоты уровня. Эта волна намного меньше, чем все другие акустические волны, реагирует на факторы окружающей среды, такие, как пена, пыль, пары и т.д. Двигаясь со скоростью света, а не звука, она не чувствительна к изменению давления и не зависит от температуры. На результаты измерений радарного уровнемера влияет в основном состояние поверхности измеряемого продукта. В условия состояния поверхности входят сорт жидкости, расстояние до поверхности, рябь и наличие пены на ней.



Рис. 4.88 Составные части уровнемера серии RTG 3950

Основными достоинствами уровнемеров шведской фирмы «Saab Tank Control» являются отсутствие в них механических частей и непосредственного контакта с продуктом, а также независимость от условий газовой среды в резервуаре.

Радары Saab имеют высокую чувствительность, а паразитные отражения подавляются с помощью логико-математической обработки отраженного сигнала. Обработка сигнала, учитывающая статистические данные результата измерений, позволяет выявить и исключить все источники паразитных отражений. Точность измерения уровня составляет 1 мм. Радары Saab работают с помощью метода частотной модуляции радиосигнала по определенному закону и измеряют расстояние по разности частот излучаемого и отраженного сигналов. Радары имеют встроенное устройство самопроверки и не нуждаются в ежегодной поверке.

Фирма «Saab Tank Control» выпускает несколько модификаций радарных уровнемеров в зависимости от типа используемого резервуара и типа продукта. Для нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности служат радарные уровнемеры RTG серия 3900. На резервуарах нефтебазы СМНП «Приморск» установлены уровнемеры RTG 3950, которые предназначены для измерения уровня жидкости в направляющих трубах в резервуарах с плавающей крышей. Уровень RTG 3950 состоит из основного блока уровнемера и антенны. Основной блок уровнемера является унифицированным для всех типов уровнемеров и состоит из следующих основных частей:

- взрывозащитный корпус;
- погодозащитный колпак;

- электронный блок уровнемера;
- интегрированная клеммная коробка (дополнительно)

На базе радарных уровнемеров фирма «Saab Tank Control» разработала и поставляет информационно – измерительную систему с функциями товарного учета по резервуарам «Saab Tank Radar L/2» (TRL/2). Система обеспечивает:

- непрерывный контроль изменения уровня и температуры нефти;
- вычисление массы нефти или нефтепродуктов в резервуаре на основе результатов измерения уровня, температуры и плотности нефти или нефтепродуктов;
- проверку утечек и перетоков между резервуарами;
- контроль достижения предельных значений уровня и температуры с выдачей сигналов в цепи управления задвижек.

Весь сбор информации от датчиков системы TRL/2 осуществляется по полевой шине FieldBus. Архитектура сети этого класса дает возможность получать информацию от контроллеров подчиненных устройств и выдавать на них регулирующие воздействия с гарантированным временем обращения к абоненту сети, что необходимо для работы системы в режиме реального времени.

Отличительными чертами таких сетей являются низкая стоимость, высокая скорость обмена информацией при больших расстояниях ее передачи, возможность использования микропроцессорных контроллеров в роли абонентов сети. Гарантируется нормальная работа системы при протяженности сети до 4 км. Весь сбор информации от датчиков TRL/2 осуществляется через модем полевой шины FBM 2170 и модуль полевого соединения FCU 2160, которые устанавливаются в невзрывоопасной зоне.

Один модуль полевого соединения обслуживает устройства на тридцати двух резервуарах. Функции центрального компьютера может выполнять обычный персональный компьютер с принтером. Программное обеспечение разработано в среде операционной системы OS - 2 и снабжено диалоговыми меню и различными информационными окнами для оператора. Программное обеспечение проводит расчет следующих параметров объема и массы: GOV - объема брутто; GSV - стандартного объема (GOV, приведенный к стандартной температуре); NSV - стандартного объема нетто (GSV минус балласт и растворенная вода); M - массы. Объем нефти в резервуарах определяется с помощью градуировочных таблиц резервуаров, поэтому система включает в себя не только измерительную систему TRL/2, но и градуировочный резервуар. Система обеспечивает вычисление массы в резервуаре на основе градуировочной таблицы резервуара и результатов измерения уровня, температуры и плотности нефти с погрешностью, удовлетворяющей требованиям ГОСТ 2697 – 86. Система TRL/2 имеет возможность связи с системой верхнего уровня. Это связь может быть реализована в двух вариантах. В первом случае она осуществляется через модуль полевого соединения FCU 2160 по RS -232 или протоколу ModBus RTU и позволяет передать все результаты измерений. Во втором выполняется через системный компьютер по RS – 232, что дает возможность передать все результаты измерений и все расчетные данные.

Автоматизированная система бесконтактного определения объемов жидких, вязкопластичных и сыпучих материалов на базе уровнемера "ЛАЗУРЬ-2".

Уровнемер "ЛАЗУРЬ-2" (рис. 4.89) относится к новому классу "интеллектуальных" измерительных приборов. Этот прибор позволяет измерять уровень запасов жидких, вязкопластичных и сыпучих продуктов с высокой точностью.

В приборе предусмотрена возможность подключения термометров сопротивления, термопар, датчиков предельного уровня, "сухих" контактов индикации положения клапанов или задвижек и т.д.

Передача данных уровнемера и управление им осуществляется по кабелю в стандарте RS-485 или по радиоканалу.

Принцип действия прибора основан на отражении модулированного лазерного излучения от границы раздела жидкой (твердой) и газообразной сред с последующим анализом фазы отраженного луча.



Рис. 4.89 Уровнемер "ЛАЗУРЬ-2"

Достоинством уровнемера "ЛАЗУРЬ-2" является отсутствие изменяющейся систематической ошибки, вызванной образованием конденсата на поверхности раздела резервуара и датчика.

Уровнемер "ЛАЗУРЬ-2" обеспечивает строгую линейность между выходным сигналом датчика и уровнем заполнения емкости, что позволяет калибровать прибор в одной произвольной точке.

Периодическая проверка не требует демонтажа уровнемера.

Уровнемер комплектуется юстировочным узлом, компенсирующим негоризонтальность присоединительного фланца резервуара.

Уровнемер "ЛАЗУРЬ-2" может быть встроен в коммуникационные системы "MODBUS".

Уровнемер "ЛАЗУРЬ-2" может служить станцией сбора и передачи цифровой и аналоговой информации с других датчиков промышленных емкостей (температуры, давления, датчиков предельного уровня и состояния клапанов задвижек и т.д.).

На базе уровнемера "ЛАЗУРЬ-2" может быть построена система непрерывного контроля парка промышленных емкостей предприятия, которая предоставит возможность быстро и точно определить состояние каждой из емкостей, удаленных от места определения на десятки километров.

Система поможет оперативно управлять работой промышленных емкостей, устранить их переполнение или недогруз, облегчить труд персонала благодаря дистанционному контролю прихода-расхода продуктов.

Система дает возможность оперативно на всех уровнях, от диспетчера до руководителя производства, получать информацию, вести базу данных и составлять отчеты. Технические характеристики уровнемера "ЛАЗУРЬ-2" приведены в табл. 4.50.

Табл. 4.50 Основные технические характеристики уровнемера "ЛАЗУРЬ-2"

Показатель	Значения
Диапазон измерения, мм	0–26000
Точность измерений, мм	± 1
Время измерения, с	не более 10
Температура окружающей среды, °C	(–50 ÷ +45)
Электропитание	~220 V (36 V переменного тока по желанию заказчика)
Передача данных	интерфейс RS-485
Скорость передачи данных	1200–2400 бод (программируется)
Изолирующее напряжение	не менее 2000 V
Безопасность	взрывонепроницаемая оболочка по IExdIIBT5
Измерение температуры	три входа, токовая петля 0-5 мА (число входов может быть увеличено по желанию заказчика)
Точность измерения температуры, °C	$\pm 0,2$
Диапазон измерения температуры, °C	(–50 ÷ +120)
Измерение давления	три входа, токовая петля 4-20 мА (число входов может быть увеличено по желанию заказчика)
Габариты, мм	320x730
Присоединительный фланец	ДУ-100
Масса, кг	37

Сигнализаторы уровня ультразвукового типа СУУЗ

СУУЗ (рис. 4.90) предназначены для контроля верхнего, аварийного и нижнего уровней нефтепродуктов в резервуарах типа РВС.

Акустические преобразователи этих приборов построены по схеме «излучатель – приемник».

Преобразователи играют роль чувствительных элементов, передающих в прибор данные об измерении уровня жидкости в резервуаре в виде электрических сигналов.

Для резервуаров большой единичной вместимости разработаны сигнализаторы СУУЗ – 1 и СУУЗ – 2. СУУЗ – 1 контролирует заполнение резервуара до максимально допустимого уровня, предусмотренного технологической картой.

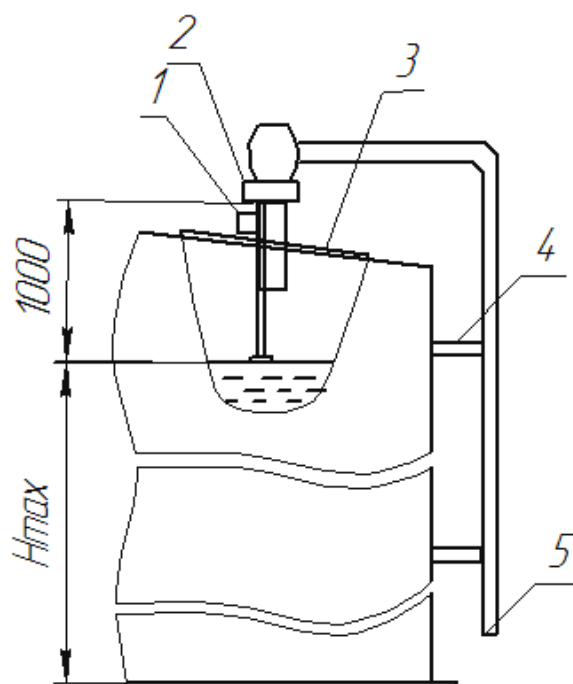


Рис. 4.90 Сигнализатор уровня СУУЗ-1:

1 – катушка; 2 – патрубок; 3 – воротник; 4 – кронштейны; 5 – водо-газопроводные трубы

В отличие от него СУУЗ – 2 оснащен двумя датчиками, которые контролируют момент достижения нефтепродуктов максимально доступного и аварийного уровней. В сигнализаторе СУУЗ – 2 имеется устройство, позволяющее в процессе налива контролировать с диспетчерского пункта исправность сигнализации аварийного уровня.

Сигнализатор СУУЗ – 3 имеет три датчика. Третий датчик установлен выше нижнего обреза приемо-раздаточного патрубка на 25мм в резервуарах емкостью 100 – 400 м³.

Сигнализатор типа СУРС – 16 предназначен для контроля уровня раздела двух сред: нефтепродуктов и подтоварной воды. Принцип действия прибора основан на возникновении э.д.с. между датчиком и корпусом резервуара в присутствии подтоварной воды с преобразованием э.д.с. в пневматический сигнал.

Сброс подтоварной воды из резервуара может контролироваться устройством типа СГРУ – 3, работающим по принципу приема сигнализатором ультразвуковых сигналов, отражающих от поверхности раздела двух несмешивающихся между собой жидкостей.

Излучатель ультразвуковых колебаний и приемный пьезокристалл в акустическом преобразователе симметричны и расположены под углом 70° к контролируемой поверхности.

Отраженный сигнал, попадая в приемный пьезокристалл, вызывает срабатывание реле, которое сигнализирует о моменте достижения поверхностного раздела сред контрольного положения.

Сигнализаторы уровня наполнения универсальные САУ-М7

САУ-М7 предназначены для автоматического контроля и регулирования уровней жидких или сыпучих материалов в различных резервуарах и технологических емкостях независимо от электропроводности наполняющего материала (рис. 4.91).

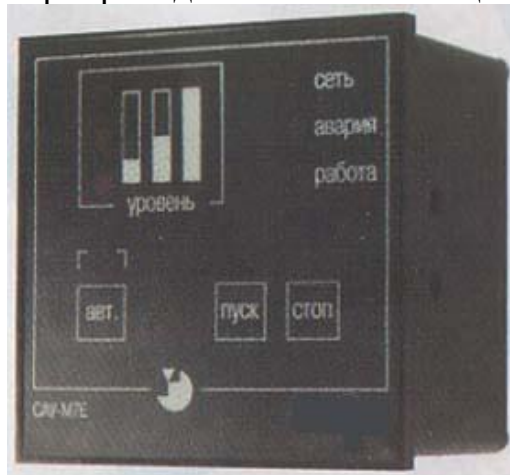


Рис. 4.91 САУ-М7

Работа сигнализатора основана на замыкании электрических цепей между общим и сигнальным входами прибора при контакте датчика с контролируемым материалом.

В зависимости от свойств и характеристик наполняющего материала и специфики решаемых задач в комплекте с сигнализатором уровня используются различные типы датчиков:

- кондуктометрические, предназначены для контроля уровней наполнения резервуаров жидкостями, обладающими электропроводностью, химически неагрессивными по отношению к стали марки 12Х18Н10Т;

- активные дистанционные, предназначены для контроля уровней наполнения резервуаров жидкостями и материалами, обладающими диэлектрическими свойствами, химически неагрессивными по отношению к стали марки 12Х18Н10Т, фторопласту марки Ф-4 (комплект САУ-М7Е);

- накладные бесконтактные, предназначены для контроля уровней наполнения резервуаров и емкостей различными материалами, в том числе находящимися под давлением, через сплошную стенку сосуда (комплект САУ-М7У).

Датчик верхнего уровня ДВУ

Датчик верхнего уровня ДВУ (рис. 4.92) предназначен для выдачи сигнала на исполнительное (сигнальное) устройство при заполнении резервуара АЗС или нефтебазы топливом до заданного уровня. Поднятие поплавка происходит по мере наполнения резервуара нефтепродуктом. При достижении уровня высоты срабатывания, под действием магнитного поля постоянного магнита замыкаются контакты датчика. Пока уровень нефтепродукта будет превышать критическую высоту, контакт будет замкнут. Все соприкасающиеся детали клапана выполнены из материалов исключающих искрообразование.

Пример обозначения:

ДВУ У1 ТУ 3689-040-10524112-2002,

где У1 - климатическое исполнение.

Табл. 4.52 Технические характеристики ДВУ

Габаритные размеры, мм, не более:	высота Н*	370
	диаметр D	105
Температура окружающего воздуха °С		-60...+50
Вариант установки корпуса датчика		вертикальный
Расстояние от плоскости установки до уровня жидкости, вызывающего срабатывание датчика, мм		250
Масса, кг, не более		2

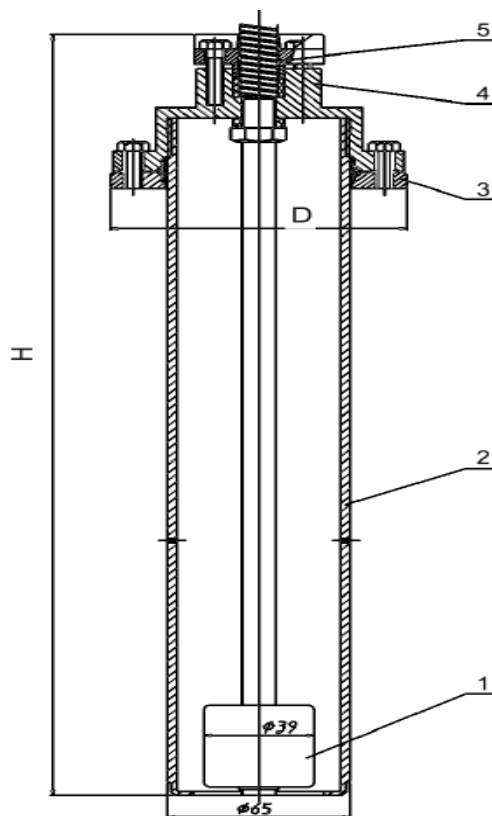


Рис. 4.92 Общий вид датчика ДВУ

1 - поплавок; 2 - корпус; 3 - фланец; 4 - крышка; 5 - металлорукав.

Сигнализатор уровня «ОМЮВ 05 - 2»

Приборы для контроля уровня «ОМЮВ» венгерского производства применяются во всех областях нефтяной промышленности, где необходимо осуществлять товарно - транспортные операции в резервуарном парке и управление производством. Приборы применяются также в качестве аварийного выключателя уровня для предотвращения перелива. Например, следящий прибор для восприятия уровня типа «ОМЮВ-05-2» используется в качестве аварийного выключателя уровня на резервуарах оборудованных плавающими крышами или понтонами. Прибор воспринимает превышение понтоном заданного максимального уровня и обеспечивает возможность блокировки и аварийной сигнализации.

Модель «ОМЮВ 05-2» является основным прибором из семейства «ОМЮВ». Уровнемер типа «ОМЮВ 05-2» имеет чувствительный элемент 1 (рис. 4.93), изготовленный из коррозионностойкой стали и покрытый защитным фторопластовым покрытием, имеющий возможность сдвига в диапазоне 350 мм. В статическом со-

стоянии чувствительный элемент через пружину 2 упирается в конец соединяющей трубки 3. При перемещении плавающей крышки с чувствительным элементом последний поднимает с собой магнитное кольцо 4, которое включает и выключает герметизированные контакты 5, размещенные во внутренней полости соединяющей трубки.

Герконы работают по бистабильному принципу. Его суть заключается в следующем: контакт предварительно прижат с помощью вспомогательного магнита. Под одновременным действием вспомогательного и кольцевого магнита геркон включается и будет включенным до тех пор, пока чувствительный элемент не пойдет в обратном направлении. То есть, например, плавающая крышка, войдя в зону максимального эксплуатационного уровня разлива нефти, включает геркон, а при снижении уровня – размыкает его.

Последовательность работы прибора в аварийном режиме разлива нефти заключается в следующем: после подъема чувствительного элемента на 80-100 мм в течение 15-30 секунд выдается предварительная сигнализация; если этот сигнал не фиксируется, то есть плавающая крышка продолжает подниматься, то после подъема еще на 5 мм прибор выдает постоянный аварийный сигнал.

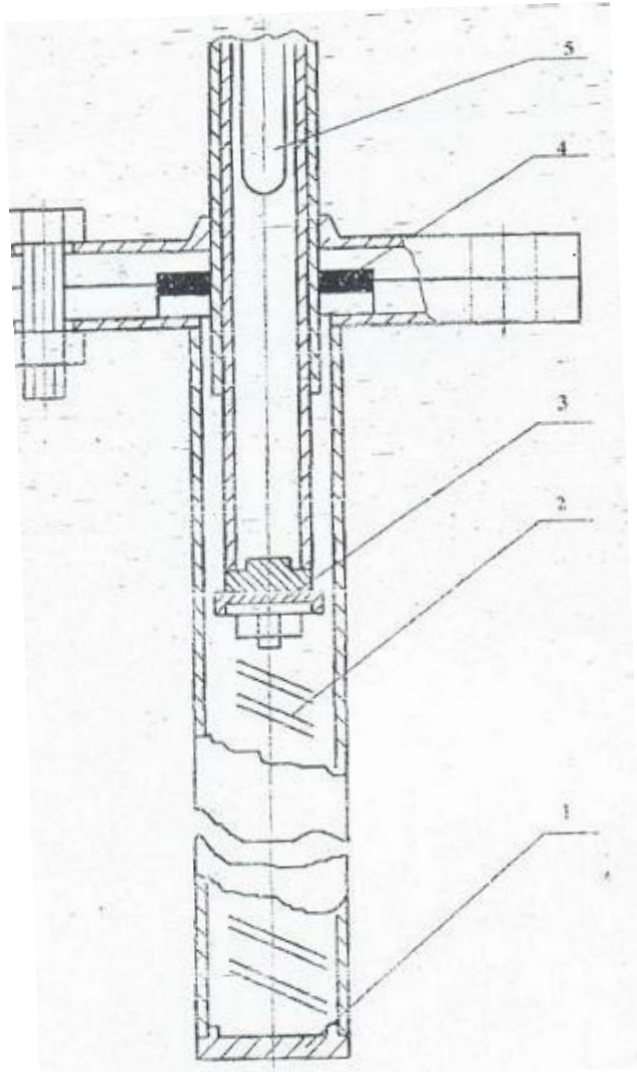


Рис. 4.93 Чувствительный элемент уровнемера «ОМЮВ 05-2»

Многоточечный термометр

Многоточечный термометр измеряет температуру при помощи набора точечных датчиков температуры градуировки Pt 100, размещенных на различной высоте в резервуаре для получения профиля температуры и средней температуры. Число элементов и их расположение по высоте диктуется конструкцией резервуара. Погрешность измерения средней температуры не превышает $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для определения средней температуры продукта используются показания только тех датчиков, которые полностью погружены в продукт. Датчики устанавливаются в металлорукаве, изготавливаемом из нержавеющей стали. Фланец термометра закрепляется на верхней части резервуара, а нижний конец с помощью якоря крепится ко дну резервуара. Многоточечный термометр легко устанавливается, даже если резервуар находится в эксплуатации. В резервуарах под давлением многоточечные датчики устанавливаются в защитных гильзах, так чтобы замена датчиков при обслуживании при ремонте производилась без вывода резервуара из эксплуатации. Многоточечный датчик подключается непосредственно к уровнемеру, если число термоэлементов не превышает 6 и через модуль DAU при большем количестве датчиков. Схема подключения многоточечного датчика температуры показана на рис. 4.94.

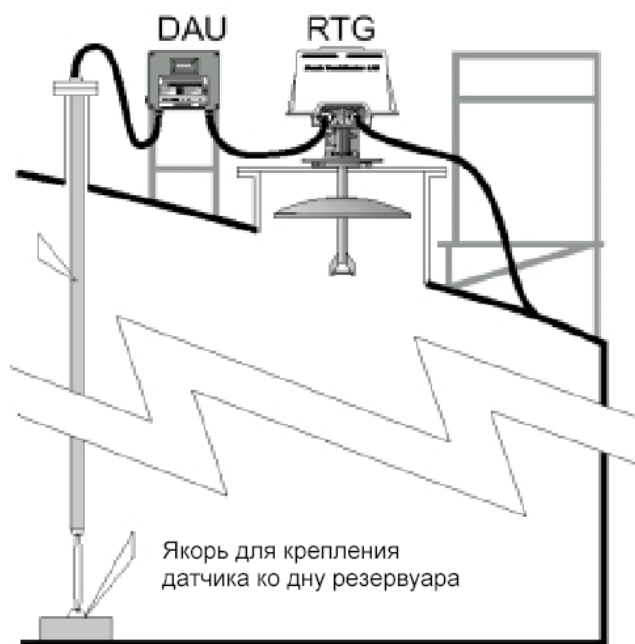


Рис. 4.94 Схема установки многоточечного термометра

Портативные погружные плотномеры DM-230.1 и DM-230.2

Данные приборы (рис. 4.95) предназначены для измерения плотности и температуры нефтепродуктов непосредственно в резервуаре без отбора проб с коммерческой погрешностью в $0,0005\text{ г/см}^3$.

Функциональные возможности приборов:

- быстрое и точное определение плотности нефти и нефтепродуктов без отбора проб для расчета товарной массы и контроля качества;
- измерения светлых и темных продуктов, а также любых других жидкостей с вязкостью до 1200 сП;
- отображение результатов измерения на ЖКИ с подсветкой для работы в темное время суток;

- автоматическое приведение реальной плотности к 15С° и 20С°;

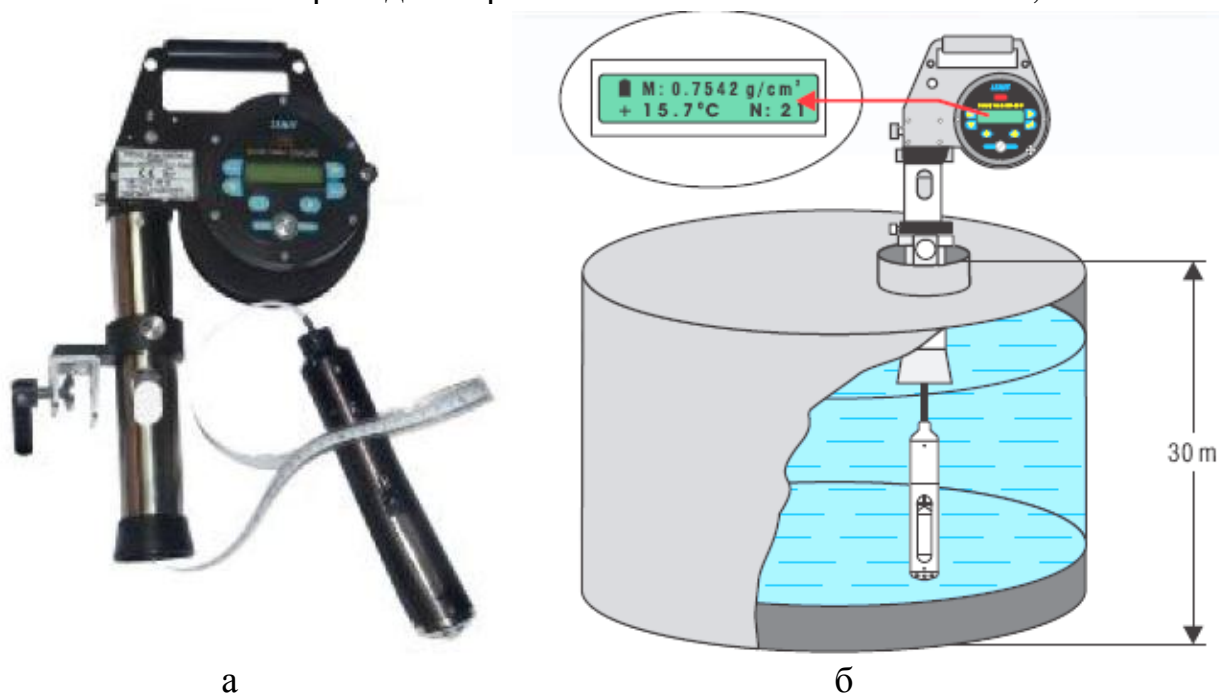


Рис. 4.95 Общий вид портативного погружного плотномера DM-230.1 (а) и схема работы с датчиком (б)

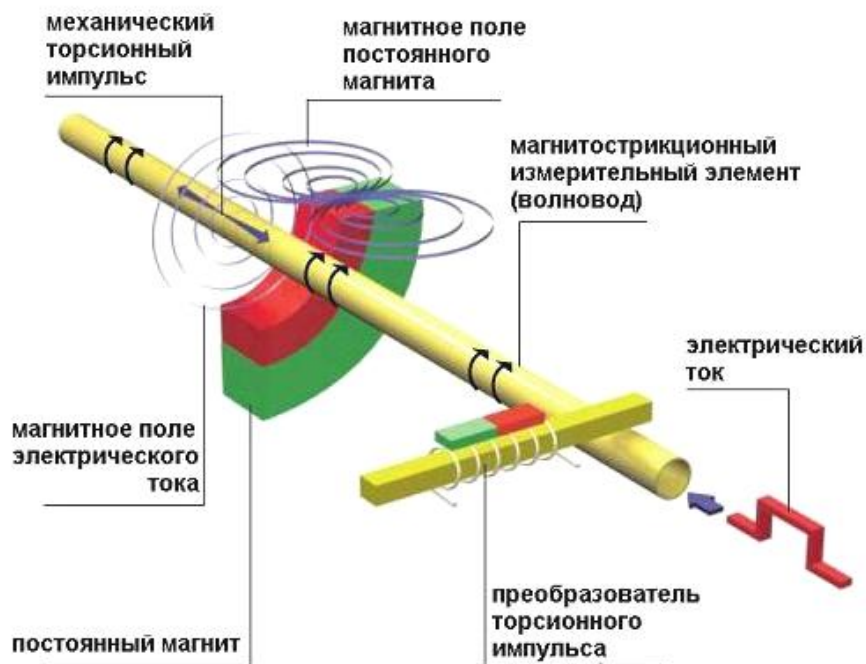
- автоматическая температурная компенсация;
- сохранение до 998 результатов измерений в памяти прибора;
- калибровка пользователем – по дистиллированной воде;
- дистанционная передача данных из памяти прибора на компьютер (или на принтер) по инфракрасному каналу.

Табл. 4.53 Технические характеристики погружных плотномеров серии DM-230

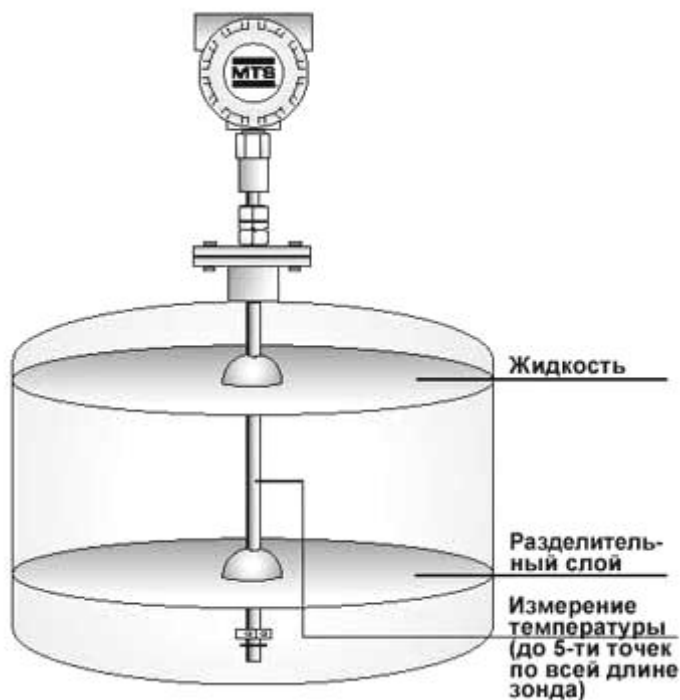
Наименование характеристик и параметров	Значения характеристик и параметров	
	DM-230.1	DM-230.2
Диапазон измерения: • Плотности, г/см ³ (кг/м ³) • Температуры, °С	0.6500..1.1000 или 1.0500 .. 1.5000 (650.0...1100.0 или 1050.0 ... 1500.0) -30...+50 °С	
Абсолютная погрешность измерения • Плотности, г/см ³ (Кг/м ³) • Температуры, °С	± 0.0005 (± 0.5) ±0.3°С или ±0.2°С	
Дискретность отсчета при измерении • Плотности, г/см ³ (кг/м ³) • Температуры, °С	0.0001 (0,1) 0,1	
Глубина погружения датчика, м	до 6	до 30
Питание прибора	Встроенный NiMH аккумулятор с системой	
Время непрерывной работы прибора без подзарядки аккумулятора	не менее 10 часов	
Габаритные размеры прибора, мм	168x85x35	420 x 245 x 140
Масса • прибора, кг • датчика, кг	06 10	около 4

Магнитострикционный датчик уровня „Level Plus“

Зонд состоит из измерительного элемента (волновода), помещенного во внутрь защитной трубы, или металлического гибкого кожуха (шланга), позволяющего погружение в жидкость на глубину до 18 метров (рис. 4.96, а). Сенсорная головка состоит из литого корпуса или корпуса из нержавеющей стали и содержит электронику обработки сигнала. Единственно подвижной частью сенсора является поплавок, свободно перемещающийся вдоль зонда.



а



б

Рис. 4.96 Магнитострикционный датчик уровня:

а – устройство датчика; б – схема расположения датчика в резервуаре

Вдоль всей длины зонда могут устанавливаться датчики температуры.

Поплавок с постоянным магнитом перемещается вместе с уровнем жидкости по трубе скольжения, в которой находится волновод - натянутая проволока из магнитострикционного материала. Периодически генерируемый электроникой датчика токовый импульс передается по волноводу в направлении поплавка, в котором размещен постоянный магнит. В волноводе, в точке пересечения магнитного поля, вызванного токовым импульсом, с магнитным полем поплавок возникает механическая (акустическая) волна, которая движется обратно с константной, ультразвуковой скоростью в направлении измерительной головки датчика. Измеренное время между стартом токового импульса и приходом/возвращением импульса в виде ультразвуковой волны и является точным определением уровня (т.е. расстояния до поплавка).

Значение уровня жидкости регистрируется по всей длине.

Опционально, путем оснащения сенсора несколькими поплавками разной массы, возможно одновременное измерение уровня нескольких слоев жидкости разной плотности (например, вода и бензин) (рис. 4.96, б).

Благодаря отсутствию трущихся частей, датчики совершенно не подвержены механическому износу, чем гарантируется очень надежная и стабильная их работа на протяжении многих лет.

К особенностям этих датчиков относятся низкий коэффициент нелинейности и высокая повторяемость показаний измерения.

Для дистанционного контроля и измерения уровня жидкости датчики „Level Plus“ могут подключаться к персональному компьютеру с помощью последовательного интерфейса. С помощью поставляемого программного обеспечения осуществляется одновременное отображение информации о уровне и температуре жидкости во всех измеряемых точках зонда, а также результаты расчетов объема и других необходимых параметров.

Пробоотборник типа ПСР – 4

Пробоотборник типа ПСР – 4 представляет собой герметизированное устройство, предназначенное для полуавтоматического отбора средних проб нефтепродуктов из вертикальных резервуаров для определения их качества и измерения плотности (рис. 4.97) .

Прибор включает три узла:

- верхний люк;
- пробоотборную колонку с системой клапанов;
- сливные устройства пробы в количестве 150 см³.

Верхний люк пробоотборника расположен на крыше резервуара. Он предназначен для закрепления пробоотборной колонки и сообщения ее с газовым пространством резервуара.

Пробоотборная колонка с системой клапанов размещена внутри резервуара. Узел слива пробы, в котором осуществляется управление операциями отбора и слива, смонтирован на отдельной панели и размещен на наружной стенке резерву-

ара в его нижней части. Для работы пробоотборника давление в резервуаре не должно превышать 0,3 кПа.

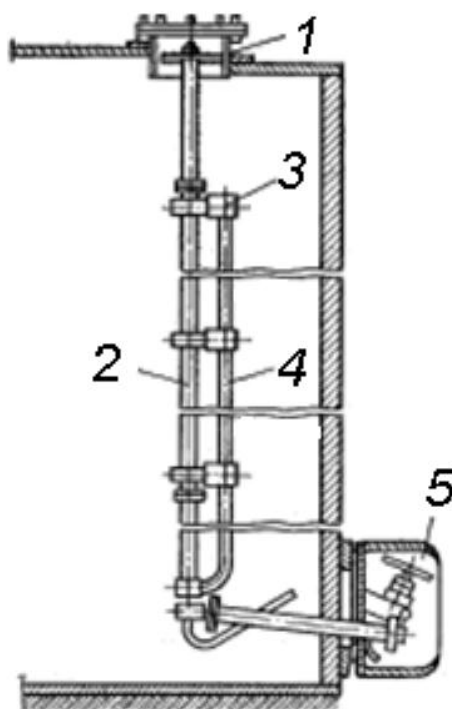


Рис. 4.97 Пробоотборник ПСР-4:

1 – верхний люк; 2 – пробоотборная колонка; 3 – клапанные узлы; 4 – воздушная труба; 5 – узел слива пробы.

ПСР работает следующим образом: проба отбирается и отделяется от остальной массы нефтепродукта пробоотборной колонкой.

Для отбора пробы нефтепродукта ручным насосом в системе создается давление 0,3 МПа. В этот момент открывают все клапаны на секциях пробоотборной колонки и нефтепродукт поступает в колонку (когда распределение нефтепродуктов в резервуаре по плотности станет таким же, как в колонке) давление в системе снижают до атмосферного клапаном сброса давления. В этот момент клапаны закрываются, и столб нефтепродуктов отсекается от основной массы. После этого нажимая на рукоятку клапана слива пробы, нефтепродукты сливают в пробоотборную посуду.

Пробоотборник секционный ПСР

Предназначен для отбора проб по всей высоте наземных резервуаров с нефтепродуктами с нормальным и повышенным давлением.

Пробоотборник ПСР (рис. 4.98) является комплектующим изделием вертикальных цилиндрических резервуаров и устанавливается внутри них.

Применяется при оборудовании нефтебаз предприятий: нефтедобычи, нефтепереработки, энергетики, металлургии и др. отраслей.

Варианты климатических исполнений У, УХЛ и Т категории размещения I по ГОСТ 15150-69.

Срок службы – не менее 9 лет.

Основные технические характеристики пробоотборника ПСР приведены в табл. 4.54.

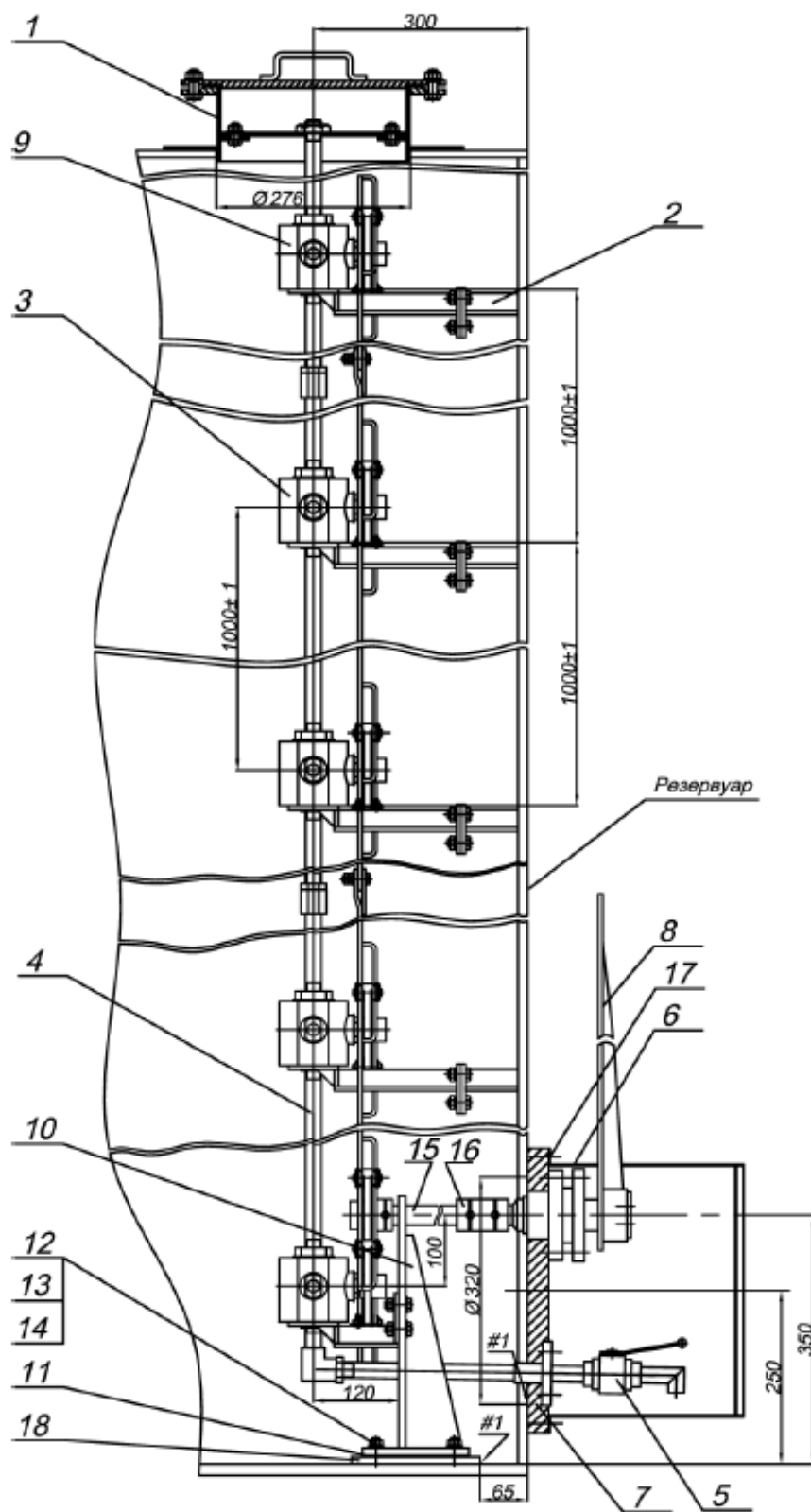


Рис. 4.98 Пробоотборник секционный ПСР

1 - люк световой; 2 - кронштейн; 3 - средняя секция; 4 - нижняя секция; 5 - кран сливной с патрубком; 6 - ограждение; 7 - приемный узел; 8 - узел управления 9 - верхняя секция; 10 - ниж-

ний кронштейн; 11 - компенсатор; 12 - шпилька; 13 - шайба; 14 - гайка; 15 - вал; 16 - муфта; 17 - болт; 18 - основание.

Табл. 4.54 Технические характеристики пробоотборника ПСР

Показатель	Значение
Диаметр условного прохода, мм	15
Объем пробы 1 м пробоотборной колонны, л	0,150+0,005
Время забора образца, мин, не более	5
Максимальная вязкость продукта, сСт	11
Температура продукта, °С	-40...+80
Гидростатическое давление в резервуаре, МПа, не более	0,16
Количество средних секций, шт.	7
Высота резервуара, м	18
Габаритные размеры, мм:	
-длина	710
- ширина	450
- высота	18100
Масса, кг, не более	360

Пробоотборники секционные ПСРП и ПСРП1.

Предназначены для отбора проб по всей высоте наземных резервуаров с нефтепродуктами с нормальным и повышенным давлением.

Пробоотборники ПСРП и ПСРП1 (рис. 4.99) предназначены для резервуаров с понтоном и плавающей крышей и устанавливаются внутри направляющей трубы понтона или плавающей крыши.

Основные технические характеристики пробоотборников ПСРП и ПСРП 1 приведены в табл. 4.55.

Таблица 4.55 Технические характеристики пробоотборников ПСРП и ПСРП 1

Показатель	ПСРП	ПСРП1
Диаметр условного прохода, мм	15	
Объем пробы 1м пробоотборной колонны, л	0,150+0,005	
Время забора образца, мин	5	
Максимальная вязкость продукта, сСт	11	
Температура продукта, °С	-40÷80	
Гидростатическое давление в резервуаре, МПа	0,16	
Количество средних секций, шт.	7	
Высота резервуара, м	18	
Внутренний диаметр направляющей трубы, мм	240	200
Габаритные размеры, мм:		
- длина	1435	
- ширина	450	

- высота	18050
Масса, кг	460

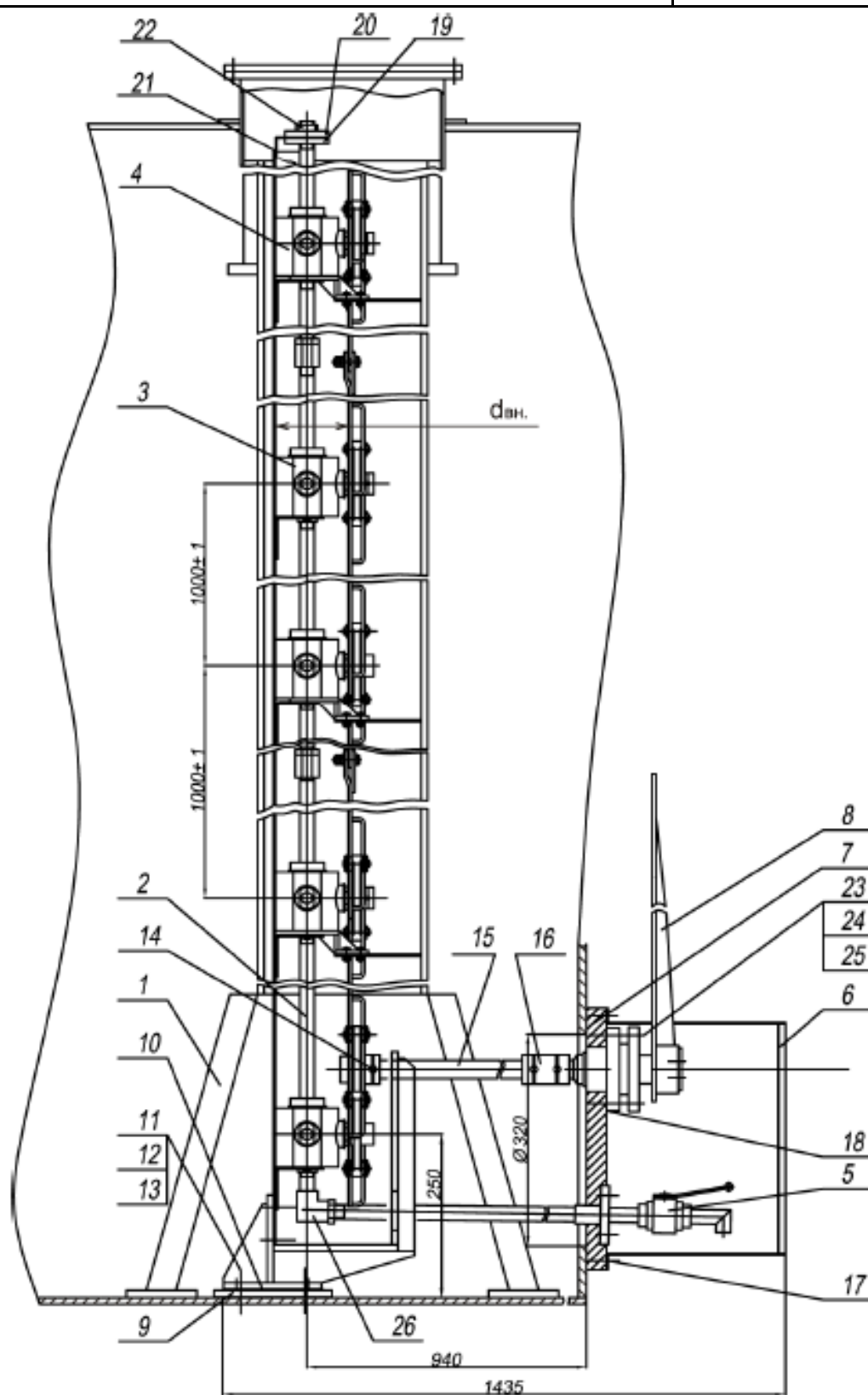


Рис. 4.99 Пробоотборник секционный ПСРП

1 - кронштейн; 2 - нижняя секция; 3 - средняя секция; 4 - верхняя секция; 5 - кран сливной с патрубком; 6 - ограждение; 7 - приемный узел; 8 - узел управления; 9 - основание; 10 - компенсатор; 11 - шпилька; 12 - шайба; 13 - гайка; 14 - штифт; 15 - вал; 16 - муфта; 17 - болт; 18 -

прокладка; 19 - перемычка; 20 - пластина; 21 - угол; 22 - гайка; 23 - шпилька; 24 - гайка; 25 - шайба; 26 - угольник;

Устройство отбора проб нефтепродуктов из резервуара “Экстрим”

Устройство “Экстрим” (рис. 4.100) предназначено для отбора усредненных проб и отдельных проб на каждом уровне по всей высоте наземных резервуаров с защитной стенкой с нефтепродуктами с нормальным повышенным давлением. Устройство является комплектующим изделием вертикальных, цилиндрических резервуаров и устанавливаются внутри резервуара и на внешней стороне стенки резервуара. Устройство изготавливается ЗАО «Нефтегазмаш».

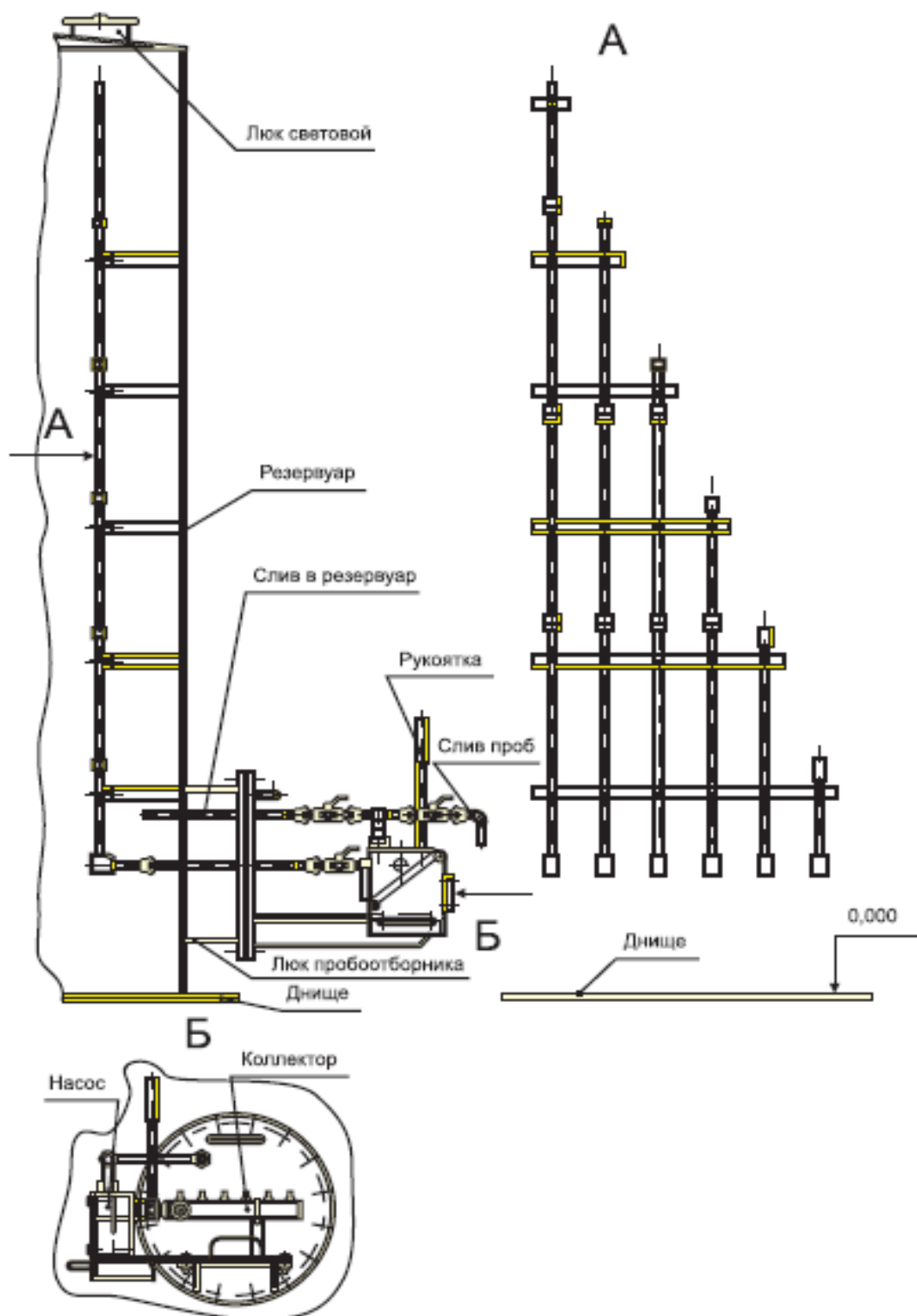


Рис. 4.100 Устройство отбора проб нефтепродуктов из резервуара “Экстрим”

Табл. 4.56 Технические характеристики устройства отбора проб нефтепродуктов из резервуара “Экстрим”

Условный проход, мм		15
Объем пробы 1м пробоотборной колонны, л		0,150+0,005
Время забора пробы, мин., не более		5
Максимальная вязкость продукта, Ст		11
Температура продукта, °С		- 40...+80
Гидростатическое давление в резервуаре МПа, не более		0,16
Количество средних секций, шт., не более		7
Высота резервуара, м, не более		18
Масса, кг, не более	Экстрим	95
	Экстрим - Р	145

Пример обозначения:

Устройства для отбора проб нефтепродуктов - Экстрим

Экстрим Р ТУ 4215-003-79167039-2006

Для резервуаров с понтоном применяется пробоотборник:

Экстрим РП ТУ 4215-004-79167039-2006

Пробоотборник стационарный для послойного отбора проб ПСПР

ПСПРП предназначен для резервуаров с понтоном и плавающей крышей. Пробоотборник производит послойный отбор проб по всей высоте резервуара с нефтепродуктами при нормальном и повышенном давлении.

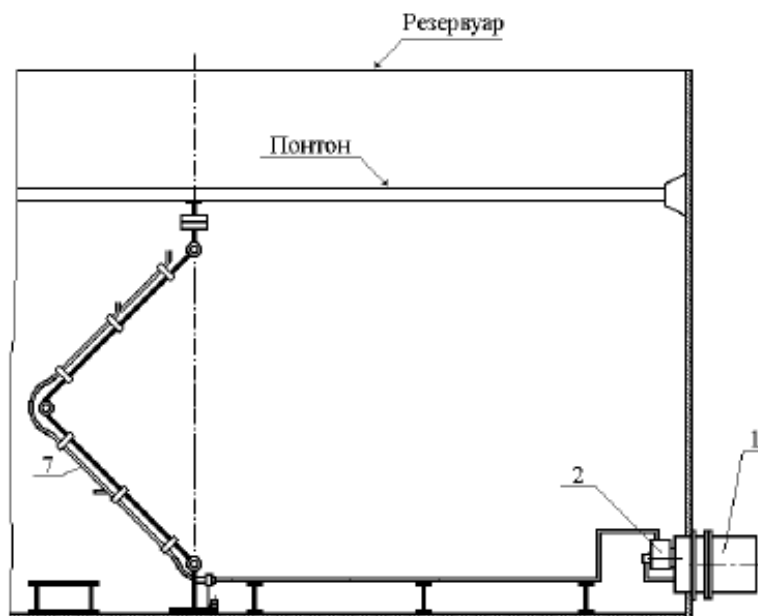


Рис. 4.101 Пробоотборник стационарный для послойного отбора проб ПСПР

Срок службы пробоотборников – не менее 10 лет.

Варианты климатического исполнения – У, УХЛ и Т.

Проба сливается в пробоотборную трубу, а затем поступает в сливной патрубок. Отбор проб производится с предварительным сливом отстоявшегося в трубо-

проводе продукта, с помощью системы прокачки, в резервуар, что исключает потери.

В случае засорения пробоотборной трубы возможно произвести её прочистку путём прокачки продукта с помощью ручного насоса в обратном направлении.

Пробоотборник ПСР-Т

Пробоотборник ПСР-Т (рис. 4.102, а) предназначен для отбора пробы нефтепродукта с трех уровней резервуара, в соответствии с ГОСТ 2517-85 ("Нефть и нефтепродукты", методы отбора проб). Пробоотборник ПСР-Т устанавливается внутри резервуара и снабжен стрелой и поплавком (понтон), который удерживает уровень расположения верхней пробоотборной трубки на глубине не более 250 мм от уровня продукта. Нижняя пробоотборная трубка расположена на расстоянии 250 мм от дна резервуара. Средняя пробоотборная трубка расположена на середине стрелы.

Пример условного обозначения пробоотборника ПСР-Т:

ПСР-ТУ ТУ - 3689-005-72549097-2004

где: ПСР-Т - пробоотборник стационарный для резервуаров; Т - трехуровневый; У - климатическое исполнение.

Недостатки конструкции: данная конструкция может выйти из строя от воздействия завихрений продукта при очистке от донных отложений.

Пробоотборник ПСР-350 для резервуаров с плавающей крышей

Пробоотборник ПСР-350 предназначен для отбора усредненной пробы со всей высоты находящегося в резервуаре продукта. Пробоотборники ПСР-350 устанавливаются внутри резервуара с понтоном или плавающей крышей размещаются внутри направляющей трубы понтона.

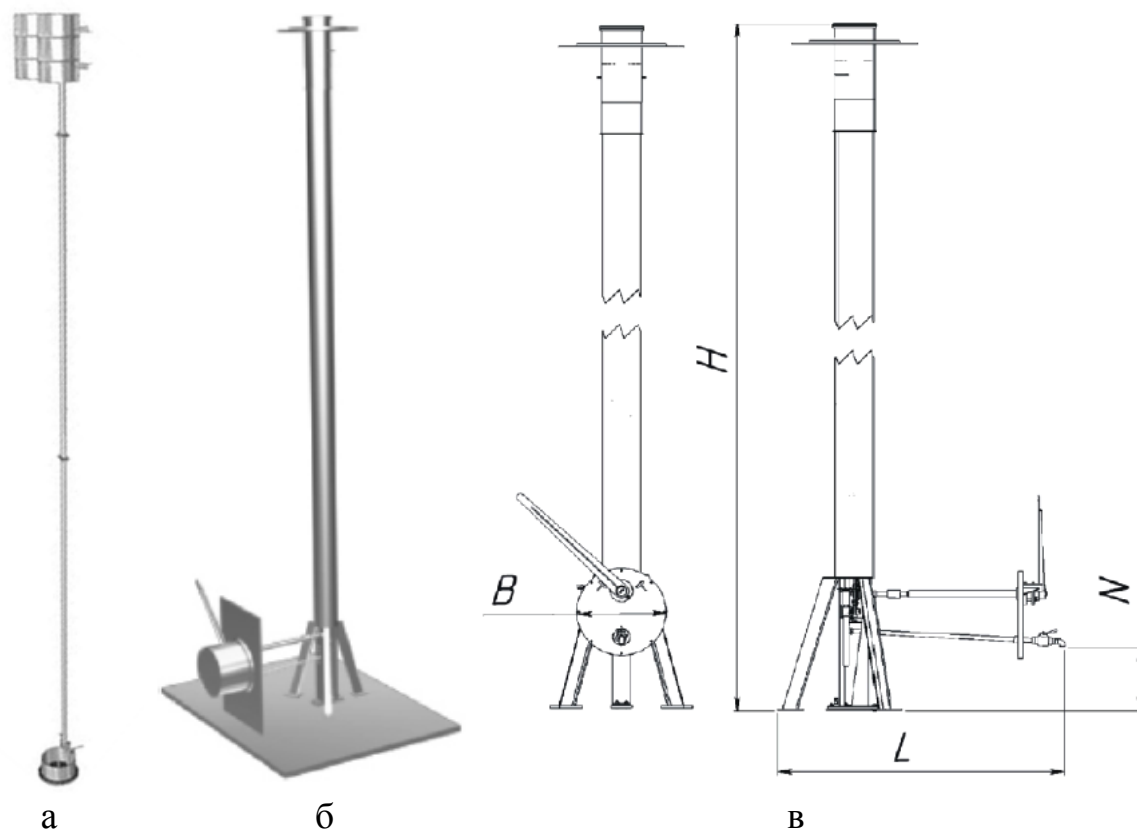


Рис. 4.102 Пробоотборник ПСР-350

а – пробоотборник ПСР-Т; б,в - пробоотборник ПСР-350

Табл. 4.57 Технические характеристики ПСР-350

Наименование параметров		Значение величин параметров							
Обозначение		ПСР-350-17	ПСР-350-15	ПСР-350-13	ПСР-350-11	ПСР-350-9	ПСР-350-7	ПСР-350-5	ПСР-1-350
Условный проход, Ду, мм		18							
Объем пробы 1м пробоотборной колонны, л		0,150±0,005							
Время забора образца, мин, не более		5							
Макс. вязкость продукта, Ст		5							
Температура продукта, °С		от -40 до +80							
Гидростатическое давление в резервуаре, МПа, не более		0,56							
Количество средних секций, шт, не более		7	6	5	4	3	2	1	7
Высота резервуара, м, не более		18	16	14	12	10	8	6	18
Внутренний диаметр направляющей трубы, мм, не более		200							240
Условное расстояние от дна резервуара до сливного патрубка N, мм		350							
Габаритные размеры, мм, не более	Длина, L	1435							
	Ширина, В	450							
	Высота, Н	18100	16100	14100	12100	10100	8100	6100	18050
Масса, кг, не более		360	334	308	282	254	228	202	360

Пробоотборники ПСР-350 имеют ряд преимуществ по сравнению с аналогами:

- Независимо от расстояния направляющей трубы понтона до стенки резервуара, в соответствии с ГОСТ 2517-85, нижнее заборное отверстие находится на уровне 250 мм от дна резервуара.

- Для удобства отбора проб, увеличено расстояние от горловины сливного патрубка до дна резервуара в соответствии с ГОСТ 2517-85.

- Расстояние горловины сливного патрубка до дна резервуара составляет 350 мм.

- Улучшены условия для проведения монтажных работ.

- Снижена металлоёмкость изделия.

- На 35% снижено усилие на рукоятке при отборе проб, что значительно облегчает работу персонала.

Условное обозначение пробоотборника ПСР-350:

ПСР-350У ТУ - 3689-005-72549097-2004

где: ПСР - пробоотборник для отбора усредненной пробы;

350 - условное расстояние от дна резервуара до сливного патрубка;

У - климатическое исполнение.

Пробоотборник ПСР-500 для резервуаров со стационарной крышей

Пробоотборники ПСР-500 предназначены для отбора усредненной пробы со всей высоты находящегося в резервуаре продукта. Пробоотборник ПСР-500 устанавливается внутри резервуара на его стенке.

Пробоотборники ПСР-500 имеют ряд преимуществ по сравнению с аналогами:

- Слив пробы производится на высоте 500 мм, при соблюдении нормы забора пробы с нижнего уровня по ГОСТ 2517-85 (250мм от дна резервуара);
- Изменена конструкция для облегчения монтажа и ремонта.
- Снижена металлоёмкость изделия.
- На 35% снижено усилие на рукоятке при отборе проб, что значительно облегчает работу персонала.

Пробоотборник переносной LS-1

Переносной пробоотборник предназначен для отбора проб с любого уровня или дна резервуара. Предусмотрено автоматическое открывание нижнего клапана. Изготовлен из латуни, днище оцинковано. Вместимость – 1 литр.

Пробоотборник комплектуется пеньковым тросом длиной 50м, диаметром 4мм. Он используется для подвешивания пробоотборника или крепится к клапану.



Рис. 4.103 Пробоотборник ПСР-500



4.7 Оборудование для размыва осадков

Во время эксплуатации на днище резервуаров с нефтью могут скапливаться значительные количества осадков. Донные отложения представляют собой высоковязкую массу различной подвижности в зависимости от содержания парафинистосмолистых веществ, продуктов коррозии, минеральных частиц и подтоварной воды. Вода подтоварного слоя эмульгирована в нефтеостатке. Обводненность нефтеостатков - результат отстоя нефтепродуктов, попадания атмосферных осадков через неплотности люков арматуры, покрытия резервуаров, а также пропаривания резервуаров острым паром для удаления плотных отложений. Образующаяся стойкая эмульсия воды в нефтепродуктах значительно затрудняет удаление остатков из резервуаров, так как примеси воды в количестве 20–25% значительно изменяют вязкость подтоварного слоя. При 60–80% воды осадок практически превращается в малоподвижную массу. Особенно резко повышается вязкость нефтеостатков при понижении температуры. Удаление такого загустевшего нефтеостатка возможно лишь при достаточном подогреве.

Процесс выпадения осадка, хотя и происходит достаточно медленно, но может привести к образованию значительного слоя парафина, затрудняющего дальнейшую эксплуатацию и вызывающего необходимость вывода из эксплуатации и производства работ по его зачистке. Большое количество осадка может мешать опусканию плавающей крыши; осадок может забить сливное устройство, уменьшить полезно используемый объем резервуара.

Способ очистки резервуара определяется, прежде всего, характером, физико-химическими свойствами и количеством нефтеостатка. При организации работ принимаются во внимание конструктивные особенности резервуара, установленный объем предстоящих ремонтных работ и период их проведения (зимний или летний).

Большое влияние на состав нефтеостатков оказывают смешение различных сортов нефтепродуктов, многократные подогревы и длительные сроки эксплуатации резервуаров без периодических очисток, т.е. происходит накопление большого количества осадков, их уплотнение и образование твердой массы.

Резервуары очищают вручную, механизированным, химико-механизированным способами.

Ручной способ (название условное, т.к. способ часто сочетается с использованием средств малой механизации), применяют для очистки резервуаров небольшой емкости. Резервуар сначала пропаривают, затем все поверхности промывают горячей водой (30–50 °С) из брандспойта при давлении 0,2...0,3 МПа. Для подачи воды используют насосы или эжекторы. Промывочную воду вместе с отмытым нефтеостатком откачивают насосом. Твердые остатки и песок убирают лопатами, совками, ведрами и т.д.

Механизированный способ заключается в том, что в резервуары для отмывки осадков подают горячую воду (70–80 °С) под давлением 1...1,2 МПа через специальные моечные машинки-гидромониторы. Струя воды механически разрушает от-

ложения и равномерно омывает всю поверхность, после этого промывочная вода с загрязнениями откачивается насосом на очистные сооружения. К механическим способам очистки относят удаления особо тяжелых мазутных остатков из резервуара бульдозером (в стенке резервуара прорезают специальный проем). Данный способ очистки позволяет значительно сократить время на производство работ, уменьшить объем ручного труда и снизить стоимость работ. Недостатки способа: большой расход энергии на подогрев и перекачивание воды, недостаточное качество очистки поверхности.

Также к механизированным способам очистки относятся устройства предотвращения и размыва осадка (размывочные головки, устройства «Диоген», «Тайфун» и т.д.), которые в основном и применяются в настоящее время.

Химико-механизированный способ очистки осуществляется теми же техническими средствами, что и механизированный способ, но вместо воды используют моющие препараты. Преимущества способа в сравнение с механизированным заключается в повышении качества очистки и сокращении времени работ.

Для размыва донных отложений может быть использована установка УЗР-1, смонтированная на шасси автомобиля КраЗ-256. Метод очистки основан на гидродинамическом воздействии струи воды на малоподвижные отложения. Привод насосов осуществляется от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности. Для размыва отложений служит размывочная автоматическая машинка РАМ-1, представляющая собой гидравлический цилиндр с поршнем. Моющая жидкость под давлением подается по гибкому шлангу на сопло, а часть жидкости отводится на золотник и придает поршню возвратно-поступательное движение. Шток поршня перемещает сопло в горизонтальной плоскости относительно оси машинки для угловых перемещений сопла в вертикальной плоскости служит копирное устройство. Периодическое поворачивание копира позволяет избежать повторения кривой разрыва осадка. В зависимости от характера осадка на машинке можно регулировать различные перемещения сопла. Расход моющей жидкости машинкой РАМ-1 составляет 28...32 м³/ч. Масса машинки 36 кг.

Размывочную машинку через верхний люк опускают в резервуар на раскладывающиеся подвеске, по которой одновременно подают моющую жидкость от насоса. Очистку резервуара емкостью 2000...3000 м³ ведут двумя машинками. Донный остаток откачивается струйным насосом с открытой камерой. Струйный насос (эжектор) состоит из трубы, по которой подводится рабочая жидкость от насоса, основного сопла, дополнительного сопла, приемной камеры и диффузора. Дополнительное сопло, установленное под приемной камерой служит для разрыва крупных кусков остатка. Расход рабочей жидкости струйного насоса составляет 40...45 м³/ч при давлении 1 МПа. При промывке горячей водой ее расход составляет 14...15 т/ч. Установку УЗР-1 обслуживают 2 человека. Очистка резервуара емкостью 5000 м³ длится 51 час.

4.7.1 Оборудование для размыва донных отложений при помощи размывочных головок

Для предотвращения накопления и размыва парафинистого осадка на дне резервуара может использоваться система размыва осадка с использованием размывочных головок. Эта система состоит из насосного агрегата, группы веерных кольцевых сопел, обвязывающих их трубопроводов, задвижки, фильтра, манометра.

Для эффективной работы систем должен быть установлен отдельный насосный агрегат, служащий для поочередного обслуживания всех резервуаров с системами, расположенными в резервуарном парке перекачивающей станции. В некоторых случаях могут использоваться технологические, подпорные или основные насосы самой станции.

Для подачи нефти в сопло обечайка его за счет перепада давления внутри и вне сопла приподнимается, образуя кольцевую щель, через которую нефть распространяется по днищу резервуара в виде кольцевой струи. Скорость истечения нефти через сопло поддерживается постоянной за счет изменения высоты щели в зависимости от расхода нефти. При прекращении подачи нефти в систему «обечайка – сопло» под собственным весом сопло опускается и, выполняя роль хлопушки, изолирует внутреннюю полость резервуара от трубопровода.

Основные параметры системы приведены в табл. 4.58.

Табл. 4.58 Основные параметры системы предотвращения накопления и размыва парафинистого осадка в нефтяных резервуарах (СПВК - 100М)

Показатель	Резервуары			
	РВС-5000 $D_p=22,8$ м	РВС-10000 $D_p=28,5$ м	РВС-20000 $D_p=45,6$ м	РВС-50000 $D_p=60,7$ м
1. Расход нефти через систему, $m^3/ч$	200-500	500-1250	1000-2500	2000-5000
2. Давление закачиваемой нефти, МПа: - при 1 м влива, - при полном вливе.	0,10-0,25 0,20-0,35	0,10-0,25 0,25-0,40	0,15-0,30 0,25-0,40	0,15-0,30
3. Потребляемая мощность, кВт: - при 1 м влива, - при полном вливе.	5-40 15-60	15-40 35-60	15-240 80-320	100-450 180-600
4. Количество размывающих устройств (сопел пригруженных веерных кольцевых типа СПВК-100М), шт	2	5	10	20
5. Рабочая жидкость	Нефть, закачиваемая в резервуар			
6. Скорость истечения нефти из сопел, м/с: - рабочая; - допустимая.	13-24 до 67	13-24 до 46	13-24 до 40	13-24 до 33

В процессе длительного накопления парафинистого осадка наблюдается изменение его структуры и переход рыхлого осадка в уплотненный, время размыва которого в 5-6 раз превышает время взвешивания рыхлого осадка равной высоты.

Поэтому следует всячески стремиться к тому, чтобы не допустить образования уплотненного осадка на дне резервуара.

Возможны два способа размыва и удаления парафинистого осадка: раздельный и совмещенный.

Раздельный способ заключается в последовательном осуществлении операций заполнения резервуара через систему и последующем опорожнении его через прямо-раздаточный патрубок. В этом случае при заполнении резервуара через систему донный осадок взвешивается, а при опорожнении удаляется из резервуара.

Совмещенный способ заключается в одновременном проведении операций заполнения резервуара через систему и опорожнения его через прямо-раздаточный патрубок. В этом случае взвешивание и удаление осадка происходит одновременно.

Выбор того или иного способа размыва (предотвращения накопления) и удаления парафинистого осадка зависит от особенностей проведения технологических операций приема, хранения и откачки нефти из резервуаров. Раздельный способ рекомендуется применять в тех случаях, когда перерыв между операциями приема и откачки не превышает 4-6 часов. Наибольший эффект достигается, когда размыв производится перед каждой откачкой или непосредственно в процессе откачки.

Процесс предотвращения накопления парафинистого осадка осуществляется путем периодического включения системы в работу.

Периодичность включения системы размыва не реже одного раза в месяц при высоте рыхлого осадка не более 10 см.

При соблюдении этого интервала, как правило, в резервуаре уплотненный парафинистый осадок не накапливается.

Наиболее эффективный размыв рыхлого осадка происходит при расходе нефти 150-250 м³/ч на одно сопло. При этом расход на всю систему в зависимости от емкости резервуара определяется по табл. 4.59.

Табл. 4.59 Оптимальный расход нефти через систему размыва (при образовании рыхлого осадка)

Емкость резервуара, м ³	Расход нефти на всю систему, м ³ /ч
5000	300-500
10000	750-1250
20000	1500-2500
50000	3000-5000

Продолжительность размыва рыхлого осадка определяется по графику, показанному на рис. 4.105.

Если по тем или иным причинам в резервуаре все же образовался уплотненный осадок, размыв его осуществляется путем прокачивания нефти через систему в

течение нескольких последовательных циклов заполнения и опорожнения. Наиболее эффективный размыв достигается при расходах, приведенных в табл. 4.60.

Табл. 4.60 - Оптимальный расход нефти через систему размыва (при образовании уплотненного осадка)

Емкость резервуара, м ³	Расход нефти на всю систему, м ³ /ч
5000	400-500
10000	1000-1500
20000	2000-2500
50000	4000-5000

Продолжительность размыва уплотненного осадка определяется по графику, показанному рис. 4.106.

Перед пуском системы в работу необходимо:

- проверить уровень нефти в резервуаре, который должен быть не менее 1 м (минимально допустимый);
- сдренировать подтоварную воду из резервуара;
- проверить техническое состояние резервуара и трубопроводов путем визуального внешнего осмотра.

Контроль за работой осуществляется по манометру, установленному на приемной трубе системы и у насоса, по расходу нефти, замеряемому по счетчику или изменению уровня нефти в резервуаре.

Высоту донного осадка следует определять:

- в резервуарах со стационарной крышей через люки, расположенные в различных точках на перекрытии резервуара: одном, находящемся на горизонтальной оси перекрытия резервуара в противоположной от ППР стороне, и двух люках, размещенных симметрично по другой оси перекрытия резервуара, перпендикулярной к первой;
- в резервуарах с понтоном или плавающей крышей рекомендуется врезка дополнительных патрубков в количестве 4 штук: 3 – по периметру плавающей крыши или понтона, 1 – в центре.

Высоту донного осадка в резервуаре с понтоном можно измерить непосредственно с понтона, спускаясь на него через люк-лаз в III поясе резервуара в противопологазе.

При измерении высоты донного осадка через замерный люк необходимо учесть, что этот люк расположен обычно вблизи приемо-раздаточного патрубка. Высота осадка, замеренная в нем, всегда меньше средней высоты осадка в резервуаре или даже может иметь нулевую величину.

Высоту донного осадка можно определить с помощью стандартного лота с прикрепленной к его нижнему торцу плоской пластинки диаметром 80-90 мм, выполненной из неискрообразующего материала.

Во избежание накопления парафинистого осадка внутри трубы в резервуарах с понтоном или плавающей крышей направляющая не должна доходить до днища на высоту не менее 0,5 м и устанавливается на стойках.

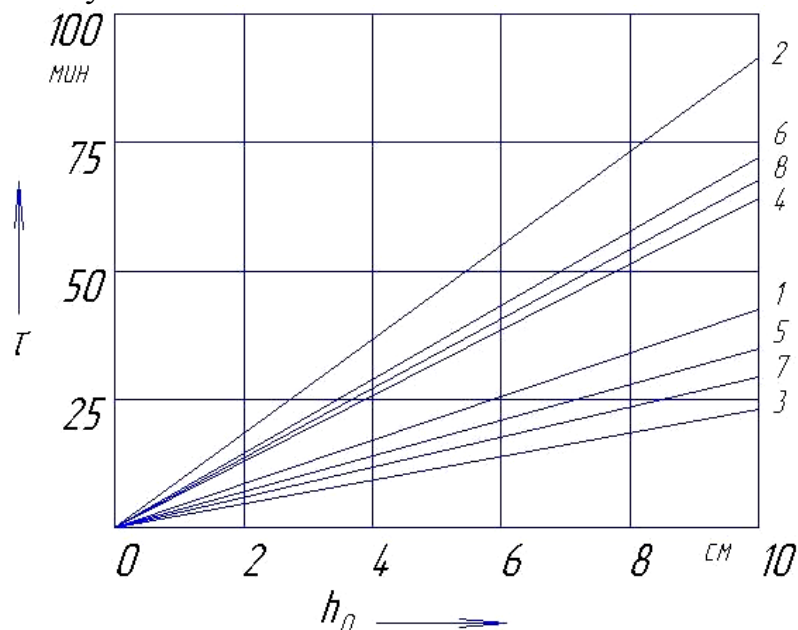


Рис. 4.105 График для определения продолжительности размыва рыхлого осадка

1 - РВС-5000 при расходе 500 м³/ч; 2 - РВС-5000 при расходе 300 м³/ч; 3 - РВС-10000 при расходе 1250 м³/ч; 4 - РВС-10000 при расходе 700 м³/ч; 5 - РВС-20000 при расходе 2500 м³/ч; 6 - РВС-20000 при расходе 1500 м³/ч; 7 - РВС-50000 при расходе 5000 м³/ч; 8 - РВС-50000 при расходе 3000 м³/ч

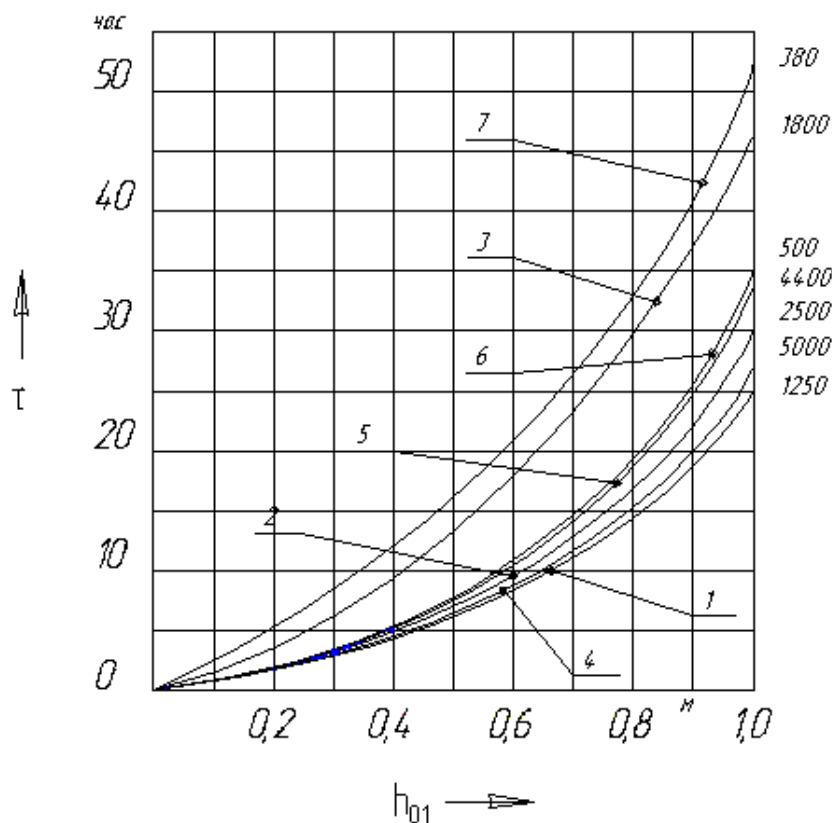


Рис. 4.106 График для определения продолжительности размыва уплотненного осадка

1 - РВС-10000 при расходе 1250 м³/ч; 2 - РВС-20000 при расходе 2500 м³/ч; 3 - РВС-20000 при расходе 1800 м³/ч; 4 - РВС-50000 при расходе 5000 м³/ч; 5 - РВС-50000 при расходе 4400 м³/ч; 6 - РВС-5000 при расходе 500 м³/ч; 7 - РВС-5000 при расходе 380 м³/ч

На рис. 4.107 показан пример схемы системы размыва осадка в резервуаре РВС-50000.

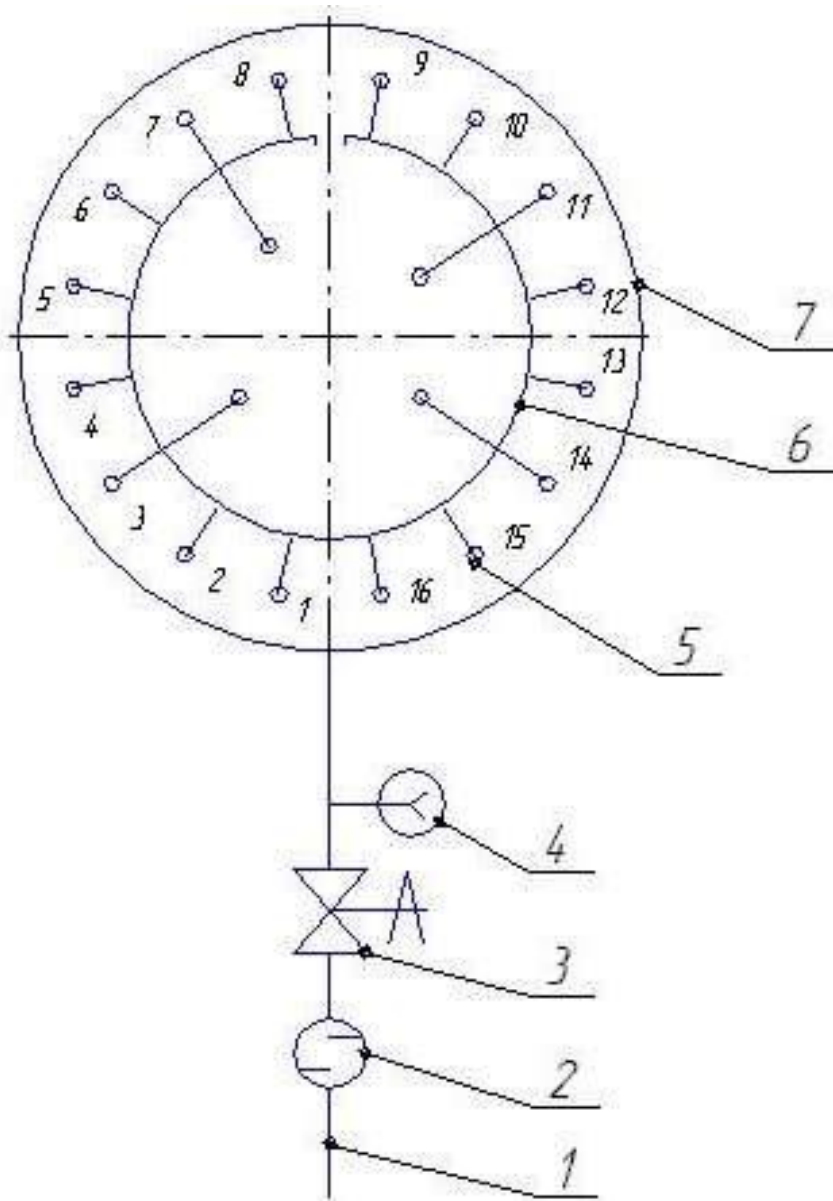


Рис. 4.107 Схема системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в резервуаре РВС-50000:

1-приемный патрубок; 2-фильтр; 3-задвижка; 4-манометр; 5-веерные сопла (1-20); 6-обвязывающие трубопроводы на днище резервуара; 7-резервуар; 1-16 - размывающие головки

Размывочные головки

Для предотвращения выпадения осадков в резервуарах устанавливают специальные устройства - размывочные головки (рис. 4.108). Нефть и нефтепродукты, выходя из головки в виде веерной струи радиусом 10-11 м, смывает с дна резервуара осадок, содержащий парафин, минеральные соли, механические примеси и другие отложения. Продукт можно подавать к размывающим головкам по специ-

ально замкнутому циклу. Давление продукта для размыва осадка должно быть не менее 0,2 МПа. Величина щели веерного сопла определяется расчетом в зависимости от количества нефти, подаваемой в резервуар.

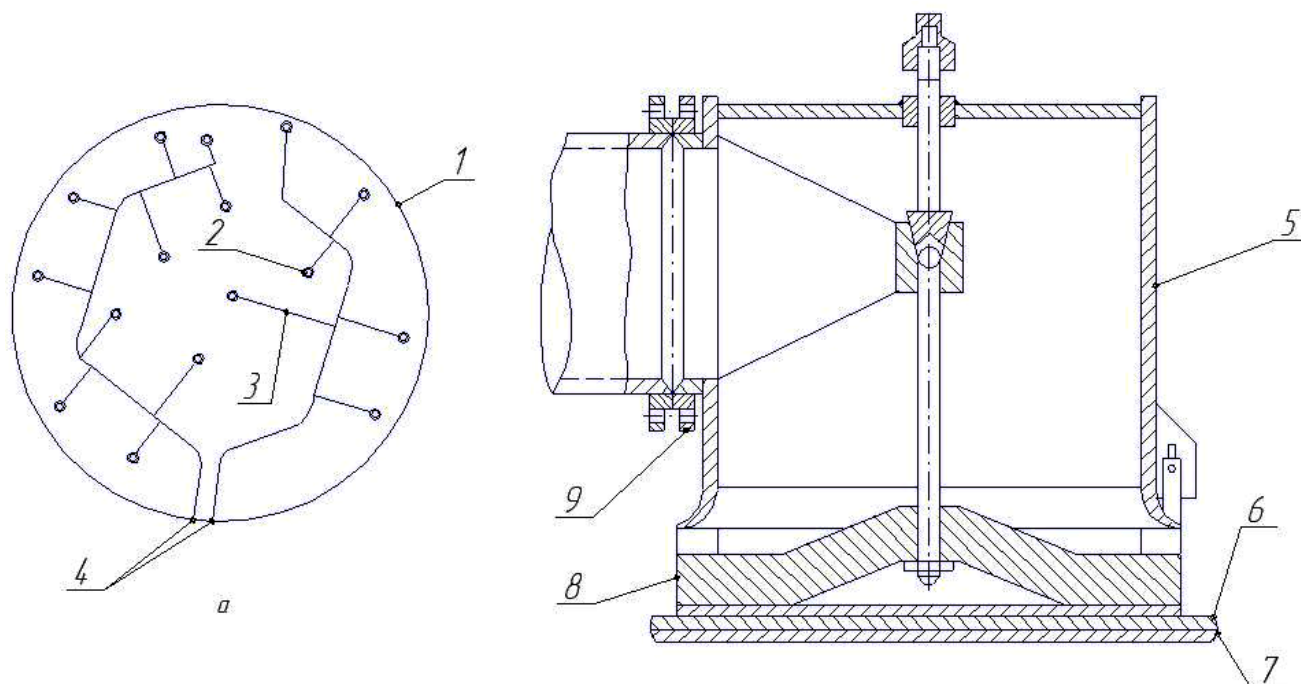


Рис. 4.108 Схема размещения и конструкция размывочной головки:

1 – стенка корпуса резервуара; 2 – размывочная головка; 3 – опора скользящая; 4 – приемораздаточный патрубок; 5 – корпус головки; 6 – днище резервуара; 7 – накладка; 8 – выходное отверстие; 9 – фланец

4.7.2 Оборудование для размыва донных отложений при помощи винтовых устройств

В процессе эксплуатации описанных выше гидравлических систем размыва донных отложений выяснилось, что их эффективность недостаточна. Это объясняется тем, что струи неподвижны и их длина мала, вследствие чего размываются только небольшие участки, границы которых не перекрывают друг друга. Со временем трубопроводы системы разрушаются, подвижные части сопел засоряются, теряют подвижность, снижая эффективность размыва. Накопившиеся осадки, как правило, удаляют вручную при капитальном ремонте резервуара, на что уходит 1-2 месяца в зависимости от размера резервуара. Проведение работ внутри резервуара опасно, трудоемко и требует значительных материальных затрат. Возникают также проблемы с утилизацией осадков, удаленных из резервуара.

В конце 80-х годов начал применяться другой способ размыва донных отложений, который заключался в том, что весь объем нефти внутри резервуара приводился в интенсивное движение с помощью специальных устройств путем формирования направленного потока нефти, меняющего свое направление. Под его действием происходил размыв накопившихся осадков и их гомогенизация в объеме нефти, которая откачивалась в это время из резервуара в магистральный нефтепро-

вод. При этом осадки перемешиваются и растворяются в нефти, не ухудшая ее товарных свойств, и транспортируются потребителям, принося ощутимую выгоду за счет исключения технологических потерь тяжелых фракций нефти.

В этих устройствах струя нефти создается с помощью специального винта. В зависимости от его конструкции получают короткую расширяющуюся струю с большой опорной площадью и малой скоростью или длинную узконаправленную струю малого поперечного сечения с большой скоростью потока. Эффективность разрушения осадков зависит от скорости, длины и зоны досягаемости струи нефти.

Все известные устройства размыва (миксеры, мешалки) можно разделить по принципу действия на две группы. Одни создают интенсивное перемешивание всего объема нефти, предотвращая образование осадков и обеспечивая гомогенизацию всего объема жидкости, другие создают длинную затопленную узконаправленную струю, размывающую небольшие площади осадков в месте их соприкосновения со струей.

Пропеллеры (винты) устройств первой группы позволяют получить широкую короткую струю, приводящую в турбулентное движение весь объем нефти. Такие устройства в основном предназначены для предотвращения образования донных отложений в процессе эксплуатации резервуара, но в силу малой длины струи они не эффективны при размыве донных отложений на всей площади днища. Эти устройства не имеют автоматического привода, поэтому через назначенные промежутки времени (2-3 ч) необходимо вручную переставлять их в другое положение и вновь запускать в работу. Жесткая угловая ориентация этих устройств обеспечивает только ступенчатый размыв донных отложений, причем зоны досягаемости струи могут не перекрывать друг друга, оставляя не размытые участки.

Пропеллеры других устройств создают длинную затопленную струю, имеющую малое поперечное сечение и размывающую небольшой участок осадков в направлении ее движения. Такая струя в меньшей степени перемешивает весь объем нефти, но если ей придать сканирующее движение по днищу резервуара в горизонтальной плоскости, то в зону размыва попадает практически вся площадь днища резервуара РВС-20000 и резервуаров меньшей вместимости. В процессе испытаний и эксплуатации замечено, что в положениях, когда ось вала с винтом приближается к параллельному с касательной к образующей резервуара, начинается интенсивное закручивание и перемешивание нефти. Такие устройства способны размыть донные отложения, накопленные за годы и превратившиеся в плотную трудноразделяемую массу. Если струе придать медленное (до 6 угловых градуса в час) движение, то меняющийся направление поток нефти способен обеспечить интенсивное перемешивание всей массы нефти в резервуаре, т.е. предотвратить дальнейшее образование донных отложений. Эти устройства имеют автоматический привод возвратного углового перемещения вала и могут работать непрерывно в течение нескольких суток, автоматически перемещая затопленную струю по всей поверхности днища резервуара и обеспечивая эффективное перемешивание и размыв донных отложений. Большая эффективность размыва и удаления донных отложений достигается только при работающем устройстве с одновременной откачкой нефти со взвешенными в ней частицами из резервуара. При остановке устройства размыва и последующей

откачке нефти поднятые взвеси быстро оседают на дно, и эффективное удаление взвешенных осадков происходит только в зоне, прилегающей к трубопроводу.

Технологический процесс по размыву и удалению донных отложений из резервуаров включает следующие операции:

- откачка нефти из резервуара ниже уровня люка-лаза;
- монтаж пропеллерной мешалки на крышке люка-лаза;
- заполнение резервуара нефтью до уровня не ниже 3 м;
- размыв донных отложений;
- откачка в магистральный нефтепровод размытых и гомогенизированных в нефти донных отложений;
- контроль процесса размыва.

При размыве донных отложений контролируются:

- высота и объем размываемых донных осадков, динамика их изменения;
- уровень нефти в резервуаре;
- технические параметры пропеллерных мешалок в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

При подготовке резервуаров типа РВС к размыву и удалению донных отложений должны выполняться требования безопасности, изложенные в Правилах технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз (РД 153-39.4-078-01), а также дополнительные меры пожарной безопасности, включенные в проект производства работ.

Так как технологический процесс размыва и удаления донных отложений из нефтяных резервуаров типа РВС экологически чист (размытый донный осадок откачивается вместе с нефтью в магистральный нефтепровод), дополнительных мер по охране окружающей среды не требуется.

Резервуары различного производства, эксплуатируемые в Германии, США, Канаде и других странах, оснащены стационарными устройствами размыва, которые периодически включаются в работу. Из сравнительных технико-экономических показателей отечественных и зарубежных аналогов устройств размыва донных отложений в резервуарах с нефтью (табл. 4.61) видно, что отечественное устройство «Диоген-700» не уступает лучшим зарубежным аналогам, а его применение наиболее выгодно по стоимости.

4.7.2.1 Устройство размыва донных отложений «Диоген»

Система предотвращения образования и удаления донных отложений из вертикального стального резервуара РВС-5000 представляет собой комплекс оборудования, предназначенного для размыва донных парафинистых осадков нефти в заполненном нефтью резервуаре и откачки полученной суспензии после размыва осадка в магистральный нефтепровод.

Основным элементом системы размыва донных отложений в резервуаре является устройство для размыва донных отложений «Диоген - 500», устанавливаемое на крышке люк-лаза овальной формы размером 600х900 мм на первом поясе стенки резервуара. Устройство размыва обеспечивает:

- размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре подвижной струёй нефти, формируемой пропеллером устройства «Диоген»;

Табл. 4.61 Сравнение технико-экономических показателей отечественных и зарубежных аналогов устройств размыва донных отложений в резервуарах с нефтью

Показатель	Модель устройства, фирма-изготовитель				
	Prematechnic 77S20 Prematechnic CmbH (Германия)	Jensen 620VA 25/29 Jensen mixer inc. (США)	Plenty 28P-8TM25 Plenty mixer CmbH (США)	НХ 63.00.000, «КБ им. академика В.П. Макеева» (Россия)	«Диоген-700», ОАО «Центр-сибнефтепровод» (Россия)
1	2	3	4	5	6
Диаметр пропеллера, мм	660	730	700	600	700
Мощность электродвигателя, кВт	20	18,5	18.5	22	18,5
Привод поворота	Ручной	Автоматический, непрерывный	Автоматический, непрерывный	Ручной/дискретный через 10°	Автоматический, непрерывный
Допускаемые протечки через торцовое уплотнение, см ³ /ч	Нет	Нет	Нет	50	Нет
Способ размыва	Перемешивание объема нефти в фиксированных направлениях	Сканирующая по всей поверхности днища затопленная широкая, короткая струя	Сканирующая по всей поверхности днища затопленная направленная длинная струя	Перемешивание объема нефти в шести фиксированных направлениях	Сканирующая по всей поверхности днища затопленная направленная струя длиной 45м
Назначение устройства	Предотвращение выпадения осадков, гомогенизация продуктов в резервуаре	Предотвращение выпадения осадков, гомогенизация продуктов в резервуаре	Размыв накопленных осадков, предотвращение их выпадения, гомогенизация продуктов в резервуаре	Предотвращение выпадения осадков, гомогенизация продуктов в резервуаре	Размыв накопленных осадков, предотвращение их выпадения, гомогенизация продуктов в резервуаре
Способ управления процессом размыва	Местный, ручной с остановкой для смены положения	Дистанционный, автоматический, непрерывный	Дистанционный, автоматический, непрерывный	Местный, ручной с остановкой для смены положения	Дистанционный, автоматический, непрерывный

	устройства			устройства	
--	------------	--	--	------------	--

Продолжение табл. 4.61

1	2	3	4	5	6
Сертификат соответствия. Разрешение Ростехнадзора на применение и изготовление	Нет данных, Разрешение Ростехнадзора не выдавалось	№иА1.012.052 64.96 УкрСЕПРО (Украина) Сертификат и разрешение Ростехнадзора не выдавались	Нет данных. Разрешение Ростехнадзора не выдавалось	Нет сертификата. Разрешение Ростехнадзора не выдавалось	РОССШ.Н001. ВООО 53 №35 15939 от 20 11 00 г (Россия) Разрешение Ростехнадзора на применение и изготовление выдано
Количество устройств, необходимых для размыва одного РВС-20000	2	2	1	2	1

- автоматическое изменение направления струи нефти в горизонтальной плоскости за счет встроенного привода поворота вала пропеллера;
- создание кругового вращения всей массы нефти, хранимой в резервуаре, при работе изделия в крайних угловых положениях вала пропеллера;
- запуск в работу и установку от местного поста управления или дистанционного центрального пункта оператора нефтеперекачивающей станции.

Устройства размыва осадка «Диоген - 500» состоит из взрывозащищенного асинхронного электродвигателя, плоскозубчатой ременной передачей, торцевого уплотнения, сферического уплотнения, привода вала на опорах качения, шарнирного узла автоматического привода поворота, пропеллера, электросилового и управляющего оборудования.

Общий вид устройства для размыва «Диоген» представлен на рис. 4.109, «Диоген-500» на рис. 4.110.

Устройство размыва донных отложений предназначено для эксплуатации во взрывоопасных зонах класса В-1г (наружная установка), в которых возможно образование пара и газовоздушных смесей категорий ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3 по ПУЭ.

Основные параметры и технические характеристики

1. Вид привода в изделиях:

- главный привод - электромеханический, на базе асинхронного взрывозащищенного электродвигателя и плоскозубчатой ременной передачи;
- автоматический привод поворота - электромеханический на базе асинхронного взрывозащищенного электродвигателя, плоскозубчатой ременной передачи и редуктора с промежуточными телами качения.

2. Порядок включения каждого привода - одновременный.

3. Режим работы изделий - продолжительный S1 с временем непрерывной работы не менее 20 часов.

4. Рабочее положение изделий в пространстве - вертикальная ось поворотного шарнира изделий параллельна вертикальной оси резервуара.

Основные технические характеристики отдельных составных частей установки «Диоген» представлены в табл. 4.62.

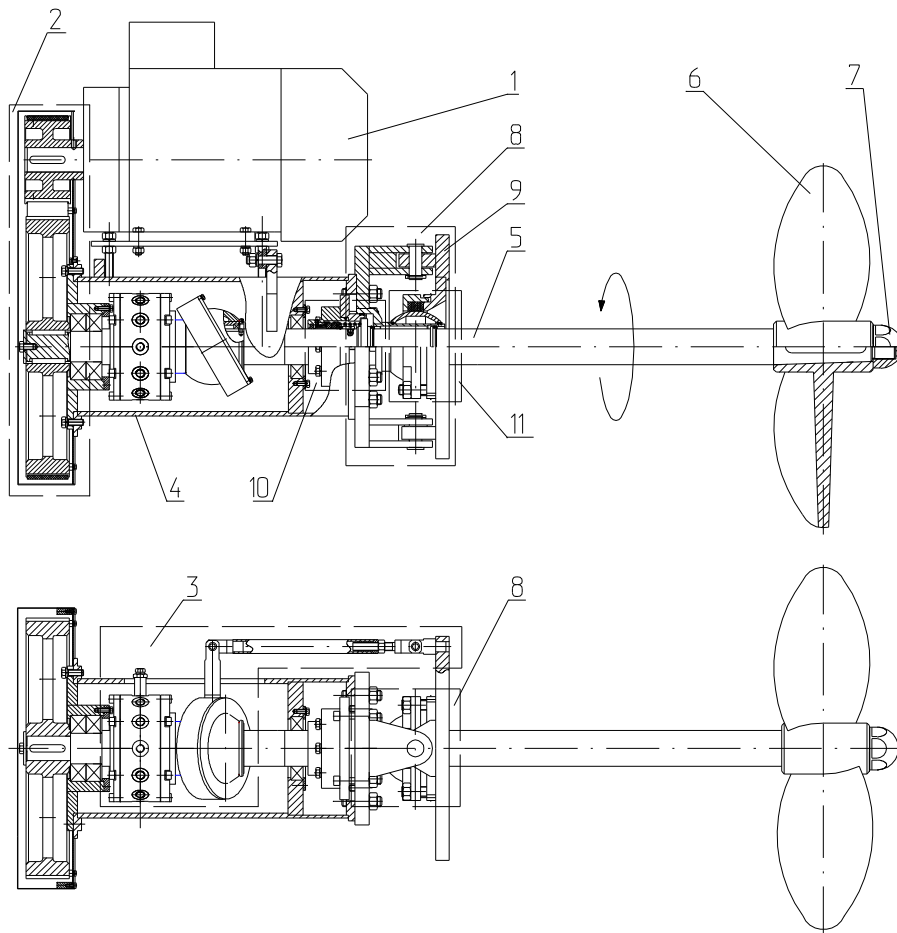


Рис. 4.109 Общий вид устройства «Диоген»

1 - Взрывозащищенный асинхронный электродвигатель; 2 - плоскозубчатая ременная передача; 3 - автоматический привод поворота; 4 - корпус; 5 - вал; 6 - пропеллер; 7 - обтекатель; 8 - шарнирный узел; 9 - фланец присоединительный; 10 - торцовое уплотнение; 11 - сферическое уплотнение

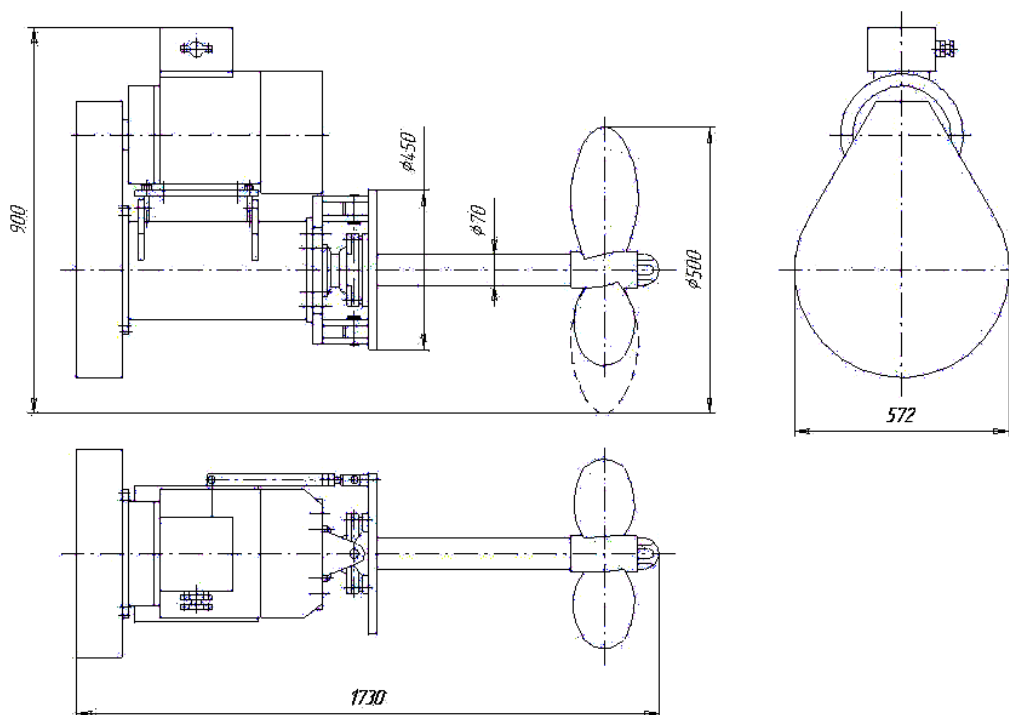


Рис. 4.110 Устройство размыва осадка «Диоген-500»

Табл. 4.62 Основные технические характеристики устройств для размыва донных отложений "Диоген"

Показатель	«Диоген-500»	«Диоген-700»
Осевой напор струи нефти создаваемый пропеллером мешалки, кг	300	420
Мощность взрывозащищенного электродвигателя, л.с. (кВт)	20(15)	25(18.5)
Скорость вращения вала электродвигателя, об/мин	1380	
Скорость вращения пропеллера, об/мин	690	460
Максимальный диаметр пропеллера, мм	490	700
Шаг пропеллера, мм	560	580
Число лопастей пропеллера, шт	4	3
Передаточное число волнового редуктора привода поворота	279 841	
К.П.Д. механического редуктора	0,8	
Тип смазки подшипниковых и редукторных узлов	консистентная	
Время непрерывной работы устройства, час, не менее	20	
Ориентировочный вес пропеллера, кг	32	38
Максимальное давление нефти со стороны резервуара удерживаемое уплотнительными узлами устройства, МПа, не менее	0,22	
Габаритные размеры устройства, мм	1800x500x900	1800x700x1000
Вес устройства, кг	360	400
Класс вибрации по ГОСТ 16921-83	2,8	
Средняя наработка на отказ, час, не менее	1000	
Назначенный ресурс работы устройства, час, не менее	10000	
Назначенный срок службы устройства, лет, не менее	15	

Монтаж устройства размыва «Диоген»

Монтаж устройства размыва «Диоген-500» выполняется в строгом соответствии с требованиями эксплуатационной документацией на изделие.

Выполнение монтажных работ как правило предусматривается проектом в период вывода резервуара на капитальный ремонт.

Монтаж устройства производится на крышке овального люка-лаза резервуара, установленного на первом поясе стенки резервуара.

Перед монтажом изделия необходимо произвести подготовку резервуара, для чего:

- полностью откачать нефть и вывести резервуар из работы;
- снять крышку с люк-лаза и, при необходимости, освободить от донного отложения пространство достаточное для нормальной работы изделия. Размер свободной зоны должен быть не менее 1,5 метра по радиусу от центра крышки люк-лаза;
- произвести разметку и доработку крышки люк-лаза в соответствии с рекомендациями технического описания и инструкции по эксплуатации устройства размыва «Диоген-500»;
- в крышке люк-лаза приварить монтажный фланец (из комплекта ЗИП изделия), обеспечив соосность с отверстием в крышке под вала пропеллера изделия;
- провести прокладку силовых и управляющих электрических цепей согласно схемы электрической принципиальной «Диоген-500» и электротехнической части проекта.

Подвод силового электрического питания к электродвигателю изделия должен быть выполнен гибким кабелем типа КГ-ХЛ, обеспечивающим качание электродвигателя в горизонтальной плоскости в пределах $\pm 30^0$ относительно вертикальной оси шарнирного узла в течение всего срока службы изделия.

Монтаж изделия проводят в следующем порядке:

- отвернуть обтекатель и демонтировать пропеллер с вала изделия;
- установить крышку люк-лаза с монтажным фланцем и уплотнительную прокладку на присоединительный фланец изделия и закрепить двумя полукольцами. Уплотнительную прокладку, полукольца и комплект крепежных элементов применять из комплекта ЗИП изделия;
- смонтировать пропеллер и обтекатель на вал изделия;

Установить изделие вместе с крышкой на резервуар и закрепить крышку люк-лаза, обеспечив герметичность в соответствии с требованиями «Правил устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» ПБ 03-381-00.

Устройства «Диоген-500» устанавливаются в люк-лаз овальной формы размером 600×900 мм без демонтажа пропеллера.

- подключить к электродвигателю устройство силовой кабель с обеспечением требований взрывозащиты и возможности качания электродвигателя в горизонтальной плоскости в пределах ± 30 угл.град. относительно вертикальной оси шарнирного узла;

- подключить внешний контур заземления к зажиму на корпусе электродвигателя;

- произвести кратковременный пуск изделия в работу с местного поста управления или с центрального пульта оператора и сравнить направление вращения пропеллера с маркировкой на кожухе плоскозубчатой временной передачей. При необходимости, изменить направление вращения пропеллера, сменив очередность подключения фаз питающей сети к электродвигателю.

Пробный пуск изделия в работу проводят в следующем порядке:

- ввести резервуар в работу и заполнить нефтью. Минимальная высота нефти в резервуаре при включении или работе изделия должна быть не менее 3 м;

- в процессе заполнения резервуара нефтью визуально контролировать герметичность фланцевых соединений, торцевого и сферического уплотнения изделия по отсутствию протечек нефти;

- включить изделие в работу и проконтролировать выход изделия на нормальный режим работы по потребляемому току электродвигателем (не более 36А);

- измерить уровень вибрации на крышке люк-лаза резервуара при работе изделия по трем взаимно-перпендикулярным направлениям (не более 2,8 мм/сек). Измерение проводить вибратором СК-100;

- после 1...2 часов нормального режима работы изделие отключить и сообщить начальнику НПС и диспетчеру НПС о готовности изделия для ввода в эксплуатацию.

Режим работы изделия в процессе эксплуатации выбирается в соответствии с рекомендациями РД 153-39.4-057-00 - «Технология проведения работ по предотвращению образования и удаления из резервуаров донных отложений».

Принцип работы устройства по размыву донных отложений

Принцип работы устройства заключается в образовании процесса перемешивания направленной струей хранимого продукта (нефти), при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти.

Этот процесс достигается двумя факторами при работе устройства:

- за счет непосредственного перемешивания нефти при работе пропеллера создаваемого направленной струей нефти;

- за счет кругового вращения всей массы хранимого продукта в резервуаре при работе мешалки в крайних угловых положениях.

Автоматический привод поворота обеспечивает качание устройства «Диоген» в горизонтальной плоскости в пределах угла равного 60 угл.град.

Время прохождения устройства «Диоген-500» от одного крайнего положения до другого составляет около 5 часов. Данный режим работы создает наиболее эффективный процесс размыва скопившихся отложений в нефтяных резервуарах.

Работа автоматического привода поворота устройства «Диоген» обеспечивается одним и тем же электроприводом, что и вращение пропеллера.

Управление работой устройства размыва предусматривается с операторной.

Эксплуатация системы предотвращения образования и удаления донных отложений (на примере РВС-5000).

Операция технологического процесса по размыву и удалению донных отложений из резервуара с нефтью заключается в разрушении уплотненных донных осадков подвижной затопленной струей нефти, формирующейся устройством «Диоген» и откачки (удалении) в магистральный нефтепровод размывтых и диспергированных донных отложений в смеси с нефтью.

Продолжительность по времени операция размыва накопившихся сильно уплотненных осадков зависит от высоты слоя осадков, их физико-химических свойств (вязкости, плотности и т.д.), температуры нефти, емкости резервуара.

Во время выполнения операции размыва накопившихся сильно уплотненных донных осадков с помощью устройств «Диоген» резервуар, по согласованию с диспетчером, должен быть выведен из работы с возможностью дальнейшей откачки.

Операция по размыву и удалению донных отложений в резервуаре начинается с момента включения в работу устройства «Диоген» оператором НПС по согласованию с НУ.

Во время выполнения операции размыва накопившихся сильно уплотненных донных отложений взлив нефти в РВС необходимо выдерживать на уровне 4 метров. Произвести размыв донных отложений в течение 10 часов с последующей откачкой нефти из резервуара при работающем устройстве «Диоген» до уровня 2,6 метра.

При достижении данного уровня нефти в РВС-5000 устройство «Диоген» необходимо включить и продолжить раскачку резервуара подпорным насосом нефтенасосной ТОН-2 до минимального допустимого уровня в соответствии с технологической картой на данный резервуар.

В период времени работы устройства «Диоген», при откачке резервуара до его остановки, формируемая затопленная струя нефти должна быть направлена в противоположенную (по возможности) сторону от приемо-раздаточного патрубка с целью исключения встречных потоков нефти, снижающих эффективность процесса удаления донных отложений из резервуара.

Запрещается раскачивать резервуар методом перелива нефти в другой резервуар.

Замеры уровней донных отложений в резервуаре производить после окончания откачки нефти с оформлением записей в оперативном журнале.

Периодичность включений устройств «Диоген» продолжать до полного размыва накопившихся осадков с соблюдением последовательности операций наполнения, размыва и откачки нефти из резервуара.

По условиям предупреждения образования статического электричества при работе устройства «Диоген» в РВС должно быть не менее 4 метров нефти. Поэто-

му заполнение резервуара нефтью и постоянный контроль ее уровня до отметки не менее 4 метров от днища резервуара является очень важной операцией.

Контроль при реализации технологического процесса по предотвращению образования и удалению из нефтяных резервуаров донных отложений подлежат:

- высота и объем размываемых донных осадков в нефтяных резервуарах и динамика их изменения;
- уровень нефти в резервуаре, обеспечивающий нормальную работу устройств «Диоген»;
- технические параметры устройств «Диоген» в соответствии с инструкцией по эксплуатации на это изделие.

При включении устройств «Диоген» в работу необходимо:

- контролировать нормальный режим работы устройства «Диоген» по потребляемому току электродвигателем (не более 36 А);
- контролировать уровень вибрации на крышке люк-лаза резервуара при работе устройства «Диоген» по трем взаимно перпендикулярным направлениям (не более 2,8 мм/сек);
- периодически следить за работой автоматического привода поворота устройства «Диоген»;
- следить за герметичностью монтажных соединений и узлов уплотнений устройства «Диоген».

Реализация технологического процесса размыва и удаления донных отложений из нефтяного резервуара безопасна и не требует дополнительных мер по охране окружающей среды, т.к. технологический процесс экологически чист. Технология предусматривает вовлечение размытого и диспергированного донного осадка непосредственно в резервуаре в нефть и откачку вместе с ней в магистральный нефтепровод и тем самым, исключает загрязнение окружающей среды (атмосферы, почвы, водоемов).

4.7.2.2 Устройства для размыва донных отложений «Тайфун»

Устройство "Тайфун" для размыва донных отложений в резервуарах с легко-воспламеняющимися жидкостями выпускается ООО НПО «Сибирский машиностроитель» (рис. 4.111). Этими устройствами можно оснащать резервуары емкостью от 1000 до 50000 м³.



Рис. 4.111 Устройство «Тайфун»

Устройства "Тайфун" обеспечивают быстрый размыв донных отложений, которые накоплены в резервуаре даже за десятилетия. Конструкция устройства рассчитана на работу в жидкостях с вязкостью до 40 сСт. Устройство своим пропеллером создает направленную затопленную струю жидкости, циклически перемещающуюся над днищем резервуара за счет автоматического привода поворота (рис. 4.112). Струя перемешивает тяжелые парафинистые осадки и механические примеси, которые взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара. При стационарном оснащении резервуара устройством "Тайфун" отпадает необходимость в прежних неэффективных и громоздких гидравлических системах размыва осадков. Периодическое включение устройства "Тайфун" в работу (один раз в месяц на 12–14 часов) предотвратит образование донных отложений на протяжении всего срока службы резервуара. Привод поворота устройства построен на базе волновой передачи с промежуточными звеньями. Устройство комплектуется пультом управления с взрывозащищенной коробкой электрических соединений и всеми электрическими коммуникациями в защитных трубах до пульта управления. Устройство снабжено защитными устройствами и может работать на открытом воздухе без специальных защитных сооружений. Выпускаются во взрывозащищенном исполнении и эксплуатируются во взрывоопасных зонах класса В-1г.

Высокая надежность и долговечность устройства обеспечены за счет применения в конструкции волновых редукторов с промежуточными телами качения, специальных защитных устройств и использования в конструкции коррозионно-стойких материалов.

Основные функции устройства «Тайфун»:

- размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре и предотвращение образования донных осадков, перемещающейся струей нефти, формируемой пропеллером;

- автоматическое перемещение струи нефти в горизонтальной плоскости за счет поворота оси пропеллера;
- создание кругового вращения всей массы нефти в резервуаре при работе устройства в крайних угловых положениях вала пропеллера;
- управление работой устройства с местного и дистанционного пульта управления

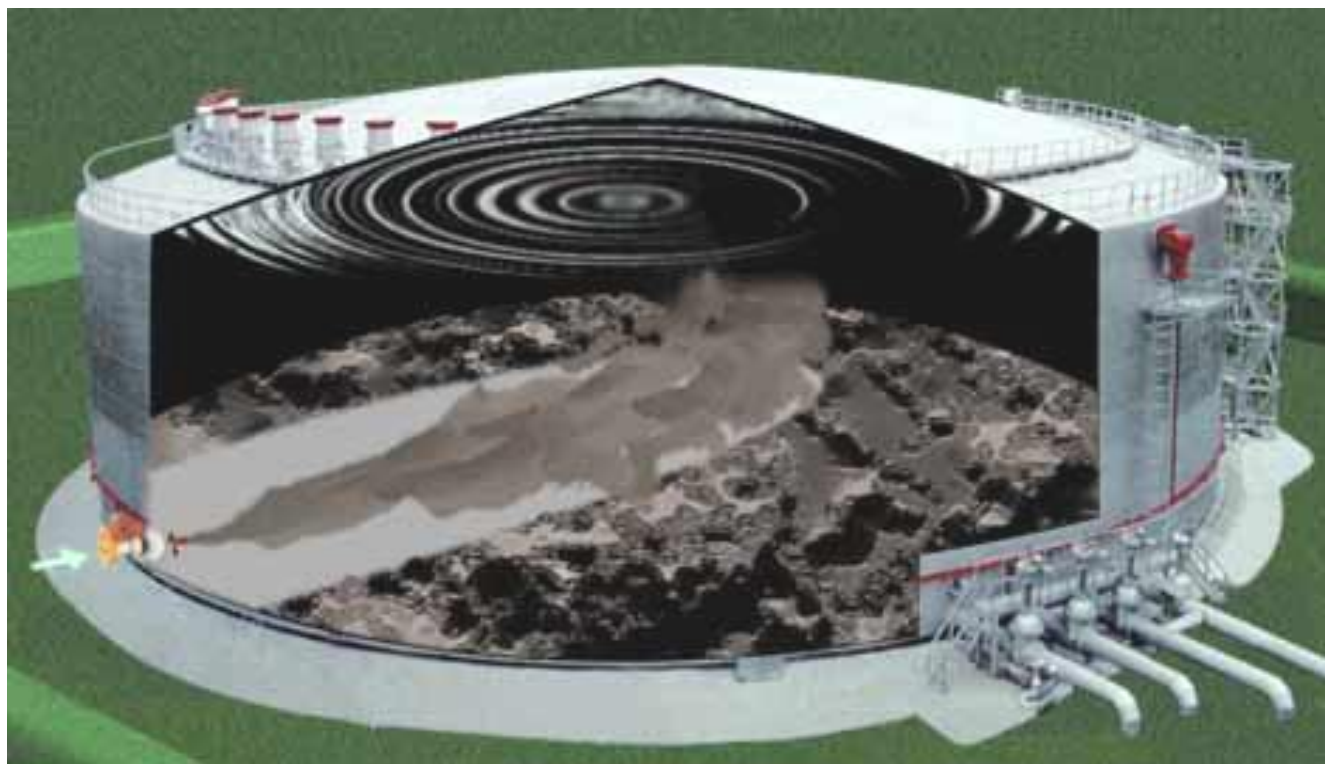


Рис. 4.112 Размыв донных отложений устройством "Тайфун"

Количество устройств, необходимых для размыва отложений, приведены в табл. 4.63.

Табл. 4.63 Количество устройств, необходимых для размыва отложений

Тип резервуара	Модель устройства	Количество, шт.
PBC 1000	"Тайфун 20"	1
PBC 5000	"Тайфун 20"	1
PBC 10 000	"Тайфун 20"	1
PBC 20 000	"Тайфун 24"	1
PBC 50 000	"Тайфун 24"	2

Основные технические характеристики устройства «Тайфун» приведены в табл. 4.64.

Табл. 4.64 Основные технические характеристики устройств «Тайфун»

Показатель	Тайфун-20	Тайфун-24
Максимальный диаметр пропеллера, мм (дюйм)	500 (20)	600 (24)
Скорость вращения пропеллера, об/мин	690	680
Максимальная длина затопленной струи	28	47

нефти, м		
Максимальный угол поворота вала пропеллера в горизонтальной плоскости, град	60	60
Вид взрывозащиты	1ExdII BT4	1ExdII BT4
Питающее напряжение, В	380	380
Потребляемая мощность, кВт	15	18,5
Климатическое исполнение	У1	У1
Масса изделия, кг	350	380
Габариты, L×B×H, мм	1800×500×900	1800×700×1000
Срок службы, лет	20	20

4.7.2.3 Система размыва донных отложений с помощью миксера

Эта система может как заменить старую, которая состоит из сети труб внутри резервуара, так и эффективно работать при ее наличии. Система представляет собой оборудование в виде миксера-мешалки, который устанавливается на крышке люка резервуара. Миксер состоит из:

1) Пропеллера - его размеры зависят от размеров резервуара. Угол наклона лопастей подбирается в зависимости от плотности нефти;

2) Вала из нержавеющей стали.

Вал укомплектован следующими деталями:

- контактное уплотнительное кольцо простого действия из твердых сплавов с групповыми пружинами и подшипником скольжения;

- торцевое уплотнение. Оно предназначено для герметизации миксера с резервуаром;

- редуктора (зубчатое соединение);

Электродвигатель исполнен во взрывозащищенном варианте (мощность двигателя 10-30 Квт - в зависимости от размеров резервуара и модели миксера).

Пропеллер и вал располагаются внутри резервуара и погружены в нефть. Электрический двигатель и редуктор находятся снаружи резервуара.

Для смешивания с целью очистки резервуара от парафинистых отложений применяются миксера с регулируемым углом наклона. То есть смонтированный на люке миксер горизонтально поворачивается вправо и влево на 30° в каждую сторону, что позволяет направлять мощную струю нефти в любую точку резервуара и, таким образом, размывать осадок по всему объему резервуара.

Изменение угла наклона может осуществляться и контролироваться механическим приводом.

Согласно рекомендациям производителя для каждого типа РВС подбирается определенный тип миксера по таблице 4.65.

Табл. 4.65 Применение мешалок на различных резервуарах

Номинальная вместимость резервуара, м ³	Модель мешалки	Количество мешалок, устанавливаемых в резервуар, шт
2000 - 5000	620 VA 10/26"	1
10000	620 VA 20/29"	1
20000	620 VA 20/29"	2

50000	650 VA 25/29"	3
-------	---------------	---

Для резервуара объемом 50000 м³ производитель допускает применение миксеров с более мощным двигателем и большим диаметром пропеллера - например 650 VA 30/32".

Пример обозначения мешалки:

620 VA 10/26"

где 620 – модель; VA - с изменяемым углом работы; 10 - лошадиные силы или 7,5 кВт; 26" - диаметр пропеллера в дюймах.

5 ГЛАВА

СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ

При эксплуатации резервуаров и их парков на складах нефти и нефтепродуктов центральной задачей является обеспечение их надёжности и безопасности. Она выполняется проведением целого комплекса мероприятий по техническому обслуживанию, диагностированию, снабжению каждого резервуара, а так же в общем резервуарного парка системами защиты и обеспечения их работоспособности.

Конкретный перечень систем защиты и обеспечения работоспособности (надёжности) резервуаров устанавливается по требованиям нормативно – технических документов с учётом назначения, месторасположения, объема отдельного резервуара и в целом резервуарного парка. Но в любом случае резервуары должны комплектоваться следующими системами:

- герметизации газового пространства резервуаров, их группы;

- молниезащиты и защиты от статического электричества;
- пожаротушения в резервуарном парке;
- предупреждения аварий, аварийных утечек и повреждений;
- защиты резервуаров от коррозии;
- компенсации нагрузок;
- автоматической системой управления резервуарным парком;
- контроля и размыва донных отложений.

Кроме этих систем, в резервуарах для высоковязких нефтей и нефтепродуктов, особенно, если они эксплуатируются в районах Сибири и Севера, устанавливается комплект оборудования по контролю температуры и подогреву продукта.

5.1 Молниезащита резервуаров

Резервуары для легковоспламеняющейся и горючей жидкости относятся по устройству молниезащиты:

- ко II категории (резервуары, относящиеся по ПУЭ к зонам класса В-1г);
- к III категории (резервуары, относящиеся по ПУЭ к зонам класса II-III).

Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары для товарной нефти и нефтепродуктов (далее резервуары) должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты, выполненными в соответствии с требованиями действующей НТД.

Устройства молниезащиты должны быть приняты и введены в эксплуатацию до начала заполнения резервуара нефтью. При этом оформляется и передается заказчику исполнительная документация.

Для резервуарных парков при общей вместимости группы резервуаров более 100 тыс. м³ защиту от прямых ударов молнии следует, как правило, выполнять отдельно стоящими молниеотводами.

В качестве заземлителей защиты резервуаров от прямых ударов молнии необходимо применять искусственные заземлители, проложенные в земле и размещенные не реже чем через 50 м по периметру основания резервуара, к которым должен быть присоединен корпус резервуара (число присоединений – не менее двух в диаметрально противоположных точках).

На резервуарах РВСП и РВСПК для защиты от электростатической индукции необходимо устанавливать не менее двух гибких стальных перемычек между плавающей крышей или понтоном и корпусом резервуара.

Защита от заноса высокого потенциала по подземным и наземным металлическим коммуникациям осуществляется присоединением их на вводе в резервуар к заземлителям.

Ввод линий электропередачи, сетей сигнализации должен осуществляться только кабелями длиной не менее 50 м с металлической броней или оболочкой или кабелями, проложенными в металлических трубах и коробах.

Стержневые молниеприемники должны быть изготовлены из стали любой марки сечением не менее 100 мм² и длиной не менее 200 мм и защищены от кор-

розии оцинкованием, лужением или окраской. Тросовые молниеприемники должны быть выполнены из стальных многопроволочных канатов сечением не менее 35 мм².

Соединения молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями с переходным сопротивлением не более 0,05 Ом.

При наличии стержневых и тросовых молниеотводов каждый токоотвод присоединяется к искусственному заземлителю, состоящему из 3-х и более вертикальных электродов длиной не менее 3 м, объединенных горизонтальным электродом, при расстоянии между вертикальными электродами не менее 5 м. Токоотводы и заземлители выбираются в соответствии с требованиями действующей НТД.

При эксплуатации устройств молниезащиты должен осуществляться систематический контроль за их техническим состоянием. В график планово-предупредительных работ должно входить техническое обслуживание этих устройств. В случае выявления механических повреждений и износа устройств молниезащиты следует производить текущий или капитальный ремонт.

Проверка состояния устройств молниезащиты должна проводиться 1 раз в год перед началом грозового сезона.

Проверке подлежат целостность и защищенность от коррозии доступных обзору частей молниеприемников и токоотводов и контактов между ними, а также значение сопротивления току промышленной частоты заземлителей отдельно стоящих молниеотводов. Это значение не должно превышать результаты соответствующих замеров на стадии приемки более чем в пять раз. При превышении сопротивления заземлений более чем в пять раз по сравнению с замерами в период приемки заземление подлежит ревизии (и ремонту, при необходимости).

Цель ревизии заключается в следующем:

- выявить элементы, требующие замены или усиления из-за механических повреждений;
- проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами (мест сварки и болтовых соединений);
- определить степень разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принять меры по восстановлению антикоррозионной защиты и усилению элементов, поврежденных коррозией.

На основании ревизий определяется необходимый объем ремонтных работ по системе молниезащиты, которые должны быть закончены к началу грозового периода года. Мелкие текущие ремонты устройств молниезащиты можно проводить во время грозового периода года, капитальные ремонты – только в негрозовой период.

Результаты ревизий молниезащитных устройств, проверочных испытаний заземляющих устройств, проведенных ремонтов необходимо заносить в журнал эксплуатации молниезащиты и устройств защиты от статического электричества.

Лица, проводящие ревизию молниезащиты, должны составлять акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов. Ответственность за исправное состояние молниезащиты несет служба главного энергетика.

5.2 Защита резервуаров от статического электричества

Выполнение требований по электростатической искроопасности обеспечивается регламентированием показателей, применением средств защиты от статического электричества, требованиями и мероприятиями в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности».

Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;
- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ограничить скорости истечения нефти при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты.

Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

Железобетонный резервуар считается электростатически заземленным, если сопротивление в любой точке его внутренней и внешней поверхностей относительно контура заземления не превышает 10^7 Ом. Измерения этого сопротивления должны производиться при относительной влажности окружающего воздуха не выше 60 %, причем площадь соприкосновения измерительного электрода с заземляемой поверхностью не должна превышать 20 см^2 ; при измерениях электрод должен располагаться в точках поверхности резервуара, наиболее удаленных от точек контакта этой поверхности с заземленными металлическими элементами.

Заземление заглубленного ЖБР должно быть выполнено путем заземления его арматуры.

Технологические трубопроводы и оборудование, расположенные в резервуарном парке и на резервуарах, должны представлять собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к контуру заземления не менее чем в двух местах.

Плавающая крыша или понтон резервуара должны быть соединены с корпусом резервуара гибкими металлическими перемычками. При этом число перемычек должно быть не менее двух. Если понтон изготовлен из диэлектрика, защита должна осуществляться по специальному проекту.

Во избежание опасности искровых разрядов наличие на поверхности нефти или нефтепродукта незаземленных электропроводных плавающих предметов не допускается. При применении поплавковых или буйковых уровнемеров их поплавки должны быть изготовлены из электропроводного материала и при любом положении иметь надежный контакт с заземлением.

Применение неэлектропроводных плавающих устройств и предметов, предназначенных для уменьшения потерь нефти от испарения, допускается только по согласованию со специализированной организацией, занимающейся защитой от статического электричества в данной отрасли.

При начале заполнения порожнего резервуара нефть должна подаваться в него со скоростью не более 1 м/с до момента затопления приемо-раздаточного патрубка в резервуаре без понтона или плавающей крыши и до всплытия плавающей крыши или понтона в резервуарах с плавающей крышей и понтоном. При дальнейшем заполнении резервуара допустимые скорости поступления нефти должны быть не более:

$$V = \sqrt{0,64/d} , \quad (5.1)$$

где V - скорость потока, м/с;

d - внутренний диаметр трубопровода, м.

Во избежание искрообразования ручной отбор проб и (или) измерение уровня нефти через замерный люк выполнять не ранее чем через 10 минут после прекращения операции закачки (откачки).

При этом устройства для проведения измерений должны быть изготовлены из токопроводящих материалов с удельным объемным электрическим сопротивлением меньше 10^5 Ом·м и заземлены.

На каждое заземляющее устройство должен быть заведен паспорт. В первые два года эксплуатации необходимо следить за осадкой грунта над заземляющими устройствами. При осадке грунт нужно досыпать и тщательно утрамбовывать.

Обслуживание устройств защиты от статического электричества должно проводиться согласно графику ППР.

Измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества должно производиться не реже одного раза в год в период наименьшей проводимости грунта (летом – при наибольшем просыхании или зимой – при наибольшем промерзании почвы).

При текущем осмотре и ремонте защитных устройств необходимо проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами, выявить подлежащие замене или усилению элементы защитных устройств и определить необходимые мероприятия по защите элементов этих устройств от коррозии.

Результаты проверочных испытаний, осмотров и ремонтов защитных устройств должны заноситься в журнал «Эксплуатации молниезащиты и устройств защиты от статического электричества». К журналу должны быть приложены исполнительные схемы системы молниезащиты и защиты от статического электричества и акты о выборочных вскрытиях и осмотрах заземляющих устройств.

Ответственность за исправное состояние устройств защиты резервуаров от статического электричества несет служба главного энергетика.

5.3 Системы пожаротушения в резервуарном парке

5.3.1 Классификация и принцип работы систем пожаротушения

Резервуары являются объектом повышенной пожарной опасности, поэтому они в обязательном порядке оснащаются противопожарным оборудованием.

Основным средством тушения пожаров в резервуарах является пена средней и низкой кратности, подаваемая на поверхность горючей жидкости, или в основание резервуара, непосредственно в слой продукта (подслоное тушение).

Кратность пены — это отношение объема пены к объему раствора пенообразователя, содержащегося в ней. В зависимости от величины кратности пену подразделяют:

- на пену низкой кратности (кратность не более 20);
- пену средней кратности (кратность от 20 до 200);
- пену высокой кратности (кратность более 200).

Тушащее вещество подается в резервуар с помощью автоматических или неавтоматических установок тушения пожара.

Современные автоматические установки тушения пожара (АУТП) в зависимости от применяемого огнетушащего вещества (ОТВ) подразделяются на следующие типы (обозначение по соответствующим ГОСТ):

- автоматические установки водяного и пенного пожаротушения (АУВП);
- установки пожаротушения тонкораспыленной водой (УПТВ);
- автоматические установки газового пожаротушения (АУГП);
- установки порошкового пожаротушения (УПП);
- автоматические установки аэрозольного пожаротушения (АУАП).

Пример системы автоматического пожаротушения РВС-20000 показан на рис.5.1, система получает сигнал на тушение пожара от термочувствительного кабеля, опоясывающего резервуар.

Автоматические системы пенного пожаротушения по способу тушения могут быть подслоного пожаротушения (АСПТ) и комбинированного пожаротушения (АСКП).



Рис. 5.1 Система автоматического пожаротушения

Автоматические системы подслоного пожаротушения, обеспечивающие подачу низкократной пленкообразующей пены в нижнюю часть резервуара, т.е. непосредственно в нефть (подслоный способ), применяются для защиты вертикальных стальных резервуаров со стационарной крышей.

Пленкообразующая низкократная пена - пена, при разрушении которой по поверхности нефти и нефтепродукта самопроизвольно растекается тонкая водная пленка

Автоматическими системами комбинированного пожаротушения, обеспечивающими подачу низкократной пленкообразующей пены одновременно в зону уплотняющего затвора (сверху) и в нижнюю часть резервуара, т.е. непосредственно в нефть (комбинированный способ), защищаются вертикальные стальные резервуары с понтоном и плавающей крышей.

При тушении пожаров в резервуарах с вязкими и легкозастывающими продуктами (мазут, масла и нефть) возможно применение распыленной воды для охлаждения поверхностного слоя горящей жидкости до температуры ниже их температуры вспышки. Необходимым условием тушения распыленной водой является низкая среднеобъемная температура горючего (ниже температуры вспышки).

Системы пожаротушения могут быть стационарными или с использованием от передвижной пожарной техники.

Стационарная система пожаротушения ССПТ (рис.5.2) состоит из насосной станции, резервуаров для воды и пенообразователя, высоконапорных пеногенераторов для получения пены низкой кратности, задвижек с дистанционным приводом, обратного клапана (при проектировании подслонной системы), дозирующей аппаратуры, трубопроводов для подачи раствора пенообразователя к генераторам пены, пенопроводов для ввода пены в резервуар и средств автоматизации.

Задвижка ССПТ у стенки резервуара ("коренная") должна быть оборудована дистанционным приводом.

Система пожаротушения СТП (рис. 5.3) с использованием от передвижной пожарной техники для подачи пены в резервуары состоит из пенопровода, выведенного за обвалование и оборудованного соединительными головками для подключения пожарных рукавов, обратного клапана (при проектировании подслонной системы), высоко напорного пеногенератора, задвижек.

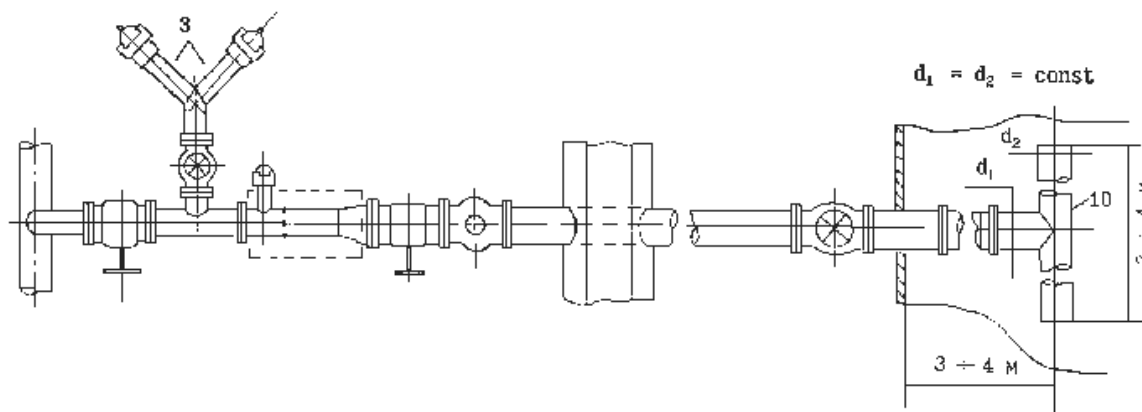
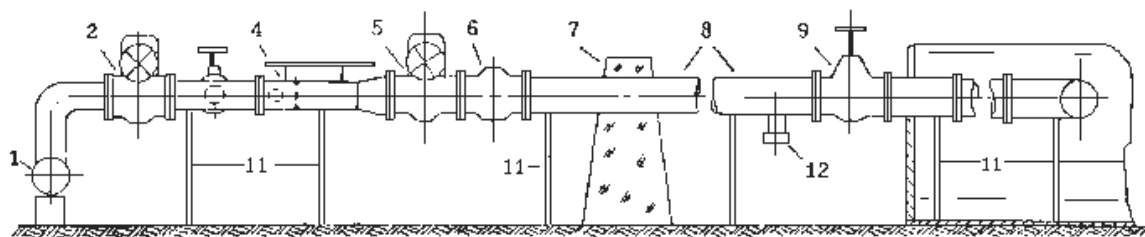


Рис. 5.2 Принципиальная схема стационарной системы подслоного тушения пожаров горючих жидкостей в резервуарах (ССПТ)

1 - сухотруб ССПТ; 2, 5 - электрозадвижки; 3 - разветвление для подключения передвижной пожарной техники; 4 - высоконапорный генератор пены со смесителем-дозатором и защитным кожухом; 6 - обратный клапан; 7 - обвалование; 8 - пенопровод; 9-задвижка; 10 - пенослив; 11 - опоры; 12 - сливной патрубок.

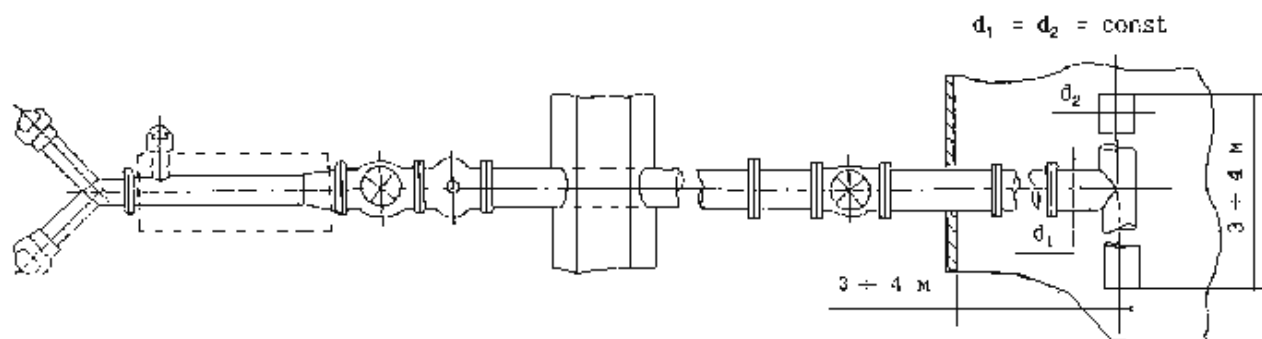
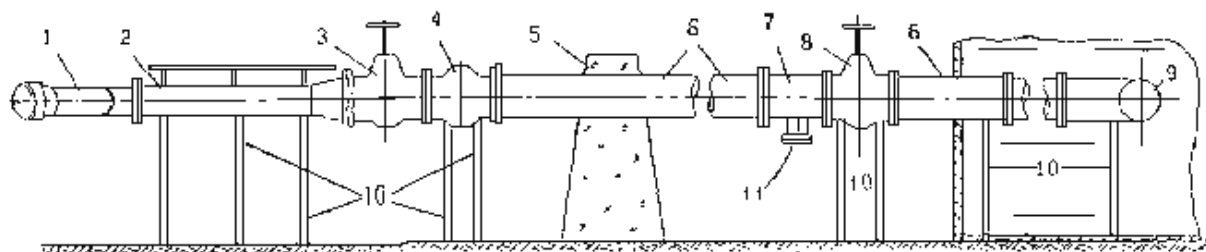


Рис. 5.3 Принципиальная схема тушения пожаров с горючих жидкостей в резервуарах подслоным способом от передвижной пожарной техники.

1 - разветвление для подключения передвижной пожарной техники; 2 - высоко-напорный генератор пены со смесителем-дозатором и защитным кожухом; 3, 8 -задвижки; 4 - обратный клапан; 5 - обвалование; 6 - пенопровод; 7 - монтажная вставка; 9- пенослив; 10 - опоры; 11 - сливной патрубок.

В соответствии со СНиП 2.11.03-93 [41] склады нефти и нефтепродуктов в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара подразделяются на категории согласно табл. 5.1.

Табл. 5.1 Категории складов нефти и нефтепродуктов

Категория склада	Максимальный объем одного резервуара, м ³	Общая вместимость склада м ³
I	-	Св. 100 000
II	-	Св. 20 000 до 100 000 включ.
IIIa	До 5000 включ.	Св. 10 000 до 20 000 включ.
IIIб	„ 2000 „	Св. 2 000 до 10 000 включ.
IIIв	„ 700 „	До 2 000 включ.

Наземные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 5000 м³ и более оборудуются системами автоматического пожаротушения [41].

На складах IIIa категории при наличии не более двух наземных резервуаров объемом 5000 м³ допускается предусматривать тушение пожара этих резервуаров

передвижной пожарной техникой при условии оборудования резервуаров стационарно установленными генераторами пены и сухими трубопроводами (с соединительными головками для присоединения пожарной техники и заглушками), выведенными за обвалование.

Для подземных резервуаров объемом 5000 м³ и более на складах I и II категорий следует предусматривать стационарные системы пожаротушения (неавтоматические).

Резервуары со стационарной крышей без понтона защищаются следующими методами:

- с подачей пены средней кратности на поверхность топлива;
- подачей низкократной пены сверху;
- подачей низкократной пены в нижнюю часть резервуара, как непосредственно в нефтепродукт (подслойный способ), так и через эластичный рукав с выходом на поверхность горючего.

Резервуары с понтоном и стационарной крышей:

- с подачей пены средней кратности в зазор и на поверхность понтона;
- подачей низкократной пены только сверху;
- подачей низкократной пены одновременно сверху и в слой горючего.

Резервуары с плавающей крышей:

- с подачей пены средней кратности в кольцевой зазор между стенкой резервуара и краем плавающей крыши;
- подачей низкократной пены одновременно сверху в кольцевой зазор между стенкой резервуара и краем плавающей крыши и в слой горючего;
- подачей хладона (газа), расположенного в емкостях на плавающей крыше в кольцевой зазор и подачей низкократной пленкообразующей пены в слой горючего.

Тип и число пеногенераторов, устанавливаемых на резервуарах, зависят от способа подачи огнетушащего средства, типа горючей жидкости, конструкции и объема резервуара.

Стационарная установка охлаждения резервуара. При тушении пожара в резервуаре совместно с системой подслойного пожаротушения применяют и стационарную установку охлаждения резервуара, которая предназначена для охлаждения как горящего резервуара, так и соседних резервуаров, находящихся с ним в группе.

Стационарная установка охлаждения резервуара состоит из горизонтального секционного кольца орошения (оросительного трубопровода, с устройствами для распыления воды), размещаемого в верхнем поясе стенки резервуара, сухих стояков и горизонтальных трубопроводов, соединяющих секционное кольцо орошения с сетью противопожарного водопровода, и задвижек с ручным приводом для обеспечения подачи воды при пожаре на охлаждение всей поверхности резервуара и любой ее четверти или половины (считая по периметру) в зависимости от расположения резервуаров в группе.

Система подслойного пожаротушения. За последние 25 лет в резервуарных парках на территории России зарегистрировано свыше 280 пожаров, т.е. в среднем 12 пожаров в год. Все эти пожары тушили с помощью передвижной техники, хотя

многие резервуары и были оборудованы стационарными системами пожаротушения.

В большинстве случаев пожары не поддавались тушению в начальном периоде, принимали затяжной характер, для их ликвидации привлекались силы и средства из соседних регионов.

Существующие системы автоматического пожаротушения предусматривают размещение пеногенераторов для подачи пены средней кратности в верхней части резервуара. В этом их существенный недостаток. На практике при взрыве или загорании резервуара такие системы пожаротушения с большей степенью вероятности выходят из строя по следующим причинам:

- отрыв сетки пеногенераторов или ее выгорание в первые минуты под воздействием открытого пламени из-за инерционности системы пожаротушения (требуется время для срабатывания извещателей, заполнения сухотрубов раствором пенообразователя и т.д.);

- отрыв растворопроводов от резервуара.

Если система пожаротушения все же осталась работоспособной, то ее эффективность снижается из-за обрушения крыши, затопления понтона и образования закрытых полостей.

По этим причинам ни один пожар в резервуарах с автоматической системой пожаротушения потушен не был.

Система подслоного тушения пожаров, в которой низкократная пена подается в основание резервуара, защищена от разрушений.

Система подслоного пожаротушения – это совокупность специального оборудования, пенообразователя и технологии, позволяющая генерировать, транспортировать и наливать раствор пенообразователя непосредственно в резервуар в нижний слой горящей нефти, обеспечивая быстрое тушение пожара за счет образования на ее поверхности изолирующего слоя.

Применение СПТ позволяет ликвидировать горение нефти, разрушение верхнего пояса, и наличие закрытых сверху участков поверхности горения. Активность тушащего действия СПТ практически не зависит от времени развития пожара, поскольку низкократная пена вводится в холодный, нижний слой нефти в резервуаре.

Система подслоного тушения пожаров резервуаров с нефтью позволяет использовать одновременно два механизма воздействия:

- охлаждение поверхностного слоя за счет холодной нефти, увлекаемый вверх восходящей струей пены;

- резкое снижение скорости поступления паров углеводородов в зону горения за счет изолирующего действия самопроизвольно растекающейся по нефти водной пленки и слоя высокодисперсной пены низкой кратности.

Подслоный способ позволяет резко снизить температуру нефти независимо от диаметра защищаемого резервуара. Он эффективен при наличии изолированных пространств, которые образуются при заворачивании стен, обрушении крыши и вспучивании понтона резервуара.

Пена низкой кратности подается непосредственно в слой горючей жидкости по пенопроводам системы подслоного пожаротушения или через технологические

коммуникации, которые при возникновении пожара в резервуаре практически не повреждаются.

Процесс образования пены низкой кратности происходит в стволах эжекторного типа – пеногенераторах, находящихся за обвалованием резервуара. При выходе пены из пенопровода происходит интенсивное перемешивание слоев нефти с пенным потоком. Для снижения степени загрязнения пены используются специальные насадки или диффузоры, уменьшающие скорость пенного потока до 1 м/с.

Время прохождения пены от пеногенератора до поверхности жидкости, которая находится в резервуаре, как правило, составляет 40...60с. Быстрому растеканию пены по поверхности горючей жидкости способствуют конвективные потоки, направленные от места выхода пены к стенкам резервуара.

Через 90...120с с момента появления пены на поверхности горение значительно снижается. В дальнейшем в течение 120... 180 с горение полностью прекращается.

После остановки подачи пены на всей поверхности горючей жидкости образуется устойчивый пенный слой толщиной до 50 мм, который в течение нескольких часов защищает поверхность нефти от повторного воспламенения.

Применение систем подслоного пожаротушения пеной низкой кратности с использованием фторсинтетических пленкообразующих пенообразователей позволяет гарантировать тушение пожаров в резервуарах с нефтью.

Система подслоного пожаротушения (СПТ) резервуара представляет собой комплекс устройств (рис. 5.4, 5.5), обеспечивающих: получение низкократной пены с помощью высоконапорного пеногенератора, её транспортировку по пенопроводу в резервуар; ввод пены в нефтепродукт с расчётной скоростью и равномерное орошение поверхности «зеркала» нефтепродукта пеной.

В качестве тушащего средства применяется плёнкообразующий фторсинтетический пенообразователь. Он представляет собой пенное средство пожаротушения по удельному весу легче нефти. Пена не абсорбирует на поверхности своих пузырьков легковоспламеняющуюся жидкость при прохождении через её слой и образует на поверхности газонепроницаемую плёнку, обладает высокой поверхностной активностью и способностью к самовосстановлению в случае разрыва. Такие свойства обеспечивают условия быстрой ликвидации пожара и исключают возможность повторного возгорания.

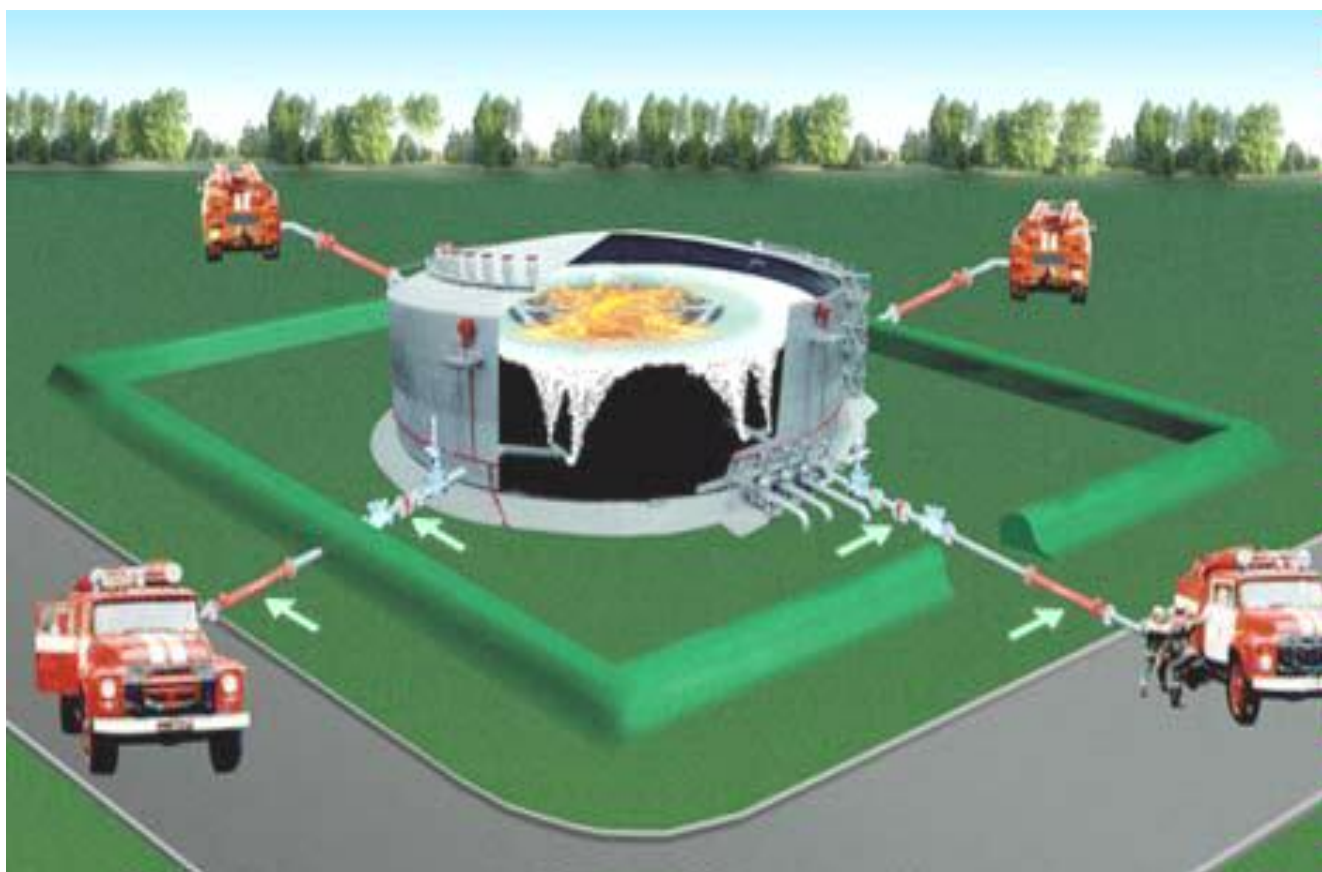


Рис. 5.4. Система подслоного тушения пожаров в резервуарах с нефтью



Рис. 5.5. Схема пенопровода системы подслоного пожаротушения

Система обеспечивает оперативное тушение пожара за счет образования на поверхности легковоспламеняющейся жидкости стойкой пленки из всплывших мелких пузырьков пены, перекрывающих доступ кислорода в зону горения.

В качестве источника пенного раствора в системе могут быть использованы баки-дозаторы или пожарные машины.

В целях безопасности личного состава пожарной охраны и при ликвидации пожара напорные узлы СПТ должны быть расположены вне обвалования защищаемого резервуара.

Напорный пенопровод должен быть оборудован обратным клапаном или мембраной и управляемой задвижкой с электроприводом, установленной непосредственно у входа пенопровода в резервуар.

Пульт управления задвижкой должен быть вынесен за пределы обвалования защищаемого резервуара и установлен в непосредственной близости от напорного узла системы пожаротушения.

Дистанционно управляемая задвижка (электропривод) должна быть выполнена во взрывозащищённом исполнении.

Предел огнестойкости дистанционно управляемой задвижки должен быть не менее 0,5 часа за счёт спецпокрытия (красок, кожухов и т.п.).

На складах нефти и нефтепродуктов необходимо предусматривать пожаротушение воздушно-механической пеной средней и низкой кратности.

Пожаротушение воздушно-механической пеной средней кратности применяется без ограничений.

Для наземных вертикальных резервуаров со стационарной крышей (кроме резервуаров, предназначенных для хранения масел и мазутов), тушение которых предусматривается передвижной пожарной техникой, допускается применять послойный способ пожаротушения пеной низкой кратности.

Расчетные расходы раствора пенообразователя, а также воды и пенообразователя на тушение пожара следует определять исходя из интенсивности подачи раствора пенообразователя, принимаемой по табл. 5.2 на 1 м² расчетной площади тушения и рабочей концентрации пенообразователя.

Табл. 5.2 Расчетные расходы раствора пенообразователя

Нефтепродукты	Интенсивность подачи, раствора пенообразователя, л/(м ² ×с)		
	общего назначения	целевого назначения	
	с пеной средней кратности	с пеной средней кратности	с пеной низкой кратности
1. Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки 28 ⁰ С и ниже	0,08	0,05	0,08
2. То же, с температурой вспышки выше 28 °С	0,05	0,05	0,06

Расчетное время тушения пожара для систем автоматического пенного пожаротушения - 10 мин, для передвижной пожарной техники – 15 мин.

Инерционность стационарных систем пожаротушения не должна превышать трех минут.

Вода для приготовления растворов пенообразователя не должна содержать примесей нефти и нефтепродуктов.

Соответствие рабочей концентрации пенообразователя в воде проверяется расчетом по формуле

$$100 Q_{\text{п}} / (Q - Q_{\text{п}}) = x \pm 1, \quad (5.2)$$

где $Q_{\text{п}}$ - расход пенообразователя, л/с;

Q - производительность установки, л/с;

x - рабочая концентрация пенообразователя, %.

В качестве пенообразующих устройств для системы пожаротушения следует применять, как правило, пеногенераторы, типов:

ГПСС – для тушения в резервуарах со стационарной крышей и понтоном;

ГПС – для тушения в резервуарах с плавающей крышей и помещениях.

Например, проектные решения по техническому перевооружению резервуара РВС-5000 предусматривают:

- 1) оборудование резервуара системой подслоного пожаротушения в качестве дополнительной к существующей системе автоматического пожаротушения;
- 2) оборудование резервуара системой стационарного охлаждения.

Система подслоного тушения пожара (СПТ) резервуара работает от двух пожарных машин, находящихся в составе нефтеперекачивающей станции и штатной пожарной части, обеспечивающей тушение объекта.

На каждом напорном растворопроводе предусматривается:

- высоконапорный пеногенератор (ВПП);
- напорные головки ГМ-70 – для быстрого подключения пеногенераторов и рукавов пожарных машин к пенопроводу;
- отсекающие задвижки с ручным приводом, диаметром 150 мм, расположенные за обвалованием и установленные перед высоконапорными пеногенераторами;
- электрифицированные задвижки во взрывозащищенном исполнении, диаметром 150 мм, расположенные на расстоянии 250 мм от стенки резервуара;
- обратные клапаны диаметром 150 мм;
- пакеты с предохранительной разрывной мембраной диаметром 150 мм.

Внутри резервуара должны быть запроектированы внутренняя разводка пенопроводов диаметром 150 мм с пенными насадками.

Проектом должно быть предусмотрено:

- 1) Создание запаса пенообразователя на 15 минут тушения пожара. Пенообразователь хранится в специальных полиэтиленовых контейнерах, единичной емкостью 1 м^3 , поставленных фирмой-изготовителем. Емкости обвязаны между собой трубопроводами и снабжены ответными фланцами, для подключения к насосам пожарных машин.

- 2) Оснащение двумя двухосными автоприцепами марки ИАПЗ-754В (2-П4), грузоподъемностью 3,92 т, для доставки пенообразователя к месту тушения пожара.

При возникновении пожара срабатывают 2 термоизвещателя ИН-103-1В, расположенные в верхнем поясе резервуара. Сигнал поступает в пожарное депо.

Два пожарных автомобиля с пенообразователем выезжают к месту пожара. Необходимо подключить их к гидрантам через пожарные рукава.

Дистанционно открыть две задвижки с электроприводами, расположенными на сети растворопровода у стенки резервуара.

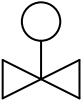



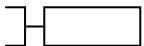
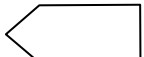
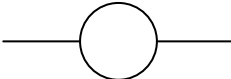

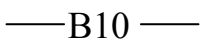

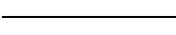
Затем подключить напорные рукава пожарных автомобилей к напорным узлам с высоконапорными пеногенераторами (ВПП) системы подслоного пожаротушения.

Вручную открыть отсекающие задвижки, расположенные за пределами обвалования.

Раствор пенообразователя подается к ВПП, работающим при высоком противодавлении для получения низкократной пленкообразующей пены.

Принципиальная схема системы подслоного пожаротушения для РВС – 20000 приведена на рис. 5.6.

Условные обозначения:

	- Задвижка с электроприводом (коренная задвижка)
	- Задвижка с ручным приводом
	- Обратный клапан
	- Разрывная мембрана
	- Высоконапорный пеногенератор
	- Пожарная машина
	- Пожарный гидрант
	- Кнопка управления электроприводом задвижки
	- Растворопровод
	- Водопровод противопожарный
	- Кабель силовой электрический

Смешение концентрата пенообразователя с водой осуществляется стандартными пеносмесителями, расположенными на пожарных автомобилях, обеспечивающих требуемый расход пенообразующего раствора.

После ВПГ низкократная пленкообразующая пена поступает в напорные трубопроводы. На напорных линиях установлены обратные клапаны и предохранительные разрывные мембраны.

Предохранительные разрывные мембраны установлены на подающих растворопроводах между коренной задвижкой с электроприводом и обратным клапаном. Обратные клапаны и мембраны предотвращают попадание горючей жидкости в пенопровод.

Низкократная пленкообразующая пена подается по напорным трубопроводам в нижний пояс резервуара, с последующим распределением через ее внутреннюю разводку, образованную пенными Т-образными насадками.

Задвижки напорных узлов закреплены на опорах, к ним должен быть обеспечен свободный подъезд пожарной техники и доступ персонала, занятого на пожаротушении. Пульт управления электроприводной задвижкой должен быть расположен около напорного узла за обвалованием резервуара.

Коренные задвижки с электроприводом должны быть расположены на расстоянии 250 мм от стенки резервуара и закреплены на опорах. Соединение растворопроводов и задвижек с электроприводом осуществляется через фланцы с негорючими прокладками.

Технологические параметры системы подслоного пожаротушения РВС–5000 будут следующими:

- количество точек ввода пены 2 шт.;
- расход раствора пенообразователя 40 л/с;
- количество высоконапорных пеногенераторов типа ВПГ-20 2 шт.;
- количество пенных насадок 5 шт., форма насадок Т-образное окончание;
- диаметр растворопровода 150 мм;
- запас пенообразователя на 15 минут;
- потери пенообразователя в системе трубопроводов 0,07 м³
- трехкратный запас пенообразователя 6,55 м³;
- кратность пены 6%;
- интенсивность подачи пены (расчетная) 0,08 л/м²с;
- интенсивность подачи пены (фактическая) 0,098 м/м²с.

5.3.2 Оборудование систем пожарной безопасности и пожаротушения

Огневые предохранители ОП производства ЗАО «Нефтегазмаш». В тех случаях, когда огневые предохранители не встроены в корпус клапанов, они устанавливаются между клапаном и монтажным патрубком резервуара. Принцип действия огневых предохранителей основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара через отверстие малого сечения в условиях интенсивного теплоотвода.



Рис. 5.7 Огнепреградители ОП

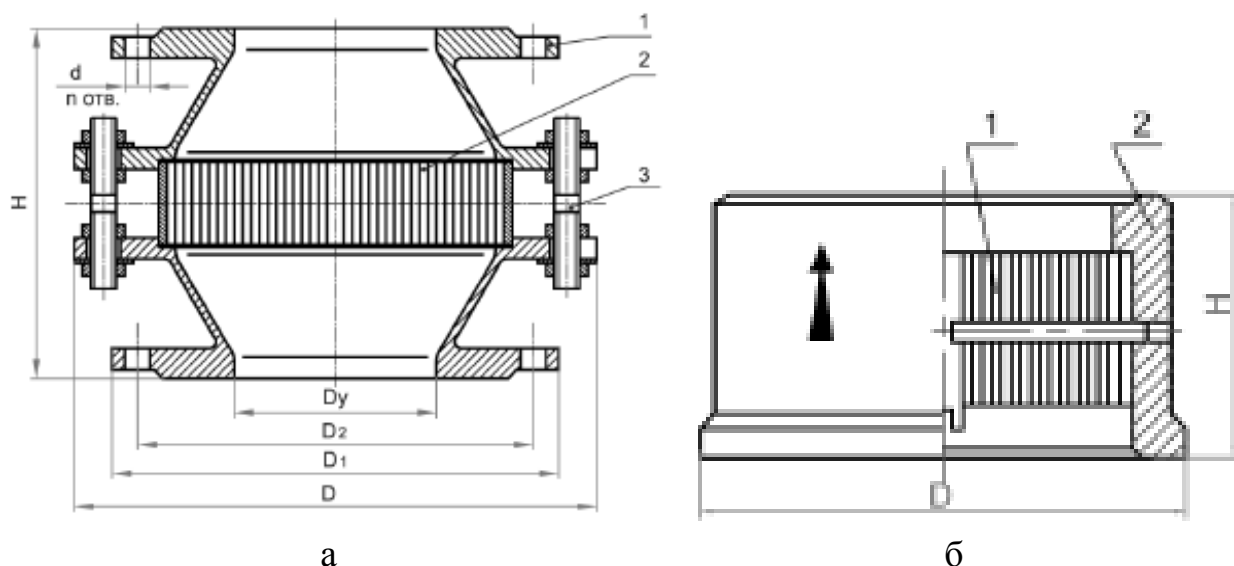


Рис. 5.8 Общий вид огнепреградителей

а - конструкция ОП ААН; б – ОП АА

1 - корпус; 2 - огнепреграждающий элемент; 3 - шпилька.

При температуре наружного воздуха ниже 0 °С в осенне-зимний период огне-вые предохранители необходимо демонтировать.

Конструктивно огневой предохранитель (рис. 5.7, 5.8) представляет собой стальной корпус с фланцами, внутри которого в кожухе помещена круглая кассета, состоящая из свитых в спираль гофрированной и плоской лент из алюминиевой фольги, образующих множество параллельных каналов малого сечения.

Огневые предохранители являются комплектующими изделиями дыхательных и предохранительных клапанов и вентиляционных патрубков. Кроме этого устанавливаются на конструкции понтона в резервуаре и других объектах.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды огневые предохранители соответствуют исполнению У и Т, УХЛ категории размещения I по ГОСТ 15150-69.

Табл. 5.3 Основные технические характеристики огневых предохранителей

Показатель	ОП-50	ОП-100	ОП-150	ОП-200	ОП-250	ОП-300	ОП-350	ОП-500
Dy, мм	50	100	150	200	250	300	350	500
Производительность, м ³ /ч	25	100	215	380	600	700	900	2200
Масса, кг	2	4.5	18	23	27	42	55	90

Условное обозначение огневого предохранителя с условным проходом 50 мм: ОП-50 ТУ ТУ 3689-016-79167039-2006.

Так же производятся огневые предохранители в алюминиевом корпусе. Их условное обозначение: ОП-150ААН У1 ТУ 3689-042-10524112-2002,

150 - условный проход огнепреградителя;

А - алюминиевый корпус с алюминиевой фольгой;

А - огнепреграждающий элемент из алюминиевой фольги;

Н - конструктивное исполнение;

У1 - климатическое исполнение.

В качестве пенообразующих веществ используется фторсинтетические пенообразователи: "Универсальный-П" (Россия), "Подслойный" (Россия), FC-206 AF "Легкая вода" (Бельгия, фирма "ЗМ").

Общие требования к фторсинтетическим пенообразователям:

- концентрат пенообразователя не должен содержать посторонних примесей и включений;
- вязкость концентрата пенообразователя при температуре 20 °С, не более 50 сСт;
- температура замерзания концентрата пенообразователя минус 18 + 3 °С;
- поверхностное натяжение пенообразующего раствора, не более 19 мН/м;
- по токсичности ФПО должен соответствовать IV классу опасности.

Вода на приготовление пенообразующего раствора не должна содержать примесей нефтепродуктов.

Раствор пенообразователя, пройдя через слой горячей нефти, не поглощает ее. Он образует на ее поверхности изолирующий слой, обеспечивающий быстрое тушение и предотвращающий повторное возгорание.

Пеносливная камера предназначена для подачи пены в горячий резервуар (встречается, в основном, на резервуарах малой емкости) (рис 5.9). Состоит из корпуса 3 с крышкой 4 и пенопроводом 1. С помощью патрубка пеносливная камера крепится к монтажному патрубку резервуара.

Такая установка представляет собой конструкцию, скомпонованную из пеногенератора и пенной камеры большой производительности. Главным элементом конструкции пенокамеры является герметизирующая крышка, предотвращающая потери нефтепродуктов от испарения. Герметичное крепление крышки и корпуса пенокамеры достигается стяжками, снабженными замками, которые состоят из двух частей, спаянных легкосплавным сплавом ($t_{\text{плавл}}$ не более 120 °С). Для разобщения газового пространства с атмосферой служит мембрана 2, которая разрушается при подаче пены. Мембраны делают из целлулоида или тонкого картона, пропитанного олифой.

Установки типа ГВПС-600 и ГВПС-2000 (рис. 5.10) - применяют на резервуарах большой вместимости. Они состоят из пеногенератора 1 с растворопроводом 8 и пенокамеры 5. С помощью фланца 3 и кронштейна установка крепится к стенке резервуара 2. Для обслуживания установки предусмотрены люк 4 и площадка 6. Герметизирующая крышка предотвращает потери нефтепродукта от испарения в окружающую среду. Крепление крышки к корпусу камеры осуществляется стяжками с замками, состоящими из двух частей, спаянных сплавом с температурой плавления около 120 °С. При возникновении пожара замки стяжек расплавляются, и герметизирующая крышка под действием собственного веса падает, освобождая проход пене к горячей углеводородной жидкости.

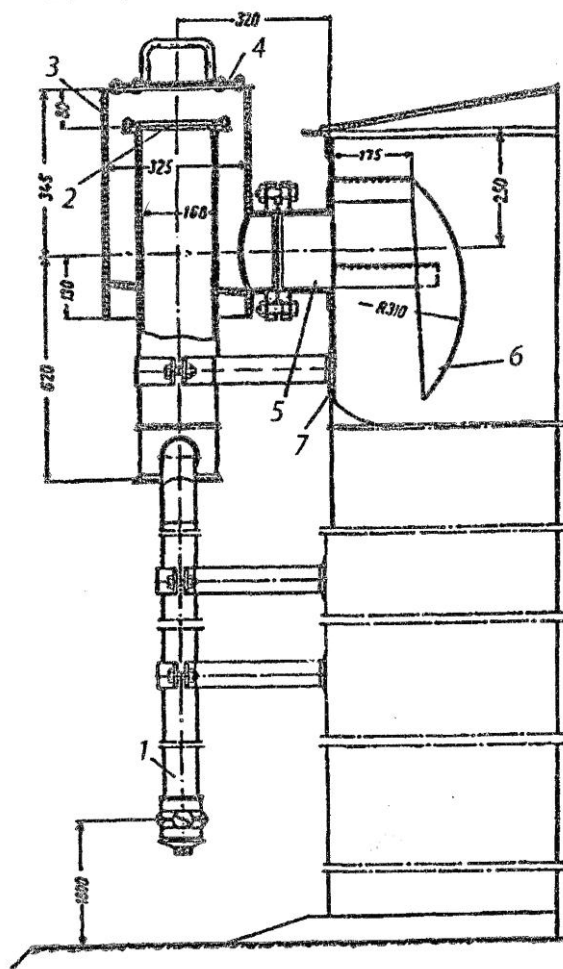


Рис. 5.9 Пеносливная камера

1 — пенопроводы; 2 — мембрана; 3 — корпус камеры; 4 — крышка корпуса (для смены мембраны); 5 — пенослив; 6 — направляющий козырек; 7 — верхний пояс резервуара

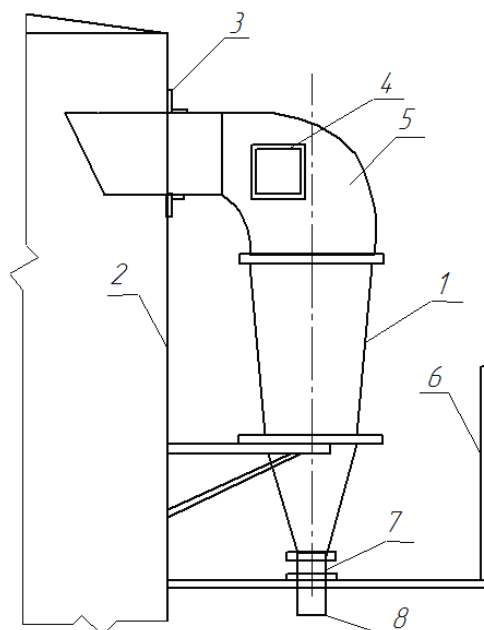


Рис. 5.10. Установка ГВПС-2000 на резервуаре:

1 — пеногенератор; 2 — стенка резервуара; 3 — фланец специальный с воротником; 4 — люк для осмотра; 5 — пенокамера; 6 - площадка с ограждением для обслуживания; 7 - вставка; 8 - трубопровод подачи раствора пенообразователя

Опыт использования генераторов высокократной пены ГВПС показал, что требуемая степень кратности пены, равная 100, в реальных случаях не достигается. С учетом этого, для повышения надежности пожаротушения резервуаров со сферическим покрытием, был разработан генератор пены средней кратности ГПСС-2000 с кратностью пены не менее 70.

Классификация пеногенераторов

1. Генераторы подразделяются по расходу раствора пенообразователя, конструкции соединительных устройств и комплектации дополнительными устройствами.

2. По расходу пенообразователя генераторы подразделяются на типоразмеры, установленные технической документацией.

3. По конструкции соединительных устройств генераторы подразделяются на:

- легкоразъемные переносные;
- стационарные с фланцевыми соединениями.

4. По комплектации дополнительными устройствами:

- без дополнительных устройств;
- с пеносмесителем;
- с обратным клапаном на линии подачи воздуха;
- с обратным клапаном для предотвращения слива горючего через генератор.

Высоконапорные пеногенераторы ВПГ-10/20/30/40 Алфей (рис. 5.11) – это автономное устройство, вырабатывающее пену низкой кратности из водного раствора пенообразователя, путем смешивания его с атмосферным воздухом в пропорции, определяемой конструкцией устройства. Конструкция генератора обеспечивает его работоспособность при противодавлении на выходе генератора в 40% от входного давления (коэффициент преобразования давления).

Максимально-допустимое давление столба нефти со стороны резервуара составляющее более 0,3 МПа.

Предназначены для использования в системах подслоного тушения пожаров в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями.

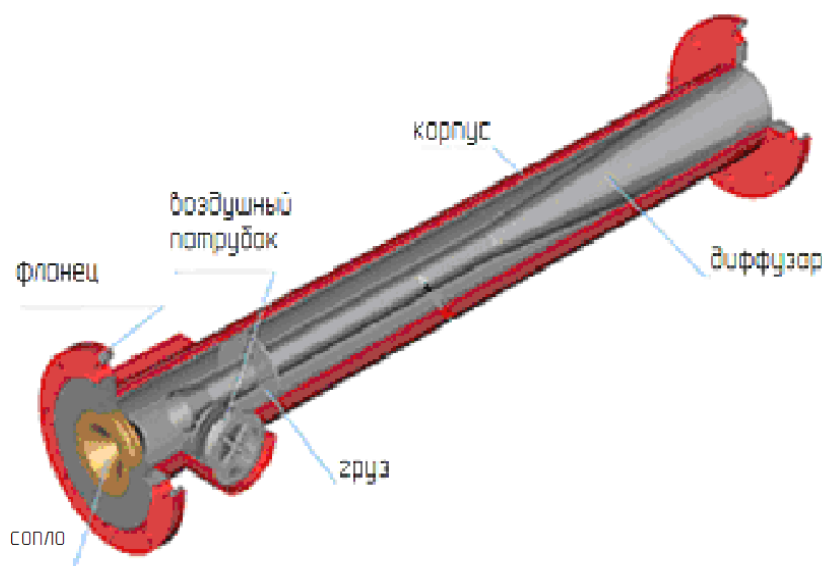


Рис. 5.11 Высоконапорный пеногенератор марки ВПГ-20

Эксплуатируется во взрывоопасных зонах класса В-1а, В-1г.

Конструкция самовозбуждающейся вибросистемы обеспечивает гарантированное получение однородной мелкодисперсной пены, всплывающей без остатка на поверхность зоны горения.

Основные функции ВПГ:

- образование воздушно-механической пены из 3% или 6% водного раствора фторсинтетического пленкообразующего пенообразователя типа AFFF ("легкая вода").

- транспортировка образованной пены по пенопроводу через систему пенных насадок на зеркало нефти в резервуаре.

- автоматическое перекрытие линии подачи воздуха в пеногенератор через обратный клапан при превышении противодавления в пенопроводе со стороны резервуара над давлением пены на выходе пеногенератора.

Табл. 5.4 Технические характеристики ВПГ

Показатель	ВПГ-10	ВПГ-20	ВПГ-30	ВПГ-40
Давление на выходе пеногенератора, МПа	0,9±0,1	0,9±0,1	0,9±0,1	0,9±0,1
Коэффициент преобразования давления, %, не менее	30	30	30	30
Кратность пены при коэффициенте преобразования давления 30%	3	3	3	3
Производительность раствора пенообразователя, л/с, не менее	11	21	31	41
Масса, кг	25	42	71	86
Габаритные размеры, мм	215×310× ×1048	280×365× ×1288	335×460× ×1859	335×460× ×1859
Климатическое исполнение	У1	У1	У1	У1
Срок службы, лет	15	15	15	15

Пеногенератор монтируется за обвалованием резервуара. Стандартным фланцем Ду 100 пеногенератор подключается к сухотрубу подачи водного раствора пенообразователя. Стандартным фланцем Ду 150 пеногенератор подключается к сухотрубу пенопровода. Пенопровод должен обеспечивать подачу пены от генератора в нижний пояс резервуара, выше уровня подтоварной воды.

Патрубок забора воздуха генератора направлен вниз и имеет сетчатый фильтр, что обеспечивает защиту воздушных каналов генератора от попадания дождя, снега, мелких птиц и животных.

Пеногенератор ВПГ в соответствии с требованиями заказчика калибруется на рабочем давлении по минимальному расходу.

Генератор пены низкой кратности с пеносливом (ГПНПС) применяется для тушения пожаров в резервуарах с нефтью, нефтепродуктами и другими жидкостями (рис. 5.12). Предназначен для установки на резервуарах с плавающей крышей.

ГПНПС – это автономное устройство, вырабатывающее пену низкой кратности из водного раствора пенообразователя, путем смешивания его с атмосферным воздухом в пропорции, определяемой конструкцией устройства. Отсутствие движущихся частей обеспечивает высокую надежность генератора.

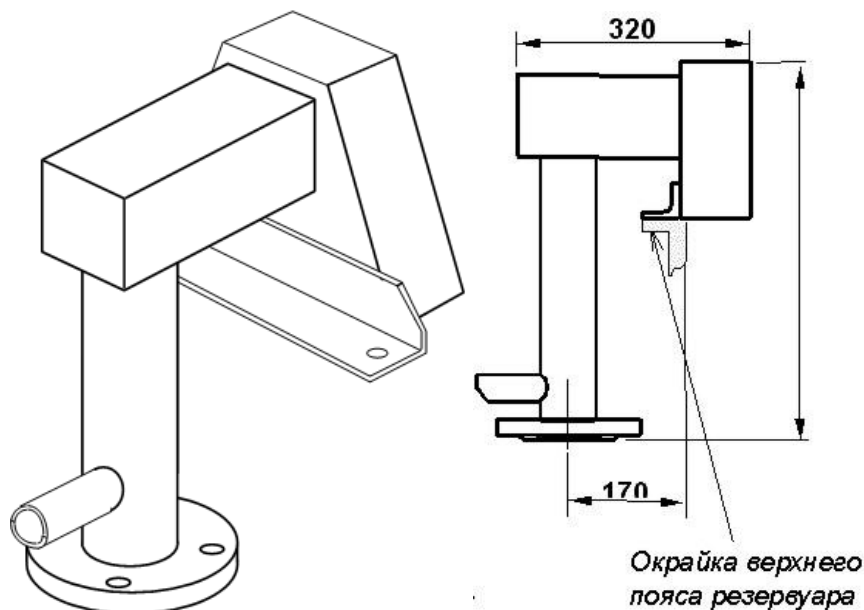


Рис. 5.12. Генератор пены низкой кратности с пеносливом

Пеногенератор монтируется выше стенок резервуара, на полке верхнего пояса и, поэтому, не ограничивает движения плавающей крыши резервуара. Стандартным фланцем Ду 50 пеногенератор подключается к сухотрубку подачи водного раствора пенообразователя.

Благодаря простому крепежу и малому весу генератора, его легко можно поднять на верхний пояс резервуара и смонтировать.

Установка генератора осуществляется без прерывания технологического процесса (при наличии крепежных отверстий на полке верхнего пояса резервуара).

Патрубок забора воздуха пеногенератора имеет косой срез, что обеспечивает защиту воздушных каналов генератора от воздействия атмосферных осадков и лежащего на фланце снега.

Пеногенератор ГПНПС в соответствии с требованиями заказчика калибруется на рабочем давлении по минимальному расходу.

Основные технические характеристик ГПНПС-50 приведены в табл. 5.5.

Табл. 5.5 Основные технические характеристики ГПНПС-50

Показатель	ГПНПС-50
Производительность по раствору ПО, л/мин	180–700
Вес, кг	17
Присоединение (фланцевое)	Ду 50
Коэффициент кратности	1:7*
Материал Корпус: Внутренние части:	нержавеющая сталь латунь
Рабочий диапазон давления, МПа	0,4–1,6 МПа

* В зависимости от типа пенообразователя.

Генератор пены средней кратности стационарный ГПСС предназначен к применению в стационарных установках пенного пожаротушения резервуаров (рис.5.13).



Рис. 5.13 Генератор пены средней кратности стационарный ГПСС

Генератор может применяться с указанной целью в других отраслях промышленности в пределах его технической характеристики.

Входное отверстие генератора (рис. 5.14) расположено на фланце 1, к которому присоединяется растворопровод стационарной системы пожаротушения 2. Установка и крепление генератора на резервуаре осуществляется с помощью монтажного фланца 3, на котором имеется выходное отверстие, закрываемое крышкой 4, которая установлена на шарнире 5.

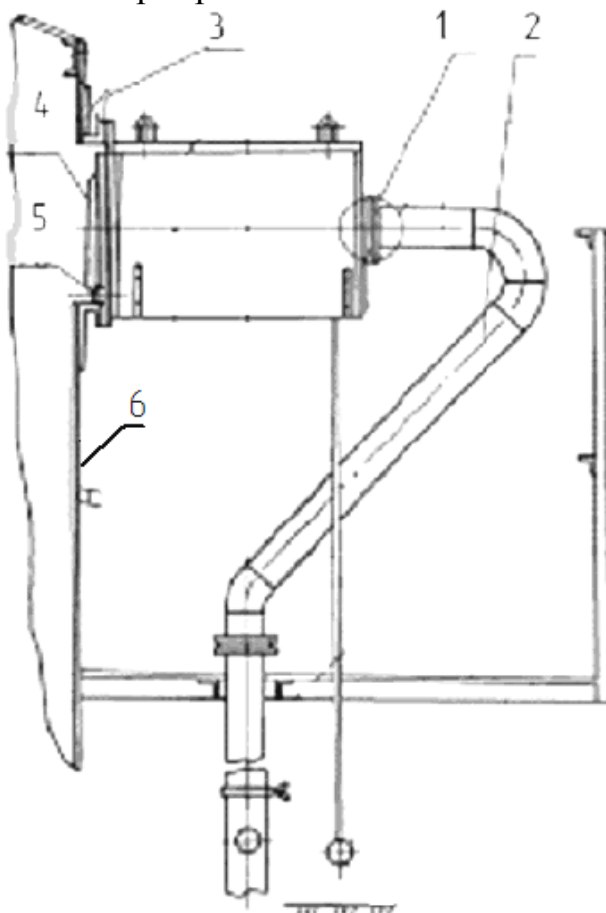


Рис. 5.14 Расположение ГПСС-600(2000) на резервуаре

1,3 — фланцы; 2 — растворопровод стационарной системы пожаротушения; 4 — крышка; 5 — шарнир; 6 — стенка резервуара

Генератор высокократной пены "ДВПЭ-200" (рис. 5.15) предназначен для автоматических систем пожаротушения высокократной пеной помещений нефтеперекачивающих станций и других помещений, подлежащих автоматической противопожарной защите.

Пеногенератор обеспечивает получение полидисперсной пены высокой кратности в условиях задымления помещения по принципу эжекции воздуха распыленными струями 6% водного раствора фторсинтетического пенообразователя из распылителей, последовательно расположенных в корпусе пеногенератора.

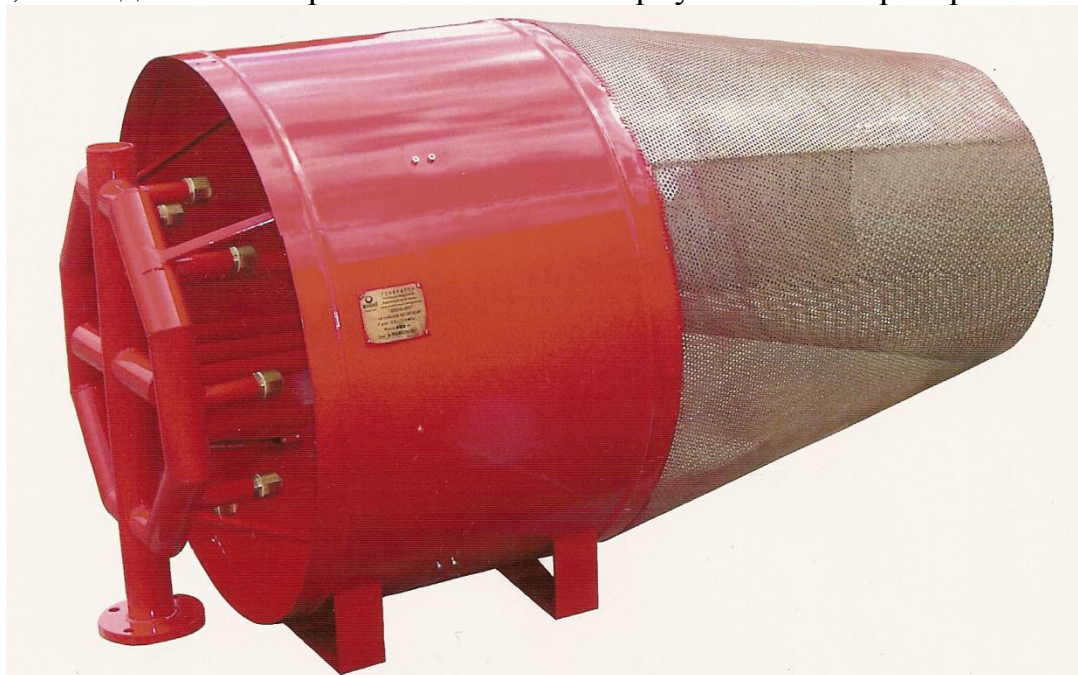


Рис. 5.15 Генератор высокократной пены "ДВПЭ-200"

Табл. 5.6 Технические характеристики "ДВПЭ-200"

Наименование параметра		Значение параметра
Рабочее давление раствора пенообразователя, МПа		0,9 ±0,1
Расход по раствору пенообразователя, л/с, не менее		3,5
Производительность по пене, м ³ /сек, не менее		1,4
Кратность пены, не менее		400
Габаритные размеры, мм, не более	длина	2000
	ширина	950
	высота	980
Масса, кг, не более		65
Полный срок службы, лет, не менее		15

Пеногенератор низкократной пены КНП-5/10 «Афрос» предназначен для комбинированных автоматических систем пожаротушения в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями (рис. 5.16).

Используются для оснащения:

- вертикальных стальных резервуаров;
- вертикальных стальных резервуаров с понтоном;
- вертикальных стальных резервуаров с плавающей крышей;
- железобетонных резервуаров.



Рис. 5.16 Пеногенератор низкократной пены «Афрос»

Возможна установка камер КНП-5 или КНП-10 на резервуары вместо существующих генераторов пены средней кратности ГПСС-600 или ГПС-2000. Замена осуществляется с помощью переходных элементов.

Работает на 6% водном растворе фторсодержащих пенообразователей типа "Подслойный", "Мультипена", и их аналогов.

Функции:

- генерация низкократной пены из раствора фторсинтетического пенообразователя.
- образование и подача плоских веерных струй:
 - на внутреннюю стенку стального или железобетонного резервуара;
 - в зону кольцевого зазора между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара.

Основные технические характеристики камеры низкократной пены (КНП) приведены в табл. 5.7.

Табл. 5.7 Основные технические характеристики камеры низкократной пены (КНП)

Показатель	КНП-5/5Г	КНП-10/10Г
Рабочее давление раствора пенообразователя, МПа	0,9±0,1	0,9±0,1
Расход по раствору пенообразователя, л/с, не менее	5	10
Кратность пены, не менее	8	8
Масса, кг	40/45	40/45
Габаритные размеры, мм, L×W×H	700×450×1200	700×450×1200
	900×1200×450	900×1200×450
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	У1	У1

Высоконапорный пеногенератор ВПГ "Феникс" (рис. 5.17) предназначен для получения воздушно-механической пены низкой кратности в установках пенного пожаротушения, в том числе в системах подслоного тушения пожаров нефтепродуктов в резервуарах и системах комбинированного тушения пожаров нефтепродуктов в резервуарах.

По комплектации дополнительными устройствами пеногенератор может иметь следующие варианты исполнения: генератор без дополнительных устройств (рис. 5.17); генератор с обратным клапаном на линии подачи воздуха (рис. 5.18); генератор с обратным клапаном для предотвращения слива горючего через генератор.

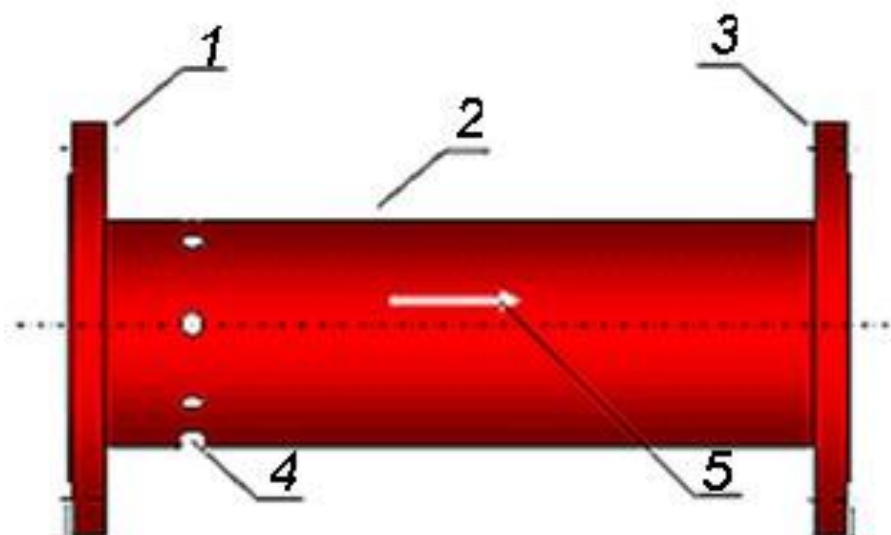


Рис. 5.17 Внешний вид высоконапорного пеногенератора стационарного с фланцевыми соединениями без дополнительных устройств

1, 3 - присоединительные фланцы; 2 - корпус; 4 - воздухозаборное отверстие; 5 - стрелка, указывающая направление потока огнетушащего вещества (пены).

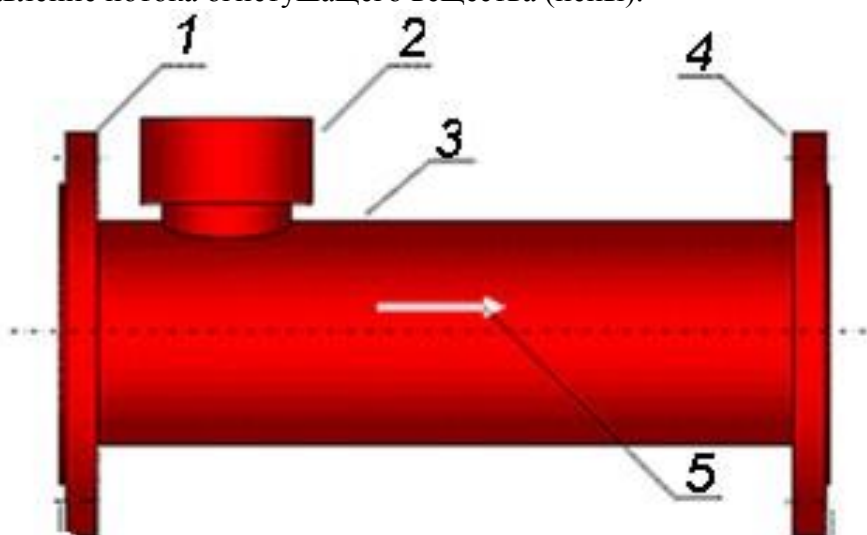


Рис. 5.18 Внешний вид высоконапорного пеногенератора стационарного с обратным клапаном на линии подачи воздуха

1, 4 - присоединительные фланцы; 2 - обратный (воздушный) клапан; 3 - корпус; 4 - воздухозаборное отверстие; 5 - стрелка, указывающая направление потока огнетушащего вещества (пены).

Табл. 5.8 Технические характеристики ВПГ "Феникс"

Наименование параметра	Значение параметра			
	ВПГ-10	ВПГ-20	ВПГ-30	ВПГ-40
Расход раствора пенообразователя (производительность генератора по раствору пенообразователя) при номинальном рабочем давлении 0,9 МПа, не менее, л/с	10	20	30	40
Кратность пены при номинальном рабочем давлении 0,9 МПа, не менее	4			
Рабочее давление раствора пенообразователя, в пределах, МПа	0,3...2,5			
Диапазон расхода раствора пенообразователя при рабочем давлении (0,3 - 2,5), не менее, л/с	1 -15	15-25	25-35	35-60

Дозатор ПС "Феникс" (рис. 5.19) предназначен для получения рабочих растворов пенообразователя в установках пенного пожаротушения, в том числе в системах подслойного тушения нефтепродуктов в резервуарах и системах комбинированного тушения пожаров нефтепродуктов в резервуарах.

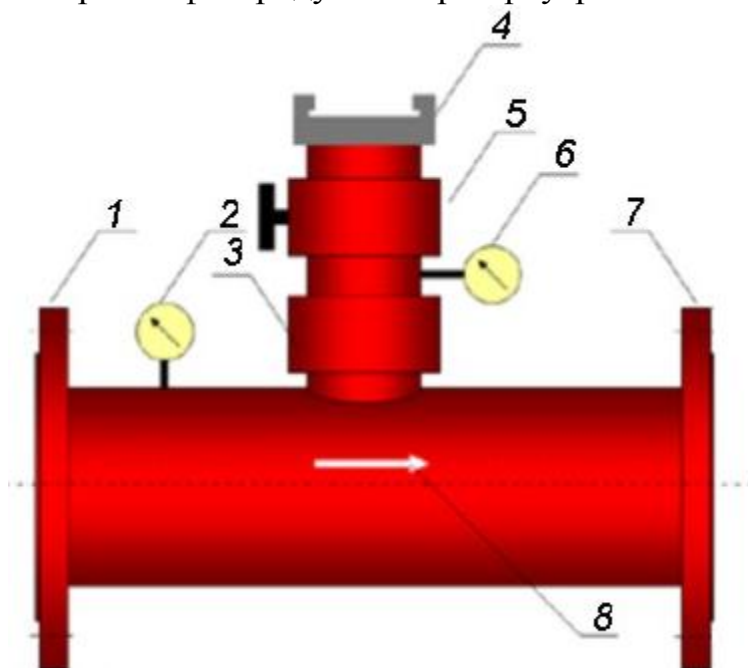


Рис. 5.19 Стационарный дозатор типа ПС "Феникс"

1 - присоединительный фланец, расположенный на патрубке, предназначенном для подачи воды; 2, 6 - манометр; 3 - обратный клапан; 4 - соединительная головка, предназначенная для подключения линии подачи концентрата пенообразователя (типа ГМ-50); 5 - шаровый кран; 7 - присоединительный фланец, расположенный на патрубке, предназначенном для отвода раствора пенообразователя; 8 - стрелка, указывающая направление потока воды (раствора пенообразователя).

По назначению дозатор может иметь следующие варианты исполнения: дозатор стационарный; дозатор переносной. Дозатор стационарный рекомендуется для оборудования пожарных насосных станций и узлов подключения передвижной пожарной техники к стационарным установкам пенного пожаротушения. Дозатор

переносной рекомендуется для получения рабочих растворов пенообразователя с использованием передвижной пожарной техники.

Дозатор стационарный и переносной пригоден для эксплуатации в условиях, при которых возможен контакт изделия с нефтью и нефтепродуктами.

Дозатор выпускается восьми типоразмеров, различающихся диапазоном расхода пенообразователя (от 10 до 300 л/с). Номинальное рабочее давление составляет от 0,3 до 2,5 МПа.

Дозатор типовой переносной можно использовать взамен переносных "пенных вставок". Дозатор стационарный можно использовать взамен "пенных вставок" установок дозирования пенообразователя с использованием насосов-дозаторов (рис.5.20). Дозатор типовой стационарный следует использовать для оборудования стационарных установок пенного тушения резервуаров (и других объектов) узлами подключения передвижной пожарной техники.

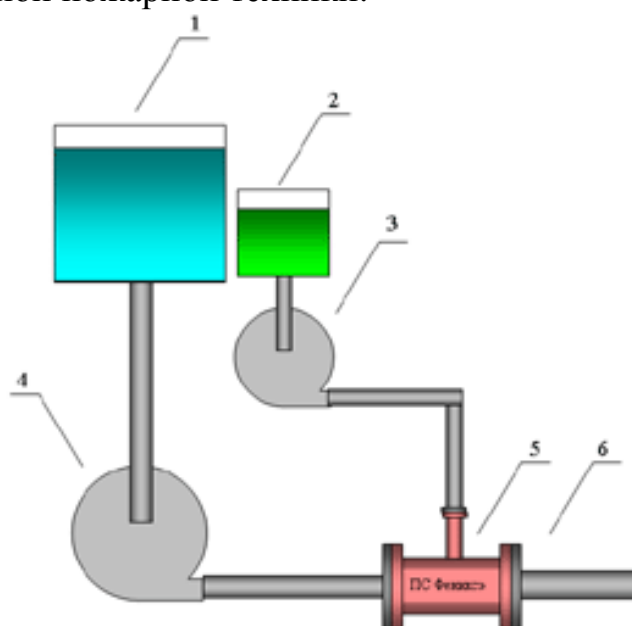


Рис. 5.20 Схема образования рабочего раствора пенообразователя в пожарной насосной станции с использованием стационарного (типового стационарного) дозатора ПС "Феникс":

1 - емкость для хранения запаса воды; 2 - емкость для хранения запаса концентрата пенообразователя; 3 - насос, предназначенный для подачи пенообразователя; 4 - насос, предназначенный для подачи воды; 5 - стационарный (типовой стационарный) дозатор ПС; 6 - магистральный растворопровод, предназначенный для подачи раствора к генераторам пены низкой, средней и высокой кратности.

Предохранительные разрывные мембраны МПР-150/200/250/300 «Горгона» (рис. 5.21) предназначены для систем подслоного тушения пожаров в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями и эксплуатируются во взрывоопасных зонах класса В-1а, В-1г. Служат для герметизации пенопроводов.

Предохранительная пленка из сверхпрочного инертного материала гарантирует надежную герметизацию пенопровода со стороны резервуара, а специальный нож обеспечит ее полный гарантированный разрыв и раскрытие мембраны при минимальном перепаде давлений. Дополнительно мембрана работает как обратный клапан.

Функции:

- Герметизация пенопроводов, соединяющихся с резервуаром с нефтью или нефтепродуктами от внешних пенопроводов.
- Гарантированное удержание давления столба нефти или нефтепродуктов со стороны резервуара.
- Прорыв разрывной диафрагмы и открытие проходного сечения пенопровода при срабатывании пеногенератора.

Герметичное перекрытие пенопровода при прекращении работы пеногенератора (обратный клапан).



Рис. 5.21 Предохранительная разрывная мембрана

Табл. 5.9 Основные технические характеристики предохранительных разрывных мембран

Показатель	МПП-150	МПП-200	МПП-250	МПП-300
Максимально допустимое давление со стороны резервуара, МПа	0,3	0,3	0,3	0,3
Минимальный перепад давлений для разрыва диафрагмы с полным раскрытием мембраны, МПа	0,02	0,02	0,02	0,02
Габаритные размеры, мм	214x23	270x23	322x23	372x23
Масса, кг	3,6	5,0	7,3	9,4
Климатическое исполнение	Y1	Y1	Y1	Y1
Минимальный срок службы, лет	5	5	5	5

Клапаны обратные ЗКО (рис. 5.22) предназначены для отсекаания обратного потока среды при прекращении подачи пены в трубопроводах установок пожаротушения или нефтепродуктов в технологических трубопроводах. Клапаны обратные рассчитаны на рабочее давление от 1 МПа (10 кг/см²) до 4 МПа (40 кг/см²).

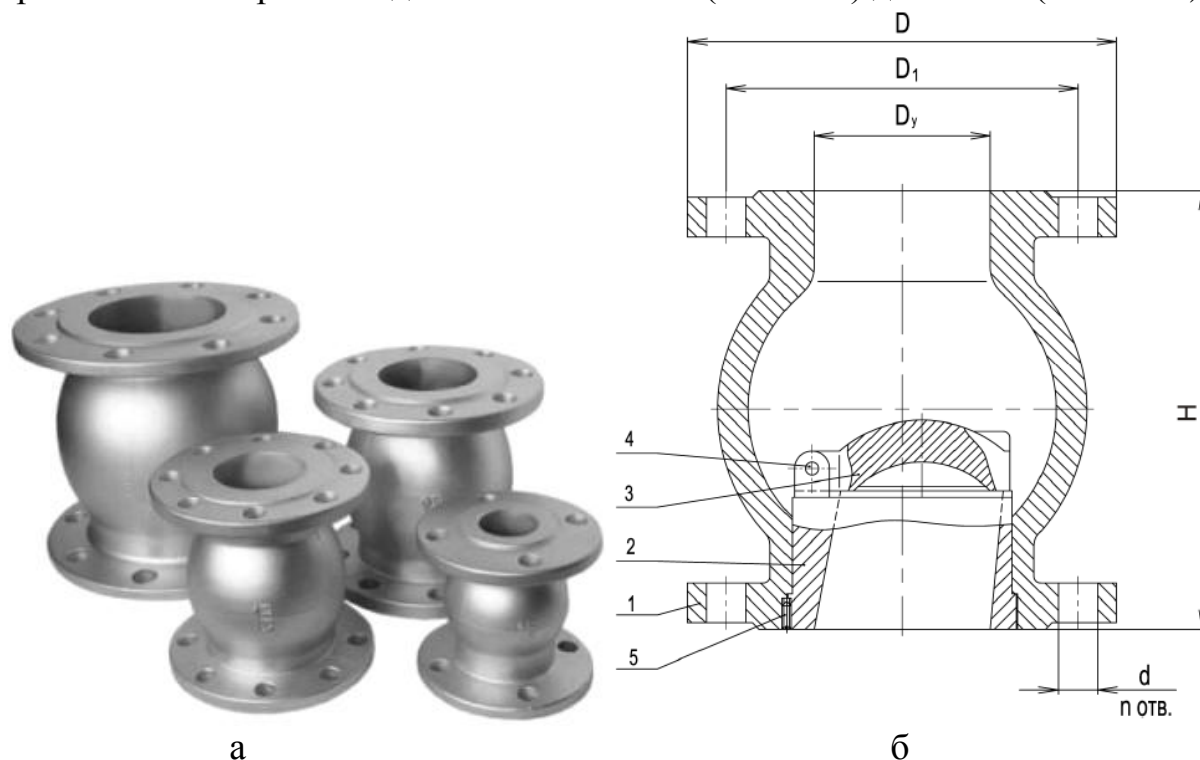


Рис. 5.22 Клапаны обратные ЗКО
а - общий вид клапана; б – устройство клапана
1 - корпус; 2 - седло; 3 - крышка; 4 - ось; 5 - винт.

Табл. 5.10 Технические характеристики ЗКО

Наименование параметров		ЗКО-50	ЗКО-80	ЗКО-100	ЗКО-150
Условный проход Ду, мм		50	80	100	150
Условное давление, МПа		1,0	1,0	2,5	2,5
Габаритные размеры, мм, не более	диаметр D	160	195	230	300
	высота H	158	188	223	275
Масса, кг не более		2,8	5	8,2	12,6

Пример обозначения:

ЗКО-150 УХЛ1 ТУ 3689-018-10524112-2002,

где 150 - условный проход;

УХЛ1 - климатическое исполнение.

Баки-дозаторы "Гобсек" БДП-5000Г/10000Г (рис. 5.23) выпускаются 2-х типоразмеров и предназначены для хранения и дозирования в заданной пропорции водных растворов пенообразователей, с последующей их подачей на пеногенераторы или кары низкократной пены.

Баки-дозаторы БДП-5000Г/10000Г Гобсек предназначены для автоматических систем тушения пожара:

- в технологических помещениях, имеющих взрывоопасные зоны В-1а, В-1г;

- в резервуарах вертикальных стальных, вертикальных стальных с плавающей крышей и понтоном, железобетонных с легковоспламеняющимися жидкостями.

Заправляются фторсинтетическими пенообразователями типа "Мультипена" и "Подслойный".



Рис. 5.23 Бак-дозатор "Гобсек"

Функции:

- хранение фторсинтетических пенообразователей;
- автоматическая подача и дозировка пенообразователя;
- получение рабочего раствора заданной концентрации в широких диапазонах расхода и давления;
- визуальный контроль и учет вытесненного в процессе работы количества пенообразователя из эластичной емкости бака-дозатора;
- возможность заправки бака-дозатора от передвижных емкостей с пенообразователем в ручном режиме;
- заправка пенообразователем емкостей передвижной пожарной техники из бака-дозатора.

Основные технические характеристики баков-дозаторов приведены в табл. 5.11.

Табл. 5.11 Основные технические характеристики баков-дозаторов

Показатель	БДП-5000Г	БДП-10000Г
Рабочее давление воды на входе в смеситель-дозатор, МПа	1,0...1,3	1,0...1,3
Падение давления на выходе смесителя-дозатора, МПа	0,08	0,08
Объем пенообразователя в баке-дозаторе, л	5000	10000
Рабочий диапазон расхода раствора пенообразователя, л/с	10...85	10...85
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм	5600×2200×2900	3000×2200×2900
Масса, кг	2000	3000

5.4 Система защиты резервуаров от коррозии

Способы защиты от коррозии резервуаров для нефти и нефтепродуктов принимают в зависимости от степени агрессивного воздействия среды на конструкции, в том числе внутренних поверхностей конструкций резервуаров для нефти.

Методы защиты резервуаров от коррозии определяются проектом на антикоррозионную защиту.

Антикоррозионная защита осуществляется следующим образом:

- наружная поверхность корпуса, крыш стальных резервуаров и оборудование, установленное на них, а также наземные участки трубопроводов всех назначений – защитными антикоррозионными лакокрасочными покрытиями;
- наружная поверхность днища стальных резервуаров, подземные участки трубопроводов различного назначения – защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (станциями катодной защиты – СКЗ и протекторами);
- внутренняя поверхность днища, поверхность первого пояса корпуса стальных резервуаров, внутрирезервуарная обвязка системы размыва донных осадков – лакокрасочными и комбинированными покрытиями, установкой протекторов;
- внутренняя поверхность стальных резервуаров (крыша, верхние пояса корпуса) – лакокрасочными и комбинированными защитными покрытиями;
- поверхность железобетонных резервуаров – применением оклеечных материалов, пропиткой или покраской конструкции, использованием герметиков;
- арматура, приемо-раздаточные патрубки, донные клапаны, световые и лазовые люки и другое металлическое оборудование железобетонных резервуаров – применением лакокрасочных, металлических (цинковых и алюминиевых), комбинированных (лакокрасочных по металлизационному слою) покрытий, средств электрохимзащиты.

На следующих рисунках приведены принципиальные схемы катодной (5.24) и протекторной (5.25) защиты резервуаров.

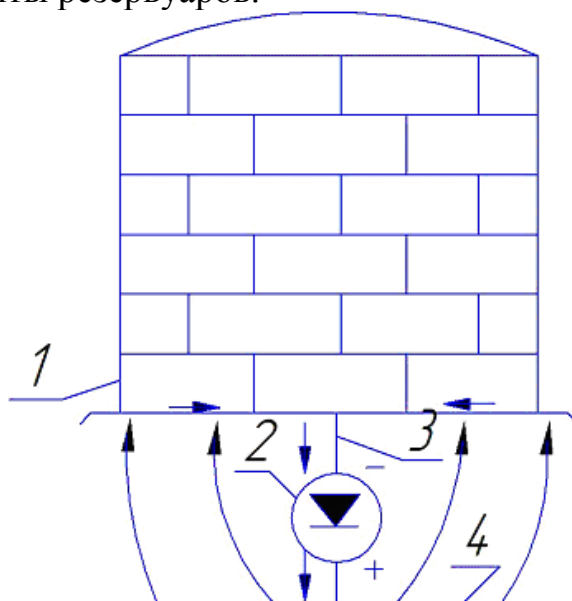


Рис. 5.24 Принципиальная схема катодной защиты резервуара:

1- резервуар; 2 – внешний источник постоянного тока; 3 – соединительный провод; 4 – анодное заземление

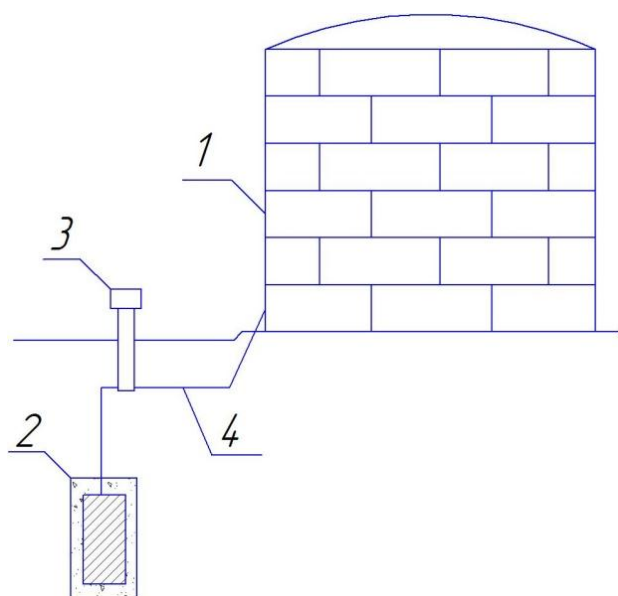


Рис. 5.25 Схема установки протекторов для защиты днища резервуара от грунтовой коррозии:

1 - резервуар; 2 – протектор; 3 – контрольно-измерительная колонка; 4 – соединительный провод.

Оборудование, изделия и материалы, применяемые при монтаже электрохимической защиты, должны соответствовать спецификации проекта ЭХЗ, государственным стандартам или техническим условиям и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта.

Средства и установки электрохимической защиты должны быть поставлены комплектно в соответствии со спецификацией, указанной в проекте, и сопровождаемы документами, удостоверяющими соответствие указанных средств и установок их техническим условиям.

При пуске и опробовании средств и установок электрохимической защиты следует руководствоваться государственными стандартами, строительными нормами и правилами, нормативно-техническими документами по защите подземных сооружений от коррозии, а также требованиями технического проекта и рабочих чертежей на ЭХЗ.

Части установок ЭХЗ, которые размещены под землей, разрешается засыпать грунтом только после того, как они освидетельствованы, получено письменное согласие на их засыпку от представителя заказчика и оформлен двусторонний акт на скрытые работы.

Качество изоляции контактных соединений протекторных установок перед засыпкой грунтом должно быть проверено искровым дефектоскопом напряжением 20 кВ.

При защите внутренней поверхности резервуаров с помощью металлизации с последующим нанесением изоляционного материала установка протекторов может исключаться.

Техническое обслуживание и ремонт установок катодной защиты проводятся в соответствии с графиком планово-предупредительных ремонтов.

Техническое обслуживание протекторной защиты должно включать:

- контроль эффективности протекторной защиты;
- замену изношенных протекторов.

Контроль работы протекторной защиты наружной поверхности днища резервуара от почвенной коррозии необходимо проводить с помощью следующих электрических измерений:

- распределения потенциала «резервуар-грунт»;
- омического сопротивления цепи протекторных установок;
- силы тока протекторных установок.

Контроль работы протекторов, устанавливаемых на внутренней поверхности резервуара, заключается в периодических измерениях силы тока контрольных протекторов и групп протекторов.

Эффективность протекторной защиты проверяется измерением разности потенциалов «резервуар – электролит» и силы тока в цепи «протектор – резервуар». Разность потенциалов «резервуар – электролит» (днище – подтоварная вода) следует измерять предназначенными для подобных измерений приборами с помощью специального медносульфатного электрода сравнения.

Замену изношенных протекторов необходимо производить в соответствии с планом ремонтно-профилактических работ, утвержденным главным инженером предприятия и составленным с учетом срока службы протекторов и данных об их эксплуатации.

Для защиты от коррозии внутренней поверхности вертикальных стальных резервуаров могут быть использованы покрытия, имеющие сертификаты и разрешительные документы.

Запрещается допуск подрядчиков производства работ, не имеющих лицензий Госгортехнадзора России на данный вид деятельности.

Периодически визуальный контроль состояния наружного антикоррозионного покрытия проводится 1 раз в год.

Контроль состояния внутренней поверхности вертикальных стальных резервуаров осуществляется при проведении полного обследования в сроки согласно требованиям нормативно-технической документации.

Качество лакокрасочного покрытия определяется проверкой адгезии (адгезия не менее 2 баллов) и замером толщины покрытия.

Дефекты покрытия, обнаруженные при периодических осмотрах, подлежат устранению.

5.5 Системы компенсации нагрузок

Системы компенсации нагрузок на стенку стальных вертикальных резервуаров (СКНР) предназначены для компенсации относительных пространственных перемещений и герметичного соединения ПРП РВС и подводных технологических трубопроводов.

СКНР обеспечивает снижение нагрузок на приемо-раздаточные патрубки резервуаров, возникающих при:

- осадке основания резервуара и опор ПТ;

- деформациях стенки резервуара и трубопроводов СКНР, ПРП и ПТ при
- изменениях гидравлического давления, температуры окружающего воздуха и

- перекачиваемого (хранимого) продукта;
- изменении веса трубопровода СКНР при его заполнении и опорожнении.

СКНР (рис. 5.26) состоит из следующих составных частей:

- трубопровод - 1 шт.;
- подвески - 2 типоразмера;
- ригели-2 шт.;
- стойки-4 шт.;
- опора катковая - 1 шт.

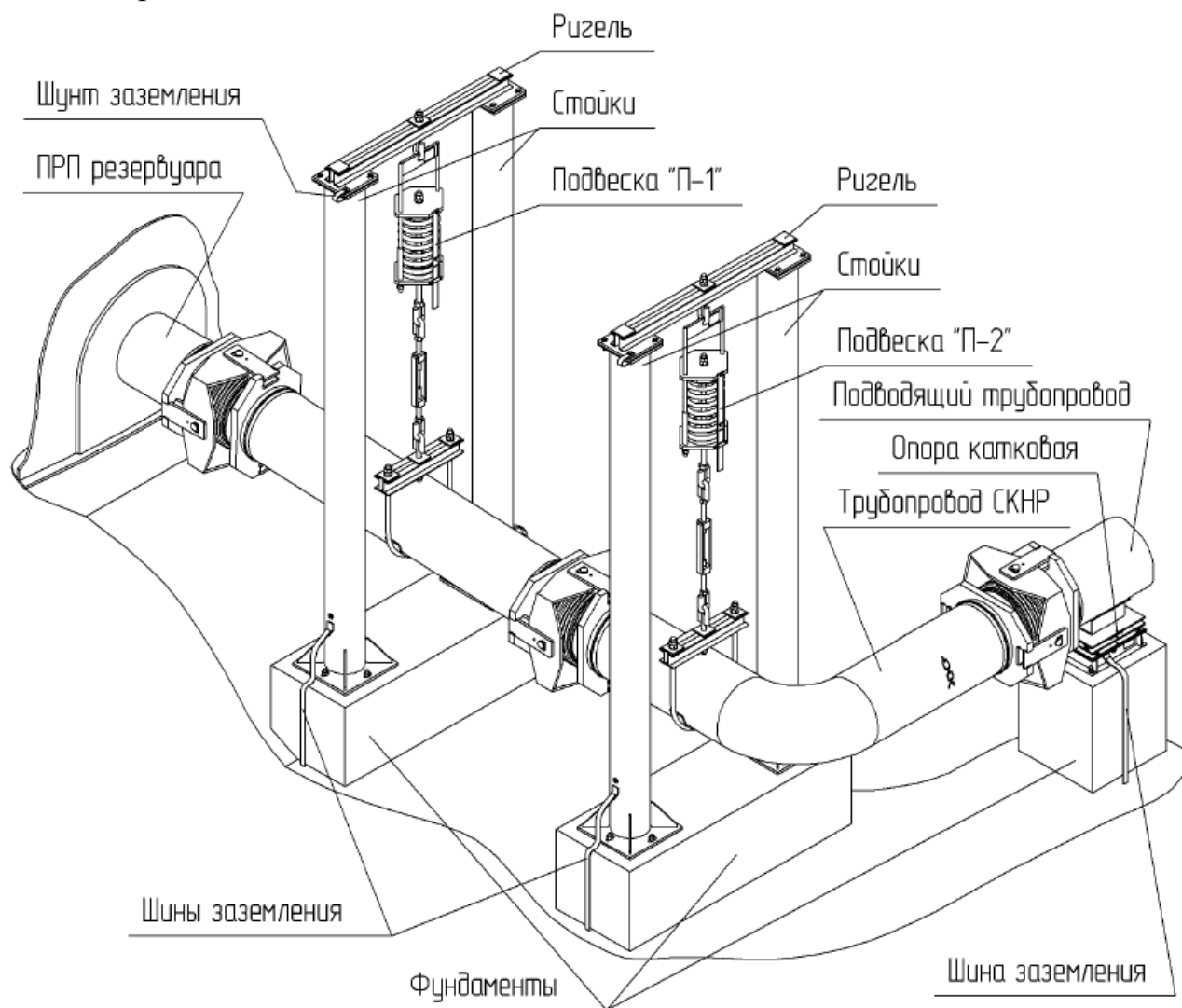


Рис. 5.26 Общий вид СКНР

Трубопровод СКНР (рис. 5.27) - это трехшарнирный трубопроводный компенсатор, соединяющий ПРП резервуара и подводящие технологические трубопроводы.

Трубопровод СКНР состоит из трех сильфонных компенсаторов, соединенных между собой тремя трубными вставками и отводом.

Компенсация относительных пространственных перемещений концов ПРП осуществляется за счет угловых деформаций шарниров трубопровода СКНР.

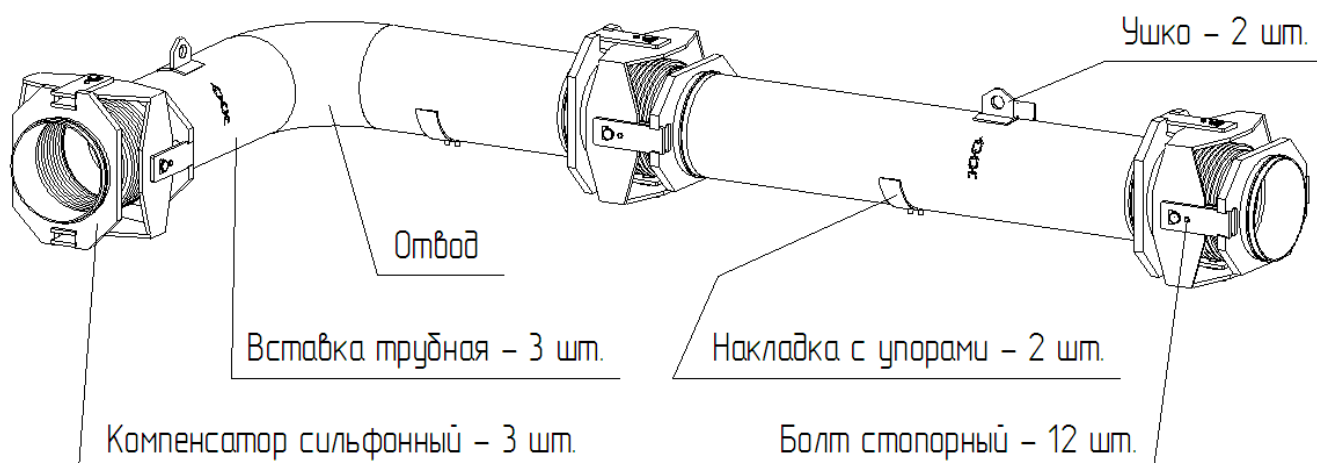


Рис. 5.27 Трубопровод СКНР

Роль шарниров трубопровода СКНР выполняют оси карданов металлических поворотных сильфонных компенсаторов, которые нашли широкое применение в трубопроводных обвязках нефтепроводов в виду их надежности и удобства эксплуатации.

Сильфонные компенсаторы – это растяжимые стыки для трубопроводных систем, применяемые для компенсации температурного расширения трубопроводов, предотвращения разрушения труб при деформации трубопроводов, выравнивания несоосности в трубопроводных системах, возникших вследствие монтажных работ и других целей. В зависимости от назначения и условий применения компенсаторов используются различные конструктивные исполнения компенсаторов, представляющие собой различные комбинации сильфонов, соединительной и ограничительной арматуры, направляющих патрубков и защитных кожухов. На рис. 5.28 показан общий вид сильфонного компенсатора и принцип его работы.



Рис. 5.28 Общий вид сильфонного компенсатора (а) и принцип его работы (б)

Каждый участок трубопровода СКНР, расположенный между осями карданов СК, закреплен на подвесках.

Подводящие технологический трубопровод, присоединяемый к СКНР, установлен на катковую опору.

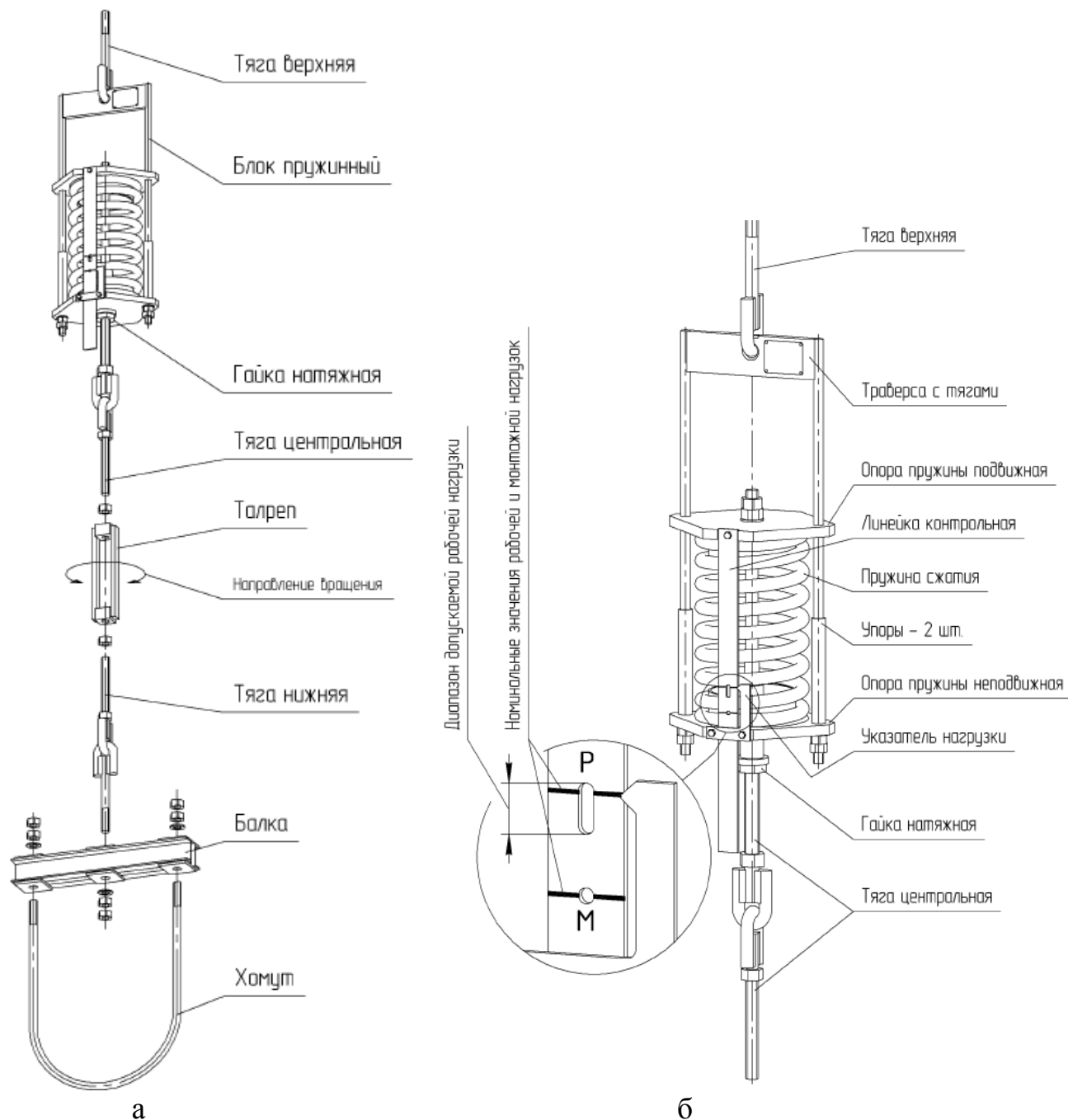


Рис. 5.29 Подвеска (а) и блок пружинный (б)

Подвески (рис. 5.29, а) предназначены для компенсации переменных весовых нагрузок от трубопровода СКНР и обеспечения вертикальных и горизонтальных перемещений участков трубопровода СКНР при его деформациях. Конструкция подвесок для всех типоразмеров СКНР унифицирована. Подвески состоят из пружинного блока, талрепа, балки, тяг и хомута.

Хомут предназначен для подвески участков трубопровода СКНР.

Пружинный блок (рис. 5.29, б) состоит из траверсы, неподвижной и подвижной пружинных опор, пружины сжатия, натяжной гайки и узла контроля нагрузок на подвеску.

Узел контроля нагрузки на подвеске состоит из указателя нагрузки и контрольной линейки со специальной шкалой весовых нагрузок на подвеску.

Монтажной нагрузке соответствует значение весовой нагрузки при пустом (опорожненном) трубопроводе СКНР. Сжатие пружины до монтажной нагрузки осуществляется с помощью натяжной гайки. Величина натяга пружинного блока подвески до монтажной нагрузки обозначена на контрольной линейке круглым отверстием и риску с маркировкой «М».

Рабочей нагрузке соответствует значение весовой нагрузки при заполненном рабочей средой трубопроводе СКНР. Значение рабочей нагрузки на подвеске указано на ее заводской табличке, а величина натяга пружинного блока подвески обозначена риской с маркировкой «Р» на контрольных линейках.

На контрольной линейке выполнено овальное отверстие, указывающее допустимый диапазон отклонений рабочей нагрузки на подвеске, возникающих в результате гидростатических и температурных деформаций стенок резервуара, трубопровода СКНР и подводящего трубопровода.

Отклонение стрелки указателя нагрузок за пределы овального отверстия на контрольной линейке указывает на то, что произошла осадка (крен) основания резервуара, и (или) фундаментов подвесок, и (или) подводящего трубопровода.

Регулирование рабочей нагрузки на подвеске производится натягом пружинного блока подвески с помощью талрепа.

Катковая опора (рис. 5.30) предназначена для разгрузки трубопровода СКНР и подвесок от воздействия весовых нагрузок от ПТ и обеспечивает горизонтальные перемещения ПТ при его температурных деформациях. Конструкция катковой опоры для всех типоразмеров СКНР унифицирована.

Катковая опора состоит из основания, опорных плит, блоков катков, опоры трубопровода и стопорных шпилек.

Основные параметры и технические характеристики СКНР приведены в табл.5.12.

Табл. 5.12 Параметры и технические характеристики СКНР

Наименование параметра	Норма для типоразмера			
	СКНР-400	СКНР-500	СКНР-600	СКНР-700
1	2	3	4	5
3.3.1 Компенсирующая способность трубопровода СКНР (максимальная пространственная деформация), не менее:				
а) вертикальная (сдвиговая), AZ, мм	± 160			
б) горизонтальная (осевая), AY, мм	± 50			
в) угловая (в вертикальной плоскости), у, градус	± 1,27			
г) поворот вокруг оси трубопровода СКНР (кручение), φ, градус	± 0,20			
3.3.2 Рабочая нагрузка на подвесках (поддерживающее усилие), не менее:				

а) подвеска «П-1» - F1, кН	8,9	12,3	16,1	24,1
б) подвеска «П-2» - F2, кН	7,2	10,1	13,2	16,9
3.3.5 Габаритные размеры СКНР (без подвесок), мм, не более:				
а) длина, L	7000			
б) ширина, В	3000			
в) высота, Н	2000			

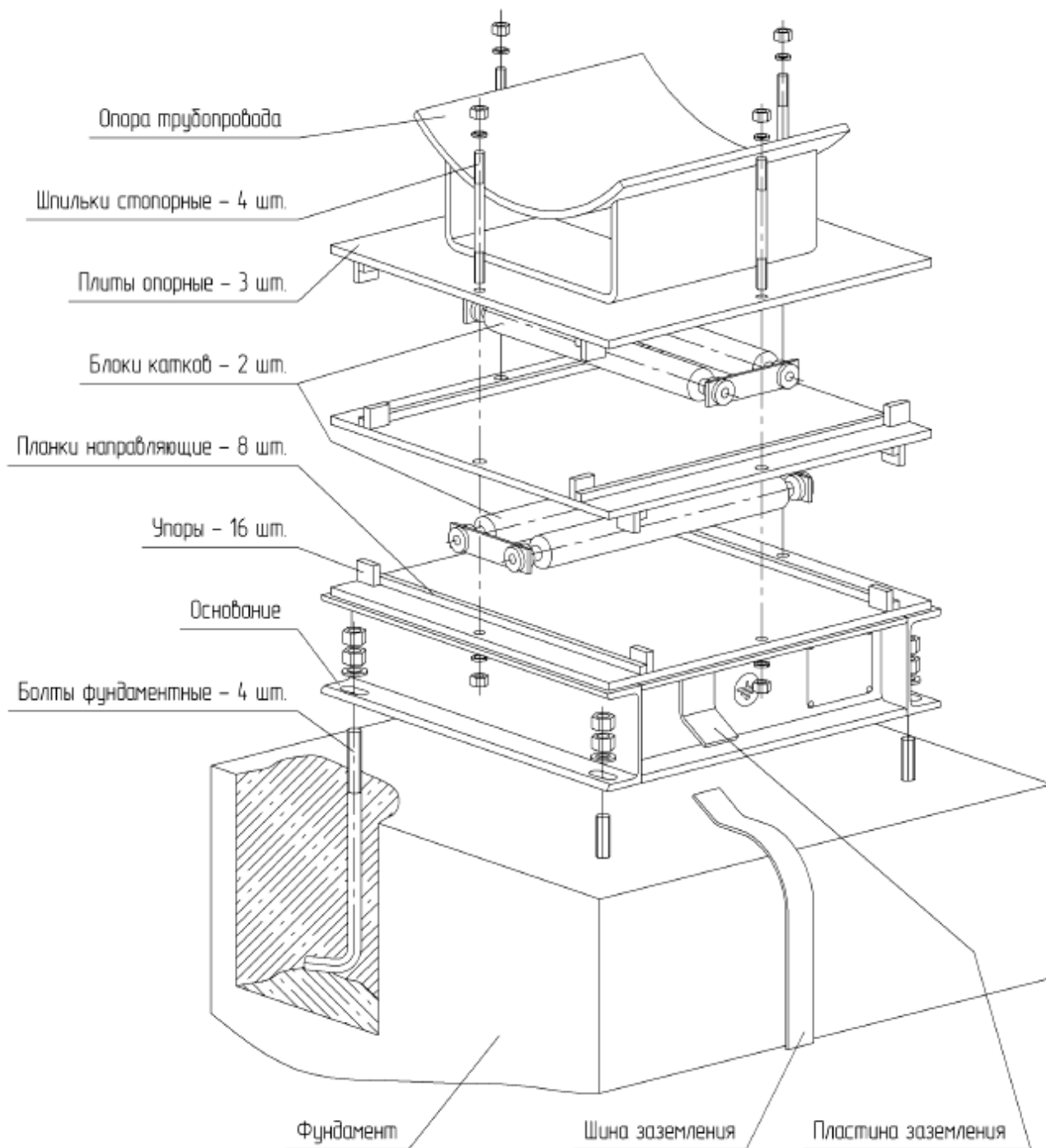


Рис. 5.30 Опора катковая

Компенсаторы межстенного пространства типа "ТРАНСФЕР" предназначены для соединения приемораздаточных патрубков (резервуаров) в пространстве между основной и защитной стенками резервуара, исключая их разрушение

вызываемое разностью перемещений, которые испытывает основная стенка под действием гидростатической нагрузки (радиальные перемещения), вертикальные нагрузки от веса располагаемой на стенке стационарной крыши, включая снеговую нагрузку (вертикальные перемещения), и защитная стенка, не испытывающая нагрузок при эксплуатации и не имеющая радиальных и вертикальных перемещений.

Компенсаторы являются комплектующим изделием вертикальных цилиндрических резервуаров с защитной стенкой и устанавливается между основной и защитной стенками резервуара резервуаров. Данные компенсаторы изготавливаются на ЗАО «Нефтегазмаш».

Пример условного обозначения устройства:
компенсаторы межстенного пространства "ТРАНСФЕР"
K-150/1875, ТУ 3989-005-79167039-2006
где 150-диаметр условного прохода,
1875-размер межстенного пространства.

5.6 Система предупреждений аварий

Основными контролируемыми параметрами являются:

- предельные уровни продукта в резервуаре (нижний и верхний предельные уровни указываются в технологической карте резервуара);
- давление парогазовой смеси в резервуаре (рабочее давление избыточное – не более 2 кПа, вакуум - не более 0,25 кПа);
- уровень загазованности территории резервуарного парка за счет выбросов углеводородов из резервуаров, фланцевых соединений и т.д..

Для автоматического контроля предварительно устанавливаемого верхнего и нижнего предельных уровней продукта в резервуаре используют сигнализаторы уровня различных модификаций, основанных на поплавковом, ультразвуковом, радиоизотопном и других методах контроля. Данные сигнализаторы были подробно описаны выше.

При достижении максимального (минимального) аварийного уровня продукта в резервуаре на операторном щите появляется светозвуковой сигнал, обязывающий оператора совместно с диспетчером принять меры к снижению взлива (или прекращению откачки) до технологического верхнего (нижнего) уровня.

Абсолютная погрешность измерения и срабатывания сигнализаторов аварийного уровня не должна превышать ± 10 мм.

Резервуарные парки в соответствии требованиям НТД оборудуются системами пожарной сигнализации.

Сигнал о загорании должен передаваться извещателями, установленными на крыше или стенке (по периметру) резервуара.

В качестве извещателей применяются извещатели пожарные, предназначенные для формирования сигнала при температуре контролируемой среды в резервуарах с нефтью, превышающей пороговую температуру срабатывания.

К ручным пожарным извещателям должен быть обеспечен свободный доступ, места их установки должны иметь достаточную освещенность.

Сигнализаторы предельных уровней и извещатели пожарные тепловые на резервуаре устанавливаются в соответствии с НТД и проектом.

Приборы сигнализации предельных уровней нефти и извещатели пожарные, устанавливаемые на резервуарах, а также их кабельные линии должны иметь взрывозащищенное исполнение.

В целях защиты резервуаров от перелива и превышения расчетного рабочего давления в технологических трубопроводах и арматуре в составе резервуарного парка должно быть предусмотрено резервирование емкости для сброса нефти.

План ликвидации возможных аварий, разрабатываемый на каждой НПС, должен содержать раздел по ликвидации возможных аварий в резервуарных парках.

При технической подготовке персонала аварийно-восстановительных бригад, а также работников НПС, нефтебаз необходимо провести обучение действиям в условиях повреждений, аварий и пожаров в резервуарных парках.

5.7 Автоматическая система управления резервуарными парками

Автоматическая система управления резервуарными парками (АСУ РП) предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления резервуарным парком из местного диспетчерского пункта (МДП) без постоянного присутствия эксплуатационного персонала непосредственно у технологических объектов.

Дистанционно измеряются и передаются в МДП следующие основные параметры:

- уровень нефти в резервуарах;
- температура нефти в резервуарах (при необходимости).

В МДП контролируются:

- достоверность измеряемых параметров на диапазон допустимых значений;
- параметры работы резервуаров;
- объем свободной емкости и нефти;
- положение запорной арматуры технологических трубопроводов резервуарного парка;
- состояние средств локальной автоматики и каналов связи.

В резервуарном парке предусматривается автоматическая защита от:

- перелива нефти в резервуарах;
- повышенного давления в подводящих трубопроводах;
- пожара.

В МДП предусматривается сигнализация о:

- пожаре;
- максимально допустимом уровне нефти в резервуарах;
- повышении давления в подводящих трубопроводах;
- предельных уровнях в резервуарах;
- положении задвижек резервуарного парка;
- неисправности измерительных систем.

Должна быть обеспечена автоматическая световая и звуковая сигнализация аварийных ситуаций.

Технические средства АСУ РП, устанавливаемые на резервуарах и имеющие непосредственное соприкосновение с взрывоопасной средой, должны быть взрывобезопасными, как правило, с искробезопасными электрическими цепями с уровнем или со специальным видом взрывозащиты.

Во всех системах и подсистемах АСУ должны использоваться средства микропроцессорной и вычислительной техники на одинаковой элементной базе, обладающие свойствами электрической, конструктивной, логической и информационной совместимости, имеющие единую систему интерфейсов и организованные в виде локальных управляющих, информационных и вычислительных сетей.

Точно так же должны использоваться единые способы и средства организации внутрисистемной связи и передачи информации с реализацией коммуникационных систем.

При аварийном отключении электропитания базы данных должны сохраняться.

Сроки технического обслуживания и ремонта технических средств АСУ РП должны быть согласованы с графиком технического обслуживания основного технологического оборудования и сооружений.

Техническое обслуживание выполняется без остановки технологического процесса в объеме и с периодичностью, указанными в эксплуатационной документации (ЭД) на технические средства.

При техническом обслуживании проводят:

- проверку сохранности поверительного клейма;
- контроль наличия и маркировки на подводящих кабелях и проводах, а также надписей на приборах;
- контроль наличия заземления;
- контроль общего состояния с целью выявления неисправных приборов;
- очистку наружной части корпусов, крышек и стекол приборов от пыли и загрязнений;
- проверку и чистку арматуры.

В процессе текущего ремонта проводятся замена и восстановление сборочных единиц, имеющих наиболее низкие показатели долговечности, остаточный ресурс которых не обеспечивает безотказную работу оборудования до следующего планового ремонта. Текущий ремонт предусматривает следующие виды работ:

- работы по техническому обслуживанию;
- проверку состояния заземления;
- отключение технических средств, вскрытие, чистку, частичную разборку технических средств;
- замену вышедших из строя элементов;
- проверку основных режимов работы технических средств в контрольных точках, регулирование чувствительности.

Капитальный ремонт включает в себя:

- демонтаж неисправных средств;
- разборку, чистку, замену дефектных узлов, наладку, регулировку и испытания технических средств;
- государственную или ведомственную поверку технических средств;

- полную разборку и дефектовку узлов и деталей технических средств;
- замену дефектных узлов и деталей;
- возможную модернизацию средства, внесение изменений в принципиальные схемы;
- восстановление антикоррозионных покрытий;
- сборку, регулировку, испытание и обкатку технических средств;
- поверку и монтаж технических средств.

Объем планового ремонта определяется в каждом конкретном случае результатами осмотра или характером отказа.

Выполнение ремонтных работ должно сопровождаться оформлением документации в установленном на предприятии порядке.

Работоспособность средств и систем АСУ РП обеспечивается также наличием неснижаемых запасов материалов, запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП), определяемых ЭД и нормативными документами.

Обслуживание программного обеспечения должно проводиться в соответствии с эксплуатационной документацией программ.

6.1 Общие положения расчета стальных резервуаров

Все конструктивные части стальных резервуаров в период их эксплуатации воспринимают различные внешние нагрузки, подвергаются разного рода воздействиям. Особенностью практически всех видов внешних нагрузок и воздействий является то, что они непостоянные по величине, и по времени проявления, и по направлению действия. К числу постоянных нагрузок входит только собственный вес рассматриваемой конструкции, а так же передаваемый на нее вес вышерасположенных частей резервуара, установленного на резервуаре оборудования. При проектировании резервуаров все их конструктивные части рассчитываются на прочность и устойчивость. Притом, если резервуары входят в группу сосудов, работающих под избыточным давлением $p_s < 0,07$ МПа, то расчет выполняется по предельным состояниям.

Расчет прочности конструктивных частей резервуаров осуществляется по первой группе предельных состояний и при этом достигается выполнение или проверяется соблюдение условия:

$$N \leq \Phi = f(R, A), \quad (6.1)$$

где $N = \sum \gamma_{f,i} \cdot N_i^H \cdot \psi_{c,i}$ - сумма расчетных внешних нагрузок, определяемая для наиболее неблагоприятного их сочетания;

N_i^H - нормативные значения внешних нагрузок;

$\gamma_{f,i}$ - коэффициенты надежности по внешним нагрузкам;

$\psi_{c,i}$ - коэффициенты сочетания нагрузок.

$\Phi = f(R, A)$ - фактическая расчетная несущая способность рассматриваемого конструктивного элемента резервуара. Она характеризуется расчетным сопротивлением R материала и геометрическими размерами (площадью) A поперечного сечения элемента.

Расчетное сопротивление материала определяется как:

$$R_y = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} \quad \text{или} \quad (6.2 \text{ а})$$

$$R_u = \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} \quad (6.2 \text{ б})$$

где R_{yn} , R_{un} - нормативное сопротивление стали по пределу текучести σ_m и по временному сопротивлению $\sigma_{вр}$, соответственно, кгс/см² (МПа); γ_c – коэффициент условий работы; γ_m – коэффициент надежности по материалу; γ_n - коэффициент надежности по назначению. Значения этих коэффициентов выбираются по действующим нормативным документам (табл. 6.1, 6.2, 6.3).

Табл. 6.1 Значения коэффициента условий работы γ_c

Решаемые задачи	Коэффициент γ_c
1. Расчет прочности стенки по безмоментной теории:	0,7
- для первого (нижнего) пояса	0,8
- для остальных поясов	
2. Расчет прочности стенки при гидравлическом испытании (для всех поясов)	0,9
3. Расчет стенки резервуара на устойчивость	1,0
4. Расчет узла сопряжения стенки резервуара с днищем (зоны краевого эффекта)	1,2

Табл. 6.2 Значения расчетных характеристик, коэффициента надежности по материалу γ_m листового проката

Сталь класса прочно-сти	Толщина проката, мм	Нормативное сопротивление, МПа (кгс/см ²)		Расчетное сопротивление, МПа (кгс/см ²)		γ_m
		R_{yn}	R_{un}	R_v	R_u	
С 255	от 2 до 3,0	255 (2600)	380 (3900)	250 (2550)	370 (3800)	1,025
	от 4 до 10	245 (2500)	380 (3900)	240 (2450)	370 (3800)	
	от 10 до 20	245 (2500)	370 (3800)	240 (2450)	360 (3700)	
	от 20 до 40	235 (2400)	370 (3800)	230 (2350)	360 (3700)	
С 345	от 2 до 10	345 (3500)	490 (5000)	335 (3400)	480 (4900)	1,030
	от 10 до 20	325 (3300)	470 (4800)	315 (3200)	460 (4700)	1,030
	от 20 до 70	305 (3100)	460 (4700)	300 (3050)	450 (4600)	1,025
С 590	от 10 до 36	540 (5500)	635 (6470)	515 (5250)	605 (6150)	1,05
С 590К	от 16 до 40	540 (5500)	635 (6470)	515 (5250)	605 (6150)	1,05

Примечание: Плотность стали $\rho = 7850$ кг/м³; модуль упругости $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа.

При наличии большого количества сварных швов, что и наблюдается на стальных резервуарах, притом, если заранее известны сложные условия наложения монтажных швов (погодные условия, низкие температуры, возможные отклонения и нарушения технологии монтажа), в уравнения (6.2 а,б; 6.3 а,б) вместо γ_m принимается γ_{mw} – коэффициент надежности по металлу сварного шва (табл. 6.3)

Табл. 6.3 Значения коэффициентов надежности по металлу сварного шва

Нормативное сопротивление металла шва, МПа (кгс/см ²), R_{wun}	Коэффициент надежности по материалу шва γ_{mw}
1. Нормативное сопротивление металла шва не более 490 МПа (5000 кгс/см ²): проволоки марки Св08, Св08А, Св08ГА, Св10ГА для автоматической и полуавтоматической сваркой под флюсом	1,25
2. Нормативное сопротивление металла шва 590 МПа (6000 кгс/см ²) и более: проволоки марки Св10НМА, СвЮГ2, Св08ХН2ГМЮ	1,35

Размеры поперечного сечения элемента определяются по уравнениям:

$$A = \frac{\gamma_m \gamma_n \sum \gamma_{f,i} N_i^H \psi_{c,i}}{\gamma_c R_{yn}} \quad \text{или} \quad (6.4,а)$$

$$A = \frac{\gamma_m \gamma_n \sum \gamma_{f,i} N_i^H \psi_{c,i}}{\gamma_c R_{un}} \quad (6.4,б)$$

Или же, при известных значениях внешних нагрузок, геометрических параметров поперечного сечения конструктивного элемента можно по расчету определить величину фактических напряжений в нем и по максимальному их значению выбрать марку стали, добиваясь соблюдения условий:

$$\sigma_\phi = \frac{\sum \gamma_{f,i} N_i^H \psi_{c,i}}{A} \leq \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} \quad \text{или}$$

$$\sigma_\phi = \frac{\sum \gamma_{f,i} N_i^H \psi_{c,i}}{A} \leq \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} \quad (6.5)$$

6.2 Нагрузки и воздействия

При проведении расчетов несущих конструкций резервуаров правильный и полный учет внешних нагрузок и воздействий – задача весьма актуальная.

Рассмотрим виды внешних нагрузок и воздействий на отдельные конструктивные части стального вертикального цилиндрического резервуара.

6.2.1 Нагрузки и воздействия на стационарную крышу

В эксплуатационный период она воспринимает нагрузки от собственного веса (включая вес оборудования, теплоизоляции), снеговую и ветровую нагрузки, воздействия избыточного и вакуумметрического давления, температуры окружающего воздуха.

Собственный вес при выполнении проектного расчета на первом этапе не учитывается, так как он еще неизвестен. Геометрические размеры сечения несущих

элементов каркаса крыши определяются с учетом расчетных величин других нагрузок. Затем, методом последовательных приближений производится уточненный расчет элементов каркаса. При использовании типовых проектов осуществляется проверочный расчет крыши, а ее собственный вес определяется из каталогов или самого типового проекта.

В расчетах собственный вес крыши учитывается с коэффициентом надежности по нагрузке от собственного веса $\gamma_{f,c}=1,05$. С некоторой условностью принимается, что собственный вес равномерно распределяется по поверхности крыши (рис. 6.1).

Снеговая нагрузка в расчетах принимается равномерно распределенной по поверхности крыши. Расчетное значение этой нагрузки выбирается по СНиП

2.01.07-85* [38] в зависимости от района сооружения резервуара. Притом, конкретное значение снеговой нагрузки на крышу рассчитывается как

$$S = S_g \cdot \mu, \quad (6.6)$$

где S_g — расчетное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, кПа (кгс/см²);

μ — коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на поверхность сооружения с учетом конкретного профиля его крыши. При углах ската конических крыш или уклона сферических крыш $\alpha \leq 25^\circ$ коэффициент $\mu=1,0$.

Как было отмечено выше, угол ската конических самонесущих крыш принимается равным $15^\circ \dots 30^\circ$, каркасных крыш — от 8° до 12° . А уклон сферических крыш определяется по выражению:

$$\alpha = 90^\circ - \arccos \frac{r}{r_{сф}} \quad (6.7)$$

Если в расчетах необходимо учитывать нормативную величину снеговой нагрузки, то S_g умножается на коэффициент 0,7.

Табл. 6.5 Расчетные значения веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли [38].

Снеговые районы РФ	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
S_g , кПа (кгс/м ²)	0,8 (80)	1,2 (120)	1,8 (180)	2,4 (240)	3,2 (320)	4,0 (400)	4,8 (480)	5,6 (560)

В определенные периоды эксплуатации РВС в нем может возникнуть *вакуумметрическое давление*, расчетное значение которого определяется по формуле:

$$P_d = \gamma_{f,d} \cdot P_d'', \quad (6.8)$$

где P_d'' - нормативная величина вакуумметрического давления, принимаемая по СНиП 2.09.03-85 [40] для РВС под нефть и светлые нефтепродукты равной $P_d''=0,5$ кПа (0,005кгс/см²), а для РВС под темные нефтепродукты равной $P_d''=0,2$ кПа (0,002кгс/см²);

$\gamma_{f,d}$ - коэффициент надежности по воздействию вакуумметрического давления, значения которого приводятся в табл. 6.6.

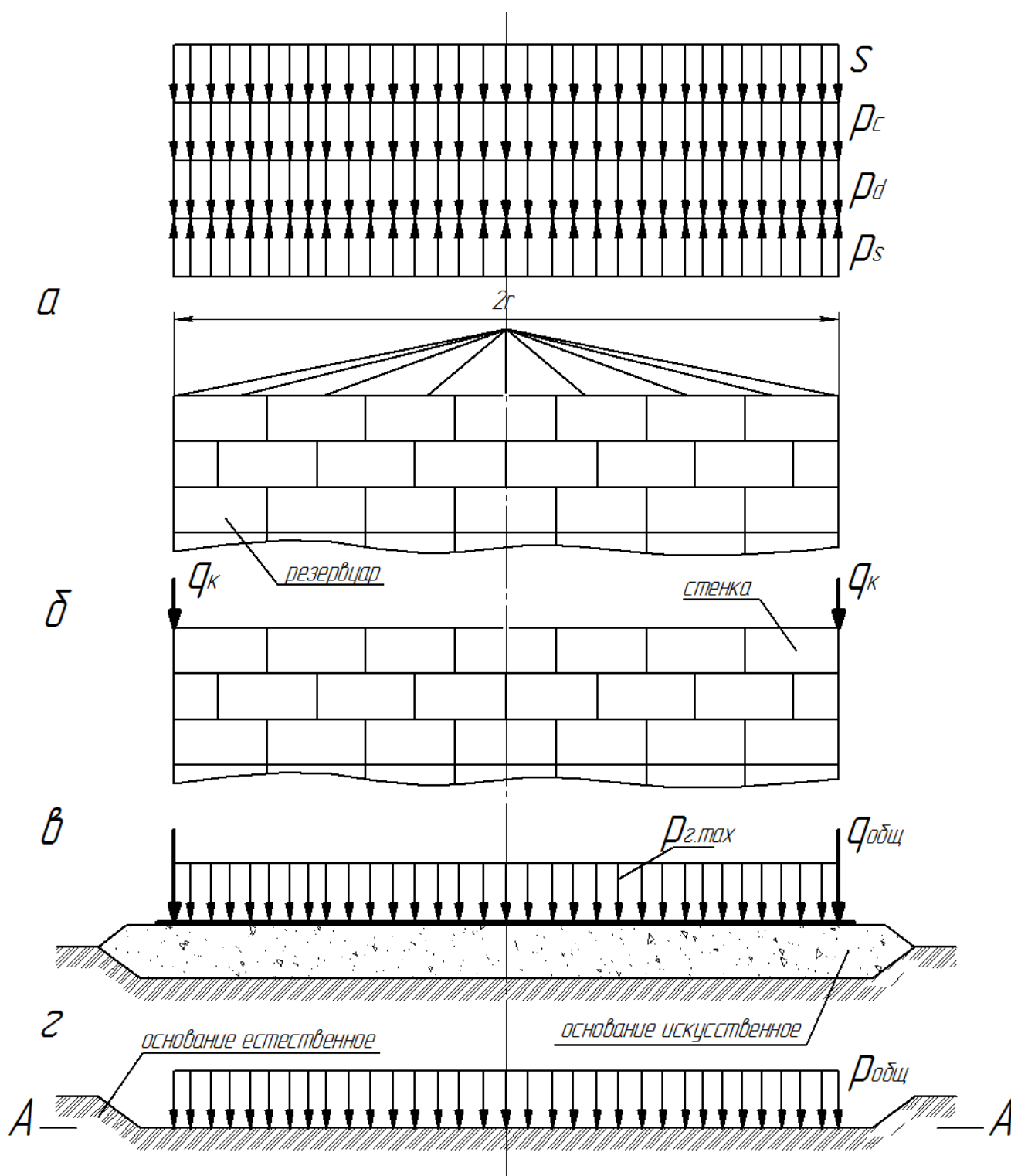


Рис. 6.1 Эпюры распределения вертикальных внешних нагрузок и воздействий на конструктивные части и основание резервуара

а – эпюра нагрузок и воздействий на крышу; б – нагрузки на стенку; в – вертикальные нагрузки на днище; г – нагрузки, передаваемые на естественное основание по подошве А-А искусственного основания

Табл. 6.6 Значения коэффициента надежности по нагрузкам $\gamma_{f,i}$

Характеристика нагрузки	Коэффициент надежности по нагрузке γ_f
-------------------------	---

Давление в резервуаре выше или ниже атмосферного	1,2
Ветровая нагрузка на вертикальные стены цилиндрических резервуаров при расчете на устойчивость	0,5
Снеговая нагрузка на сферические крыши резервуаров	0,7

Примечание: ветровая нагрузка условно принимается равномерно распределенной по окружности стенки.

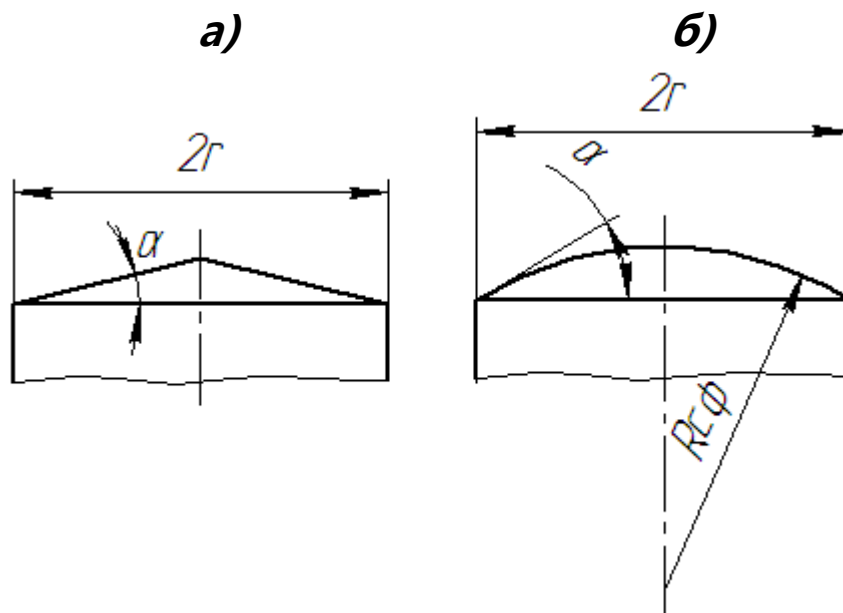


Рис. 6.2 Угол ската конической (а) и уклон сферической (б) крыш РВС

Вообще-то, на крышу РВС в определенные периоды действует и *избыточное давление*, образующееся в газовоздушном пространстве резервуара. Но оно в практических расчетах несущих элементов крыши не учитывается, т.к. противонаправлено силам p_c, p_d, s и не входит в наиболее неблагоприятное сочетание внешних нагрузок.

7.2.2 Нагрузки и воздействия на стенку РВС

На стенку РВС в период эксплуатации действуют следующие внешние силы:

- *горизонтальные*: гидростатическое давление столба жидкости (продукта или испытательной воды), ветровая нагрузка, избыточное или вакуумметрическое давление в паровоздушной среде резервуара;
- *вертикальные*: вся нагрузка от крыши, вес вышерасположенной части стенки при расчетах отдельных поясов.

Рассмотрим, как определяются значения этих нагрузок и воздействий.

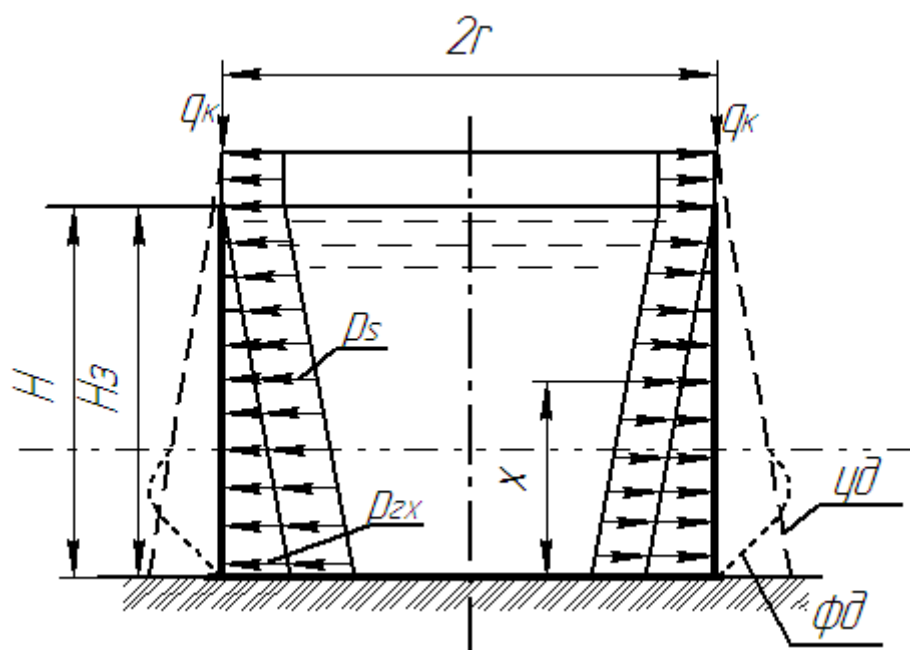


Рис. 6.3 Эпюры распределения гидростатического давления $p_{z,x}$ и избыточного давления p_s на стенку резервуара:

H – конструктивная высота стенки; H_3 – максимальная допустимая высота заполнения резервуара; фд – форма фактической деформации стенки; уд – условно принимаемая форма деформации стенки

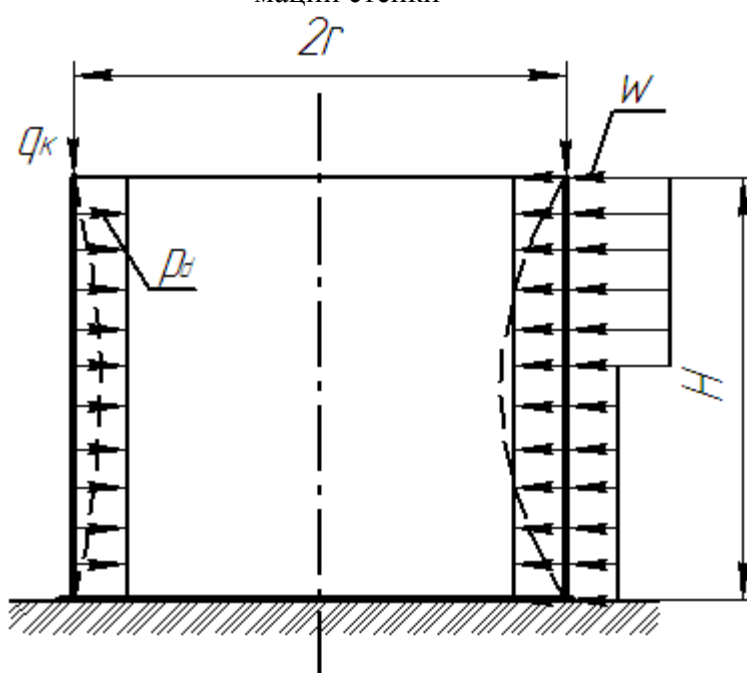


Рис. 6.4 Эпюры распределения ветровой нагрузки и вакуумметрического давления на стенку резервуара

Расчетное значение *гидростатического давления* на стенку резервуара вычисляется по уравнению:

$$p_{z,x} = \gamma_{f,z} \rho g (H_3 - x) \quad (6.9)$$

где ρ – плотность жидкости, т/м³;

g – ускорение свободного падения $g=9,81$ м/с²;

H_3 – нормативная максимальная высота заполнения резервуара, если в бланке заказа на проектирование не указывается конкретный уровень налива, то в расчетах рекомендуется принимать $H_3=0,95H$ (рис. 6.3);

H – конструктивная высота стенки резервуара, м;

x – расстояние от плоскости дна до рассматриваемого кольцевого сечения стенки, м.

Ветровая нагрузка на стенку резервуара определяется по уравнению:

$$w = w_m \cdot \gamma_{f,w} = w_0 \cdot \gamma_{f,w} \cdot k \cdot c \quad (6.9)$$

где w_0 – нормативное значение ветрового давления, принимаемое в зависимости от ветрового района России по СНиП 2.01.07-85*, кПа(кгс/м²) (табл. 6.7);

$\gamma_{f,w}$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке, $\gamma_{f,w}=1,4$ [38];

k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте сооружения. Кроме того, величина k зависит и от типа местности, где сооружается объект.

СНиП 2.01.07-85* предусматривает 3 типа местности:

А – открытые побережья морей, озер, водохранилищ; пустыни, степи, тундра, лесостепи;

Б – городские территории, лесные массивы и другие местности, равномерно покрытые препятствиями высотой более 10 м;

С – городские районы с застройкой зданиями высотой более 25 м (табл.6.8).

Табл. 6.7 Нормативные значения ветрового давления w_0 на вертикальные стенки зданий и сооружений [38]

Ветровые районы РФ	Ia	I	II	III	IV	V	VI	VII
w_0 , кПа (кгс/м ²)	0,17 (17)	0,23 (23)	0,30 (30)	0,38 (38)	0,48 (48)	0,60 (60)	0,73 (73)	0,85 (85)

Табл. 6.8 Значения коэффициента k в зависимости от типа местности и по высоте сооружения

Высота z , м	Коэффициент k для типов местности		
	A	B	C
≤ 5	0,75	0,5	0,4
10	1,0	0,65	0,4
20	1,25	0,85	0,55
40	1,5	1,1	0,8

Значение аэродинамического коэффициента «с», который учитывает степень обтекаемости ветром цилиндрического резервуара, определяется по условиям СНиП 2.01.07-85*. Для упрощенного расчета можно принять $c=0,5$.

Расчетная величина избыточного давления p_s , в резервуаре вычисляется по формуле:

$$p_s = \gamma_{f,s} \cdot p_s^H, \quad (6.10)$$

где p_s^H – нормативная величина избыточного давления, принимаемая по [40] для РВС под нефть и светлые нефтепродукты равной 2,5кПа (0,025кгс/см²), а для РВС под темные нефтепродукты 0,2кПа (0,002кгс/см²);

$\gamma_{f,s}$ - коэффициент надежности по воздействию избыточного давления, $\gamma_{f,s}=1,2$ [40].

Вертикальная погонная нагрузка q_k от крыши на стенку складывается из веса конструкций крыши, оборудования и теплоизоляции на ней, снеговой нагрузки и вакуумметрического давления:

$$q_k = \frac{\gamma_{f,k} G_k + 0,95(\gamma_{f,0} G_0 + \gamma_{f,mi} G_{mi})}{2\pi r} + \frac{(0,9s + 0,95\gamma_{f,d} \cdot p_d^H)r}{2} \quad (6.11)$$

где $\gamma_{f,k}$ - коэффициент надежности нагрузки от веса крыши, $\gamma_{f,k}=1,05$;

$\gamma_{f,0}$, $\gamma_{f,mi}$ - коэффициент надежности нагрузки от веса оборудования и теплоизоляции на крыше соответственно, $\gamma_{f,0}=1,05$; $\gamma_{f,mi}=1,3$;

0,9 и 0,95 – коэффициенты сочетания нагрузок;

G_k – вес (масса) крыши;

G_0 - вес (масса) оборудования, установленного на крыше;

G_{mi} - вес (масса) теплоизоляции (если она есть).

Величина вертикальной нагрузки, учитываемая в расчетах устойчивости стенки по поясам определяется как сумма q_k и веса стенки, расположенной выше рассматриваемого пояса, т.е.

$$q_{верт.i} = q_k + \frac{1,05G'_{cm}}{2\pi r}, \quad (6.12)$$

G'_{cm} - вес верхней части стенки.

Нагрузка q_0 , передаваемая в искусственное основание или фундамент от стенки резервуара, вычисляется по формуле:

$$q_0 = \frac{1,05G_{cm}}{2\pi r} \quad (6.13)$$

а нагрузка, передаваемая по площади опирания днища резервуара на основание или фундамент, равна

$$p = p_{с.мах} + p_{дн} = \gamma_{f,z} \cdot \rho g H_z + \frac{1,05G_{дн}}{\pi r^2} \quad (6.14)$$

где $G_{ст}$ – вес (масса) резервуара, включая s , G_k , G_0 , $G_{ти}$;

$G_{дн}$ – вес (масса) днища.

Значение $G_{ст}$ определяется после расчета толщины стенки поясов из условий обеспечения прочности и устойчивости их, а $G_{дн}$ – расчетом, принимая толщину кольца окраек $t_{окр}$ и центральной части $t_{ц.ч.}$ днища по условиям ПБ 03-605-03 [32].

Толщина листов центральной части днища и кольца окраек должна быть не менее величин, которые указаны в табл. 6.9.

Днище РВС<2000м³ собирается из прокатных листов одинаковой толщины, т.е. $t_{ц.ч.}=t_{окр}$. А у РВС $V \geq 2000$ м³ периферийная часть (кольцо) днища собирается на монтаже из сегментных окраек $t_{окр} \geq t_{ц.ч.}$.

И, наконец, нагрузка $p_{общ}$ на грунты естественного основания, передаваемая по подошве (линия А-А) искусственного основания (рис. 6.1) включает в себе еще вес самого искусственного основания, т.е:

$$P_{общ} = \frac{1,05G_{PBC} + s + G_{prod} + 0,95G_{и.о.}}{\pi r^2}, \quad (6.15)$$

где G_{PBC} - вес (масса) всего резервуара с учетом веса оборудования и теплоизоляции;

G_{prod} - вес (масса) продукта в объеме резервуара;

$G_{и.о.}$ - вес (масса) искусственного основания;

s – суммарная снеговая нагрузка на крышу.

Табл. 6.9 Минимальные значения толщин листов днища РВС

Толщина нижнего пояса стенки резервуара, мм	Минимальная толщина $t_{ц.ч.}$ листов центральной части днища, мм	Минимальная толщина листов окраск днища, $t_{окр}$, мм
До 7 вкл.	6	6
8 - 11 вкл.	6	7
12 - 16 вкл.	6	9
17 - 20 вкл.	6	12
20 - 26 вкл.	6	14
Свыше 26	6	16

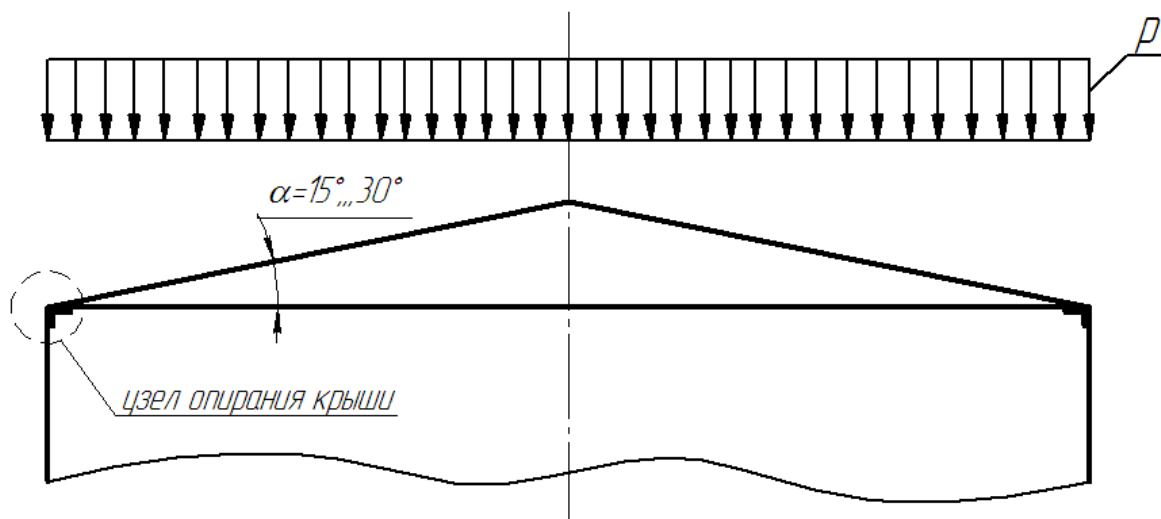
6.3 Расчет стационарных крыш

Основной целью расчета стационарных крыш РВС является установление конструктивных параметров элементов крыш исходя из условия обеспечения их прочности и устойчивости. Если крыша самонесущая, то расчетом определяется толщина листов, используемых для её изготовления. В случае, если крыша несущая, то определяется размеры поперечного сечения радиальных балок каркаса крыши и элементов опорного кольца (кольца жесткости). При принятии варианта сооружения резервуаров по типовому проекту конструктивные элементы крыши с известными размерами подвергаются проверочному расчету. По любому варианту первым шагом решения задачи является определение расчетной схемы и выбор внешних нагрузок, а так же установление характера (формы) эпюры приложения этих нагрузок на рассчитываемый элемент.

6.3.1 Расчет самонесущей конической крыши

Самонесущая коническая крыша с расчетной точки зрения представляет из себя коническую замкнутую оболочку вращения, нагруженная вертикальной равномерно распределенной нагрузкой. В данной задаче рассчитывают толщину оболочки по прочности и устойчивость узла крепления крыши к верху стенки (опорного узла).

a)



б)

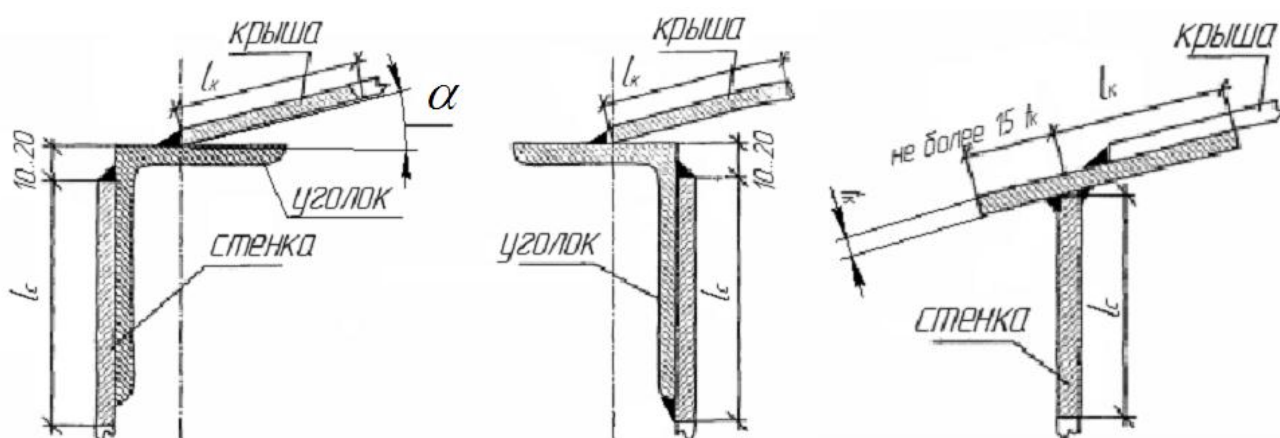


Рис. 6.5 Схема нагружения бескаркасной конической крыши и варианты узла опирания ее на стенку

В ПБ 03-605-03 рекомендуется произвести расчет минимальной толщины оболочки по условию обеспечения её устойчивости по формуле:

$$t_{кр} = 4,48 \frac{r}{\sin \alpha} \sqrt{\frac{p}{E}}, \quad (6.16)$$

где p – расчетная нагрузка, в свою очередь, определяемая по уравнению:

$$p = 1,05 p_{с.к.} + 0,95(1,2 p_{ми} + s + p_d), \quad (6.17)$$

где $p_{ми}$ – вес 1 м² теплоизоляции;

$p_{с.к.}$ – вес 1 м² крыши;

s и p_d – расчетные значения снеговой нагрузки и вакуумметрического давления, соответственно.

Данное уравнение применяется при углах $\alpha \leq 30^\circ$ и при выполнении условия

$$\frac{r}{t_k \cdot \sin \alpha} \geq 274, \quad (6.18)$$

которое проверяется после определения t_k в первом приближении. В качестве начального приближения может быть принята минимальная (номинальная) толщина листовых конструкций резервуара, равная 4 мм.

От приложенных на крышу нагрузок в её опорном узле возникает распор, что вызывает растягивающие усилия и соответствующие им усилия N_p (рис. 6.6):

$$N_p = \frac{p r^2}{2 \sin \theta} \quad (6.19)$$

и соответствующие им напряжения:

$$\sigma_p = \frac{N_p}{\varphi A_k} \quad (6.20)$$

где φ – коэффициент продольного изгиба, величина которого зависит от гибкости рассчитываемого элемента, в данном случае гибкость опорного кольца может быть определена из выражения:

$$\lambda = \frac{1,8r}{i_x}, \quad (6.20, a)$$

где i_k – радиус инерции сечения кольца относительно оси, совпадающей с осью вращения стенки [28] и она равна

$$i_k = 2 \sqrt{\frac{J_x}{\pi(D_k^2 - d_k^2)}}, \quad (6.20, б)$$

где D_k и d_k – наружный и внутренний диаметр кольца, а J_x – осевой момент инерции площади сечения.

В уравнении 6.20 A_k – площадь поперечного сечения опорного сечения (рис. 6.5):

A_k – площадь поперечного сечения опорного кольца (рис. 6.5)

$$A_k = A_y + A'_{ст} + A'_k = A_y + l_c t_c + l_k t_k \quad (6.21)$$

ПБ 03-605-03 [32] рекомендует принимать:

$$l_c = 0,6 \sqrt{r t_{cm}}, \quad l_k = 0,6 \sqrt{\frac{r t_k}{\sin \alpha}} \quad (6.22)$$

Предварительно определив значения l_c и l_k и с учетом условия $\sigma_p \leq \gamma_c R_y$, по уравнению (6.23) определяем величину A_y , т.е. необходимый № уголка:

$$A_y = \frac{N_k}{\gamma_c R_y \varphi} - (l_c t_c + l_k t_k) \quad (6.23)$$

Если в резервуаре по режиму эксплуатации предусматривается создание и избыточного давления, то узел крепления крыши к верхней кромке стенки рассчитывается и на кольцевое сжимающее усилие:

$$N_{сж} = \frac{r(p_s - p_{с.в. min})}{2 \sin \alpha} \quad (6.24)$$

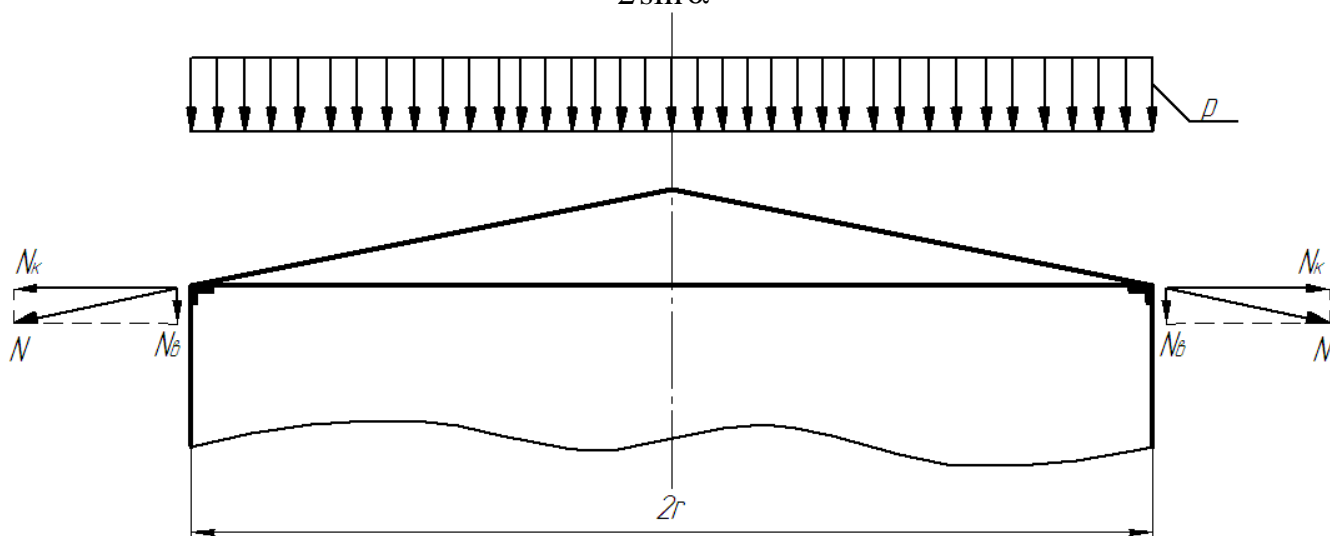


Рис. 6.6 Усилия в опорном узле конической самонесущей крыши

где p_s – расчетное значение избыточного давления;

$p_{с.в. min}$ – минимальная расчетная нагрузка от веса крыши;

При расчете узла сопряжения крыши со стенкой в вышеприведенных уравнениях принимается величина погонного усилия N_p ($N_{сж}$).

6.3.2 Расчет несущих элементов каркасной крыши

У стационарных конических и сферических крыш несущий каркас образуется из радиальных и объединяющих их в единую конструкцию кольцевых балок. Число радиальных балок в каркасе крыши всегда четное. Опираются они на круглое кольцо, расположенное в центре, а по периферии – на опорное кольцо жесткости, смонтированное по верхнему контуру стенки резервуара. Это кольцо играет не только роль опорного, оно так же предназначено для восприятия распора, возникающего от внешних сил в узле сопряжения каркасной крыши со стенкой в случае отсутствия постоянной центральной стойки. Конструктивные и расчетные схемы для конических и сферических крыш приведены на рис. 6.7.

При проектировании крыш данных конструкций исходя из условий обеспечения прочности и устойчивости соответствующими расчетами определяются конструктивные параметры составных элементов крыш, прежде всего радиальных балок каркаса. Для этого из каркаса условно выделяется расположенные на одной диаметральной линии пара балок. И она рассматривается как треугольная система (для конических крыш) или двухшарнирная арка (для сферических крыш) с услов-

ной затяжкой. Для всех пар балок в каркасе роль условной затяжки выполняет опорное кольцо жесткости. Выбор нагрузок на эти системы осуществляется в порядке, приведенном на рис. 6.8 а и б.

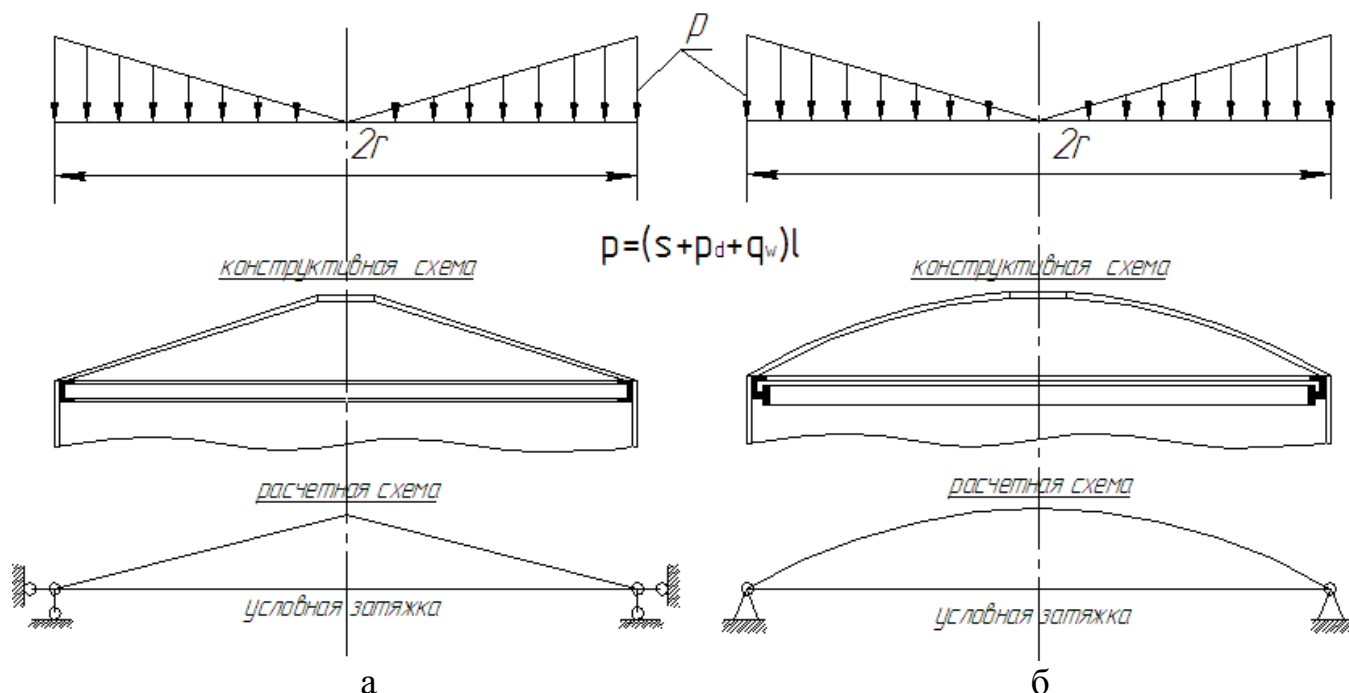


Рис. 6.7 Конструктивные и расчетные схемы для конических (а) и сферических крыш (б)

Из курса «строительная механика» известно, что и треугольная, и арочная системы с условной затяжкой являются один раз статически неопределимыми, т.к. в уравнениях предельного равновесия и рамы, и арки неизвестными величинами наряду с реакциями на опорах R_A и R_B является и распор H на этих опорах.

При решении такой задачи в качестве «лишней» неизвестной принимают распор $H = X_1$ и получают основную систему (рис. 6.9), для которой записывается каноническое уравнение методом сил в виде:

$$\delta_{11}X_1 + \Delta_{1P} = 0, \quad (6.25)$$

где $\delta_{11} = \delta_{113} + \delta_{11к}$: δ_{113} – радиальные перемещения точек опорного кольца жесткости под действием единичных распоров $\bar{H} = 1$; $\delta_{11к}$ – горизонтальное перемещение концов конструкции (рамы или арки) под действием единичного распора $\bar{H} = 1$; Δ_{1P} – горизонтальное перемещение концов конструкции (рамы или арки) под действием внешней нагрузки p .

Из уравнения (6.25) можно вычислить величину «лишнего» неизвестного-распора:

$$H = X_1 = -\frac{\Delta_{1P}}{\delta_{11}}, \quad (7.26)$$

но для этого нужно сначала найти значения δ_{11} и Δ_{1p} . Они определяются с помощью интегралов Мора с учетом влияния на них внутренних усилий, возникающих от единичных сил $\bar{H}=1$ и внешней нагрузки p .

Далее рассмотрим порядок решения задачи по отдельности для сферической и конической крыш.

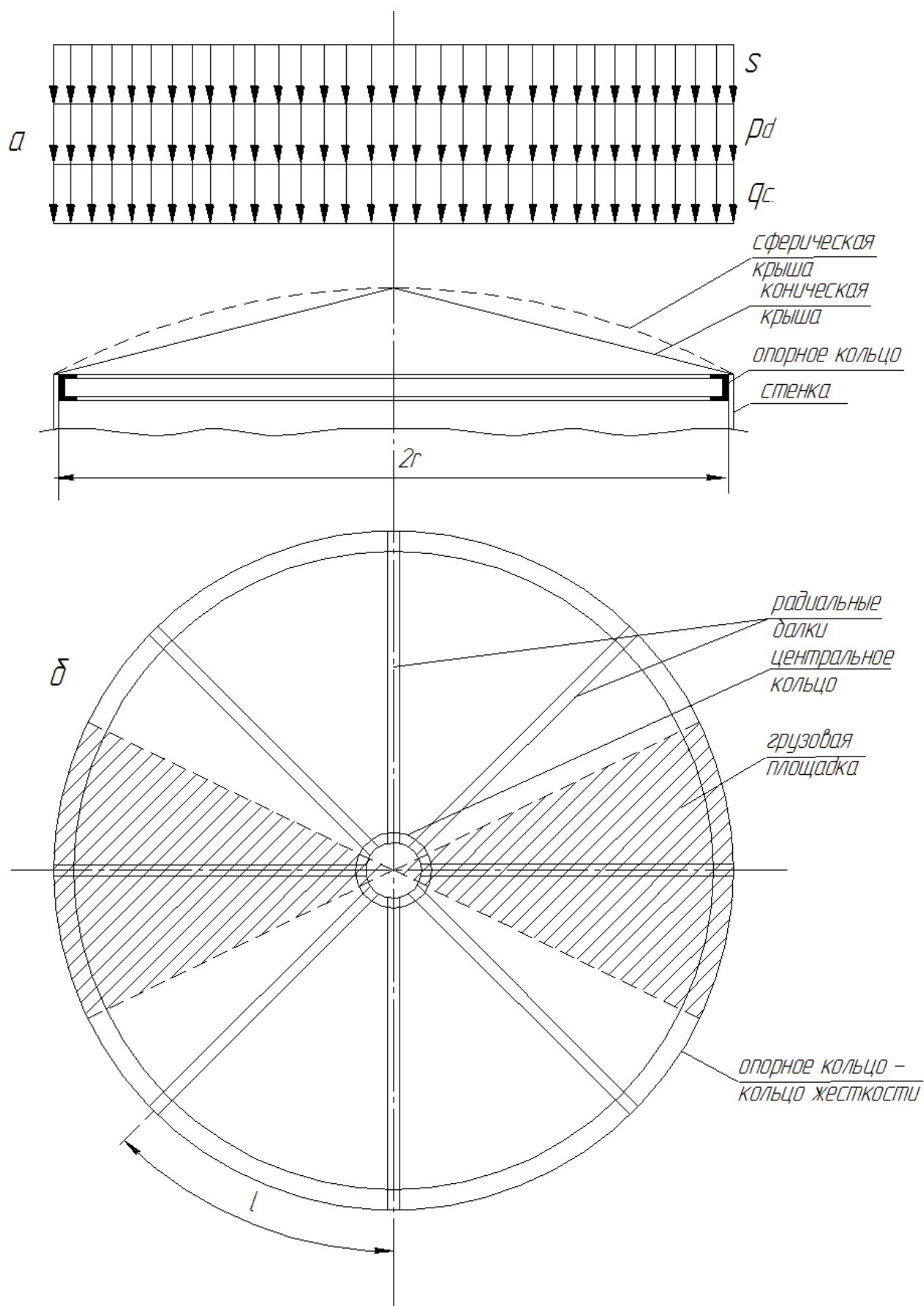


Рис. 6.8 Порядок определения эпюры нагрузок на стационарные крыши РВС и рассматриваемые пары радиальных балок:

s – снеговая нагрузка; p_d – вакуумметрическое давление; q_c – собственный вес крыши; l – длина большего основания трапециевидных щитов крыши

А. Расчет двухшарнирной арки с условной затяжкой (для сферических крыш)

Расчет двухшарнирной арки с условной затяжкой выполняется по основной системе, приведенной на рис. 6.9.

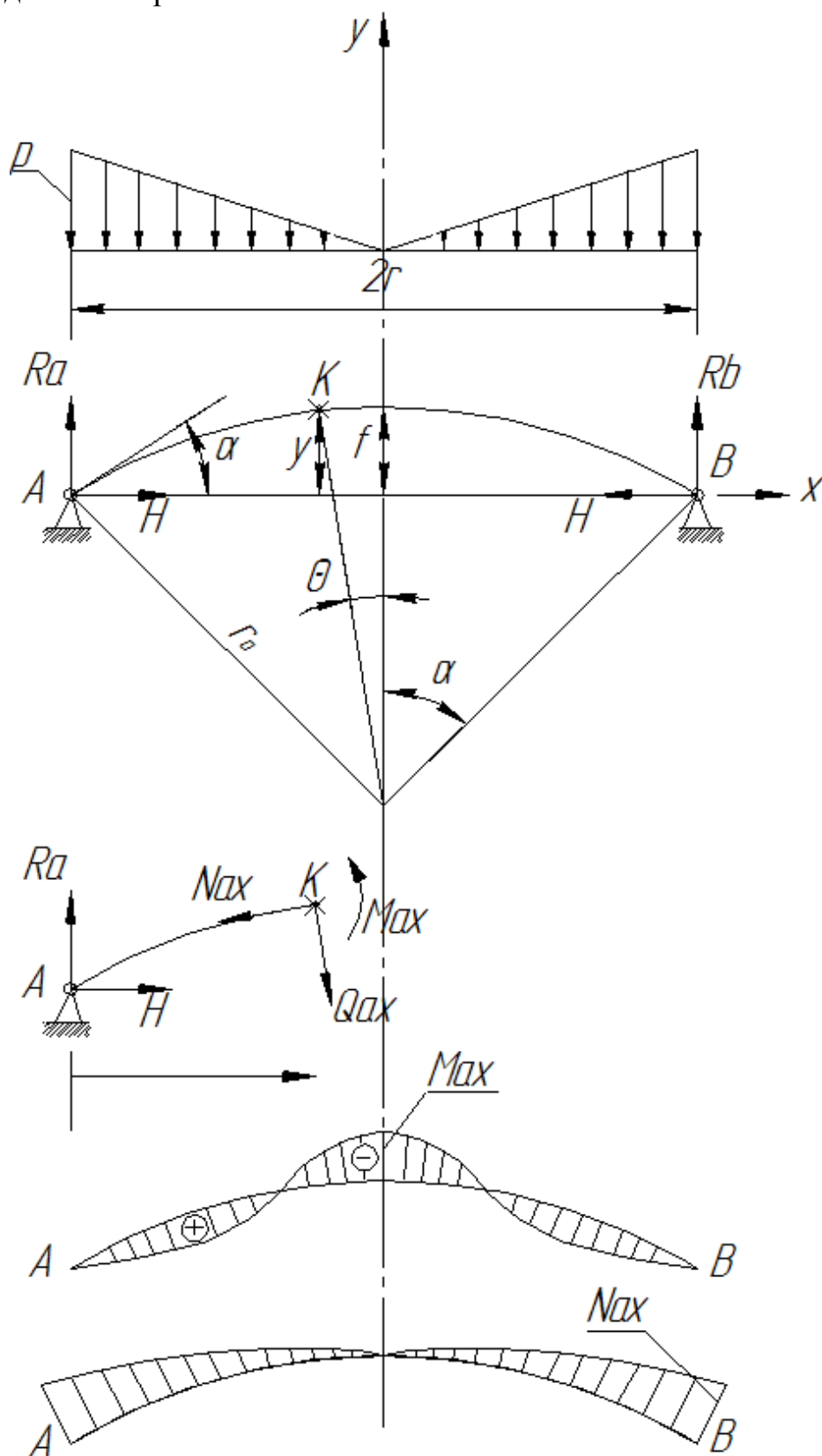


Рис. 6.9 Основная система для двухшарнирной арки с условной затяжкой

Задача решается с некоторыми упрощениями и допущениями. Например, ввиду малости перемещений концов арки, вызванных усилиями N (продольная сила) и Q (поперечная сила) в арке, при решении задачи ими пренебрегают (что подтверждается результатами многочисленных расчетов). А также допускается, что податливость кольца жесткости единичным распором $\bar{H}=1$ отсутствует, что выражается как $\delta_{113}=0$. И тогда значения $\delta_{11}=\delta_{11a}$ и Δ_{1p} определяется только с учетом влияния моментов от $X_1=\bar{H}=1$ и внешней силы « p ». Не вдаваясь в подробное изложение математических действий по определению значений M от $X_1=\bar{H}=1$ и силы « p » запишем в конечном виде уравнения для отыскания δ_{11} и Δ_{1p} :

$$\delta_{11} = \delta_{11a} = \frac{r_a^3}{EJ} (\alpha - 3 \sin \alpha \cos \alpha + 2 \alpha \cos^2 \alpha) ; \quad (6.27)$$

$$\Delta_{1p} = -\frac{pr_a^4}{4EJ} \left(\frac{4}{3} \sin^3 \alpha + 2 \alpha \cos^3 \alpha - \alpha \cos - \sin \alpha \cos^2 \alpha \right) ; \quad (6.28)$$

Следовательно, искомый распор H будет равен

$$H = -\frac{pr_a}{4} \times \frac{\frac{4}{3} \sin^3 \alpha + 2 \alpha \cos^3 \alpha - \alpha \cos \alpha + \sin \alpha \cos^2 \alpha}{\alpha - 3 \sin \alpha \cos \alpha + 2 \alpha \cos^2 \alpha} . \quad (6.29)$$

Значения изгибающих моментов в произвольном сечении арки определяется выражением:

$$M_{max} = -\frac{\Delta_{1p}}{\delta_{11}} = -\frac{pr_a^2}{4} \times \left[\frac{\frac{4}{3} \sin^3 \alpha + 2 \alpha \cos^3 \alpha + \sin \alpha \cos^2 \alpha - \alpha \cos \alpha}{\alpha - 3 \sin \alpha \cos \alpha + 2 \alpha \cos^2 \alpha} \times \right. \\ \left. \times (\cos \theta - \cos \alpha) - (\sin^2 \alpha - \sin^2 \theta) \right] . \quad (6.30)$$

Эти уравнения справедливы для расчета так называемых «пологих арок», когда $\alpha \leq 20^\circ$ (или при $r/(2f) \geq 5 \dots 6$). Конструктивные параметры сферических крыш резервуаров всегда вписываются в эти условия.

Максимальный изгибающий момент отыскивается из условий экстремума, т.е.

$$\frac{dM_{max}}{d\theta} = 0. \quad (6.31)$$

Если принять угол $\alpha=20^\circ$, то получится $M_{max}=0,0156pr^2$.

Размеры поперечного сечения радиальных балок (арки) должны быть подобраны так, чтобы выполнялись одновременно два условия:

$$\text{- условие прочности: } \frac{M_{amax}}{W} \leq \gamma_c R_y, \quad (6.32)$$

$$\text{- условие устойчивости } N_{amax} \leq N_{кр}, \quad (6.33)$$

где $N_{кр}$ – критическая продольная сила в балках, вычисляемая по формуле:

$$N_{кр} = \frac{\pi - \alpha^2}{\alpha^2} \times \frac{EJ}{r_a^2} \sin^2 \alpha, \quad (6.34)$$

а максимальное значение продольной силы $N_{a \max}$ находится по уравнению:

$$N_{a \max} = -H \cdot \cos \alpha + R_a \sin \alpha, \quad (6.35)$$

где R_a – опорная реакция, $R_A = R_B = \frac{pr}{2}$.

Примерные эпюры M_{\max} и N_{\max} на рис. 6.9.

Б. Расчет треугольной рамы с условной затяжкой (для конических крыш)

Расчетная схема для этой рамы приведена на рис. 6.7, а основная система – на рис. 6.10.

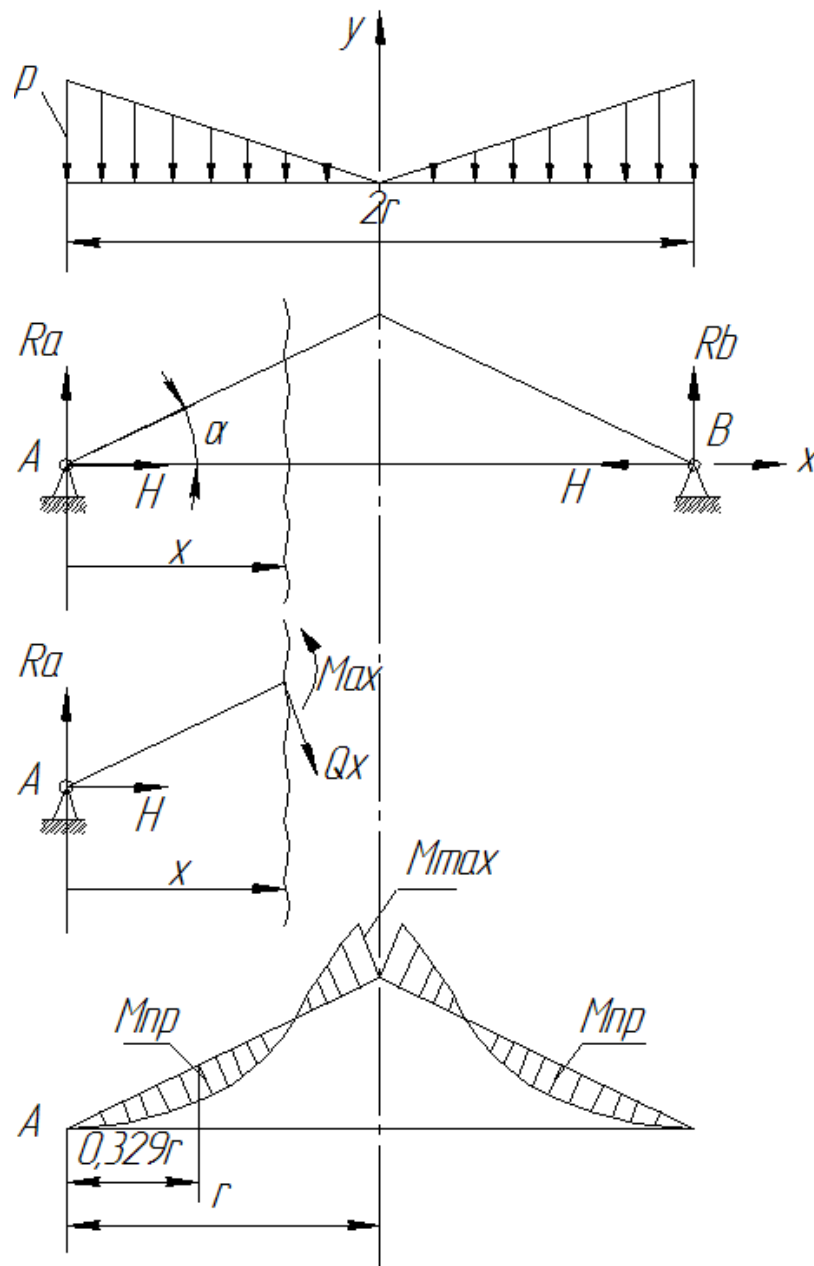


Рис. 6.10 Основная система для расчета треугольной рамы с условной затяжкой

Как и для двухшарнирной арки с условной затяжкой задача по расчету рамы с условной затяжкой решается по каноническому уравнению (6.25).

Значения единичных перемещений от распора $\bar{H}=1$ и горизонтальных перемещений концов рамы от внешней силы «р» вычисляются по уравнениям:

$$\left. \begin{aligned} \delta_{113} &= \frac{nr}{\pi E_{\kappa} F_{\kappa}}; \\ \delta_{11p} &= \frac{2}{3} \cdot \frac{r^3 \operatorname{tg}^2 \alpha}{E_p J_p}; \\ \Delta_{1p} &= -\frac{3pr^4 \operatorname{tg}^2 \alpha}{20E_p J_p} \end{aligned} \right\} \quad (6.36)$$

Следовательно:

$$\delta_{11} = \delta_{113} + \delta_{11p} = \frac{2}{3} \cdot \frac{r^3 \operatorname{tg}^2 \alpha}{E_p J_p} + \frac{nr}{\pi E_{\kappa} F_{\kappa}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{r^3 \operatorname{tg}^2 \alpha}{E_p J_p} (1 + \beta) \quad (6.37)$$

В уравнениях (6.36) и (6.37):

n – число радиальных балок в каркасе крыши;

r – радиус стенки по верхнему поясу;

E_{κ} – модуль упругости материала кольца жесткости;

F_{κ} – площадь поперечного сечения кольца жесткости;

E_p – модуль упругости материала радиальных балок;

J_p – момент инерции сечения радиальных балок;

α – угол конусности крыши (см. рис. 6.10);

$\beta = \frac{3nJ_p}{2\pi F_{\kappa} r^2 \operatorname{tg}^2 \alpha}$; β при значениях $\alpha=10^\circ \dots 20^\circ$ – весьма малая величина и она

может быть принята равной 0.

По выше приведенным уравнениям можно заметить, что для решения задачи значения E_{κ} , F_{κ} , E_p , J_p принимается приближенными. Если в результате решений не будет достигнуто условие прочности балок, то, задаваясь другими значениями этих параметров, задача решается во втором приближении и т.д.

Распор H определяется выражением:

$$H = -\frac{\Delta_{1p}}{\delta_{11}} = -\frac{9pr}{40 \operatorname{tg} \alpha (1 + \beta)} \quad (6.38)$$

Результирующий изгибающий момент в пролете:

$$M_x = \frac{pr^2 l_x}{120} (33 - 60 l_x + 20 l_x^2), \quad (6.39)$$

где $l_x = \frac{x}{r}$.

Экстремальное значение M_x находим из условия:

$$\frac{dM_x}{dl_x} = 0 \text{ или } (33 - 60l_x + 20l_x^2)' = 0, \text{ откуда } l_x = 0,329, \text{ или } x = 0,329r.$$

Следовательно, $M_{np} = M_{max} = M_{l=0,329} = 0,0423pr^2$, а при $l_x = l$, т.е. при $x = r$ $M_{кл} = M_{max} = 0,0583pr^2 \approx 0,06pr^2$, $M_{кл}$ – изгибаемый момент в ключе рамы.

Эпюра изгибающих моментов приведена на рис. 6.10.

Соблюдение (или достижение) условия прочности проверяется по выражению:

$$\sigma_{max} = \frac{M_{max}}{W} \leq \gamma_c R_y, \quad (6.40)$$

Где W – момент сопротивления сечения балки;

γ_c – коэффициент условий работы рамы, $\gamma_c = 0,9$.

Из этого уравнения можно вычислить и необходимую величину W_x :

$$W_x = \frac{M_{max}}{\gamma_c R_y} \quad (6.41)$$

6.4 Расчет стенки РВС

6.4.1 Общие суждения

По определениям строительной механики стенка цилиндрического вертикального резервуара относится к группе круговых тонкостенных оболочек вращения. В эксплуатационном режиме стенка нагружена симметрично относительно своей оси вращения. В расчетах она рассматривается как полубесконечная оболочка, что справедливо при $t \leq 0,05r$ и при условии, что нагрузки и усилия в одном краю оболочки не влияют на характер напряженно-деформированного состояния в другом (t – толщина стенки). В целом, задача прочности стенки РВС решается в два этапа: I этап – упрощенный расчет толщины стенки или проверка соблюдения условия $\sigma_{max} \leq \gamma_c R_y$; II этап – уточнение прочности узла сопряжения стенки с днищем по моментной теории.

6.4.1.1 Упрощенный расчет толщины стенки

На рис. 6.11, а изображена схема нагрузок на стенку и реальная картина деформации стенки, на рис. 6.11, б – условная (принимаемая для расчетов) схема деформации стенки. Расчет прочности осуществляется от гидростатического давления жидкости p_{ex} (испытательная вода, хранимый продукт) и от воздействия избыточного давления p_s . Временами возникающее давление ветра, передаваемая от крыши вертикальная нагрузка в данном расчете не учитываются. Так же в расчете не учитывается реальный жесткий характер соединения стенки с днищем. Условно принимается свободное опирание стенки на днище, а следовательно, и линейная зависимость деформации стенки ω_x от p_{ex} . Подразумевается, что на стенке отсутствует участок с деформациями изгиба, т.е. моментного пояса, который в реальности присутствует.

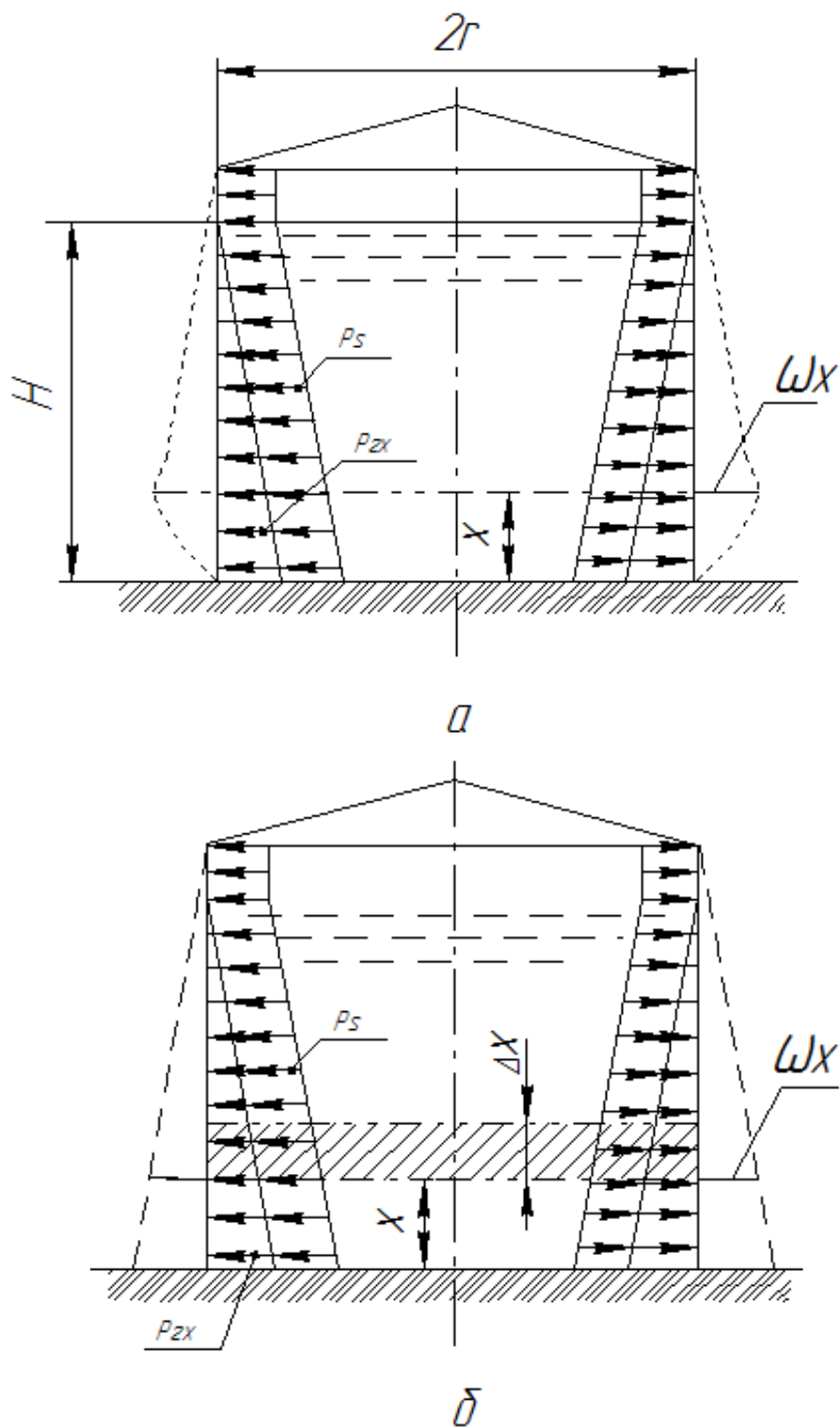


Рис. 6.11 Реальная (а) и условная (б) схемы деформации стенки РВС от внешних нагрузок p_s и $p_{гх}$

Таким образом, в расчетах учитывается нагрузка

$$p_x = p_{zx} + p_s, \quad (6.42)$$

где $p_{гх}$ – гидростатическое давление столба жидкости на высоте x от дна;
 p_s – избыточное давление в резервуаре.

Гидростатическое давление определяется по уравнению:

$$p_{zx} = \gamma_{f,z} \rho g (H - x) \quad (6.43)$$

где $\gamma_{f,z}$ – коэффициент надежности по нагрузке от столба жидкости, $\gamma_{f,z}=1$ [29];

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g=9,81$ м/с²;

H – максимальная высота столба жидкости (заполнения резервуара)

$$H = H_{cm} \text{ или } H = k_3 \cdot H_{cm}$$

k_3 – заданный в проекте коэффициент заполнения резервуара, максимальная величина $k_3=0,95$.

Для установления зависимости между внешними нагрузками и деформацией стенки (напряжениями в ней) условно на высоте x от плоскости дна выделяют замкнутое кольцо с высотой Δx (рис. 6.11, б). Трапецивидную эпюру нагрузок заменяют прямоугольной (рис. 6.12, б). Это кольцо и является расчетной схемой в решаемой задаче. Чтобы записать уравнение его равновесия, мысленно отбрасывают одну часть (половину) кольца, заменив взаимодействие отброшенной части усилиями T_y (рис. 6.12, г).

$$\begin{aligned} \sum Y = 0; \quad 2T_y - p_x 2r \Delta x = 0, \text{ или} \\ \sigma_x \Delta x t_x = (p_{zx} + p_s) \Delta x; \\ \sigma_x = \frac{p_{zx} + p_s}{t_x} \end{aligned} \quad (6.44)$$

Для состояния предельного равновесия это уравнение будет иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_x &= \frac{[\gamma_{f,z} \rho g (H - x) + \gamma_{f,s} p_s^H] \cdot r}{t_x} \leq \gamma_c R_y \\ \sigma_x &= \frac{[\gamma_{f,z} \rho g (H - x) + \gamma_{f,s} p_s^H] \cdot r}{t_x} \leq \gamma_c R_u \end{aligned} \right\} \quad (6.45)$$

В этом уравнении:

$\gamma_{f,s}$ – коэффициент надежности избыточного давления, $\gamma_{f,s}=1,2$ [40];

p_s^H – нормативное значение избыточного давления; по действующим правилам устройства резервуаров значение p_s^H указывается в задании на проектирование;

γ_c – коэффициент условий работы стенки при расчете на прочность по безмоментной теории, $\gamma_c=0,8$ [40];

R_y – расчетное сопротивление стали стенки на растяжение по пределу текучести, МПа (кгс/см²);

R_u – расчетное сопротивление стали стенки на растяжение по временному сопротивлению, МПа (кгс/см²);

r – радиус стенки резервуара без учета ω_x , см;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²;

Уравнение (6.45) используется для выполнения проверочного расчета стенки резервуара при известных значениях t_x . А при проектировании новых резервуаров толщина стенки по поясам рассчитывается по уравнению:

$$t_x = \frac{[\gamma_{f,z} \rho g (H - x) + \gamma_{f,s} p_s^H] \cdot r}{\gamma_c R_y \text{ (или } R_u)} \quad (6.46)$$

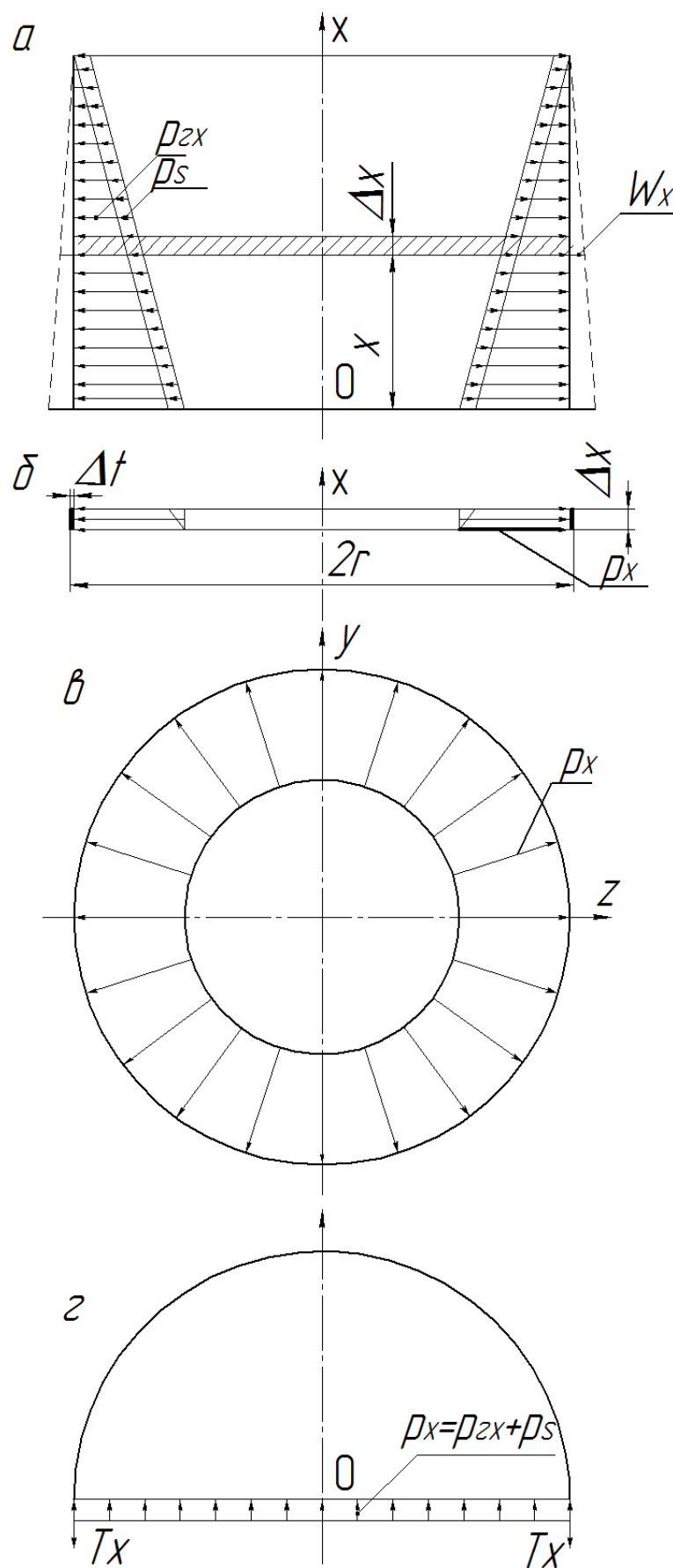


Рис. 6.12 Расчет стенки РВС на прочность по упрощенной схеме:
а) схема внешних нагрузок; б) выделенное условно замкнутое кольцо – расчетная схема; в)
план кольца; г) рассматриваемый элемент замкнутого кольца.

При сооружении РВС полистовой сборкой, когда приходится выполнять в больших объемах монтажные швы в сложных погодных и технологических условиях, в вышеприведенном уравнении принимают:

$$R_y(R_u) = \frac{\gamma_c}{\gamma_{f,m}} R_{yn}(R_{un}) \quad (6.47)$$

где $\gamma_{f,m}$ – коэффициент надежности по металлу сварного шва, определяемый по СНиП II-23-81* [39] в зависимости от класса стали.

6.4.1.2 Уточнение прочности узла сопряжения стенки с дном по моментной теории

Как видно из рис. 6.11, а при воздействии на стенку p_x в нижнем участке её возникают изгибные деформации, т.е. из-за реального жесткого соединения стенки с дном деформации стенки на этом участке стеснены, а в плоскости дна они вообще равны нулю. Следовательно, в этом краю стенки возникают статически неопределимые осесимметрические краевые усилия Q_0 и изгибающие моменты M_0 (рис. 6.13).

Эти усилия не могут быть определены по безмоментной теории. Как показывают исследования напряженно-деформированного состояния резервуаров, усилия изгибного состояния возникают в определенной части стенки (заштрихованная часть на рис. 6.13).

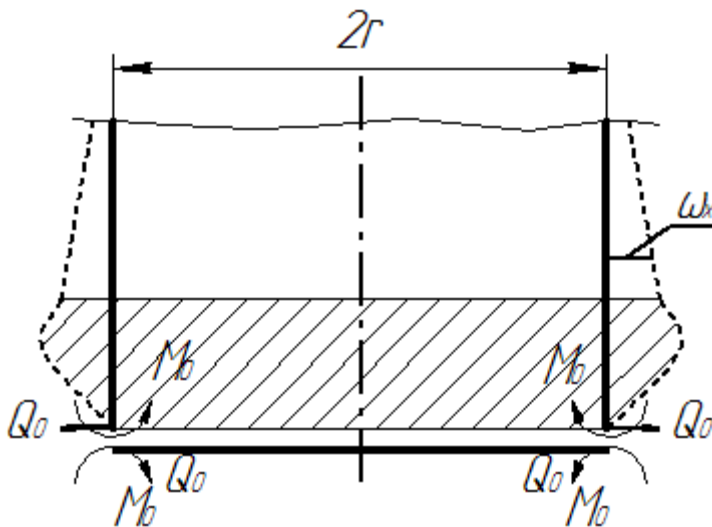


Рис. 6.13 Зона усилий изгибного состояния стенки резервуара

Выявление картины распределения усилий Q и M , расчет их величин выполняется с помощью линейного неоднородного дифференциального уравнения 4-го порядка с постоянными коэффициентами и с правой частью, неравной нулю. В строительной механике оно получило название – уравнение изогнутой оси балки, лежащей на упругом основании:

$$\frac{d^4 \omega_x}{dx^4} + 4\beta^4 \omega_x = \frac{p_x}{D} \quad (6.48)$$

где D – цилиндрическая жесткость, $D = \frac{E_{cm} t_{cm}^3}{12(1 - \mu^2)}$.

Решая данную задачу по схеме балки на упругом основании, получают уравнения:

- деформации стенки:

$$\omega_x = \frac{p_x r^2}{E_{cm} t} + e^{-\beta x} \left(\frac{\gamma_{f,z} \rho g H r}{E_{cm} t} \left(\frac{1}{\beta} - H \right)^{\sin \beta x} - \frac{p_{\max} r^2}{E_{cm} t} \cos \beta x \right); \quad (6.49)$$

- изгибающих моментов:

$$M_x = \frac{\gamma_{f,z} \rho g r H t}{\sqrt{12}} e^{-\beta x} \left(\sin \beta x - \left(1 - \frac{1}{\beta H} \right) \cos \beta x \right); \quad (6.50)$$

- поперечных сил:

$$Q_x = -\gamma_{f,z} \rho g \frac{1}{2\beta} e^{-\beta x} \left(\frac{1}{\beta H} \sin \beta x - \left(2 - \frac{1}{\beta H} \right) \cos \beta x \right) \quad (6.51)$$

В этих уравнениях:

$E_{ст}$ – модуль упругости стали, кгс/см²;

$\beta = \sqrt[4]{\frac{k}{4D}}$, $k = \frac{E_{cm} t}{r^2}$ – постоянная величина, называемая «коэффициентом постели».

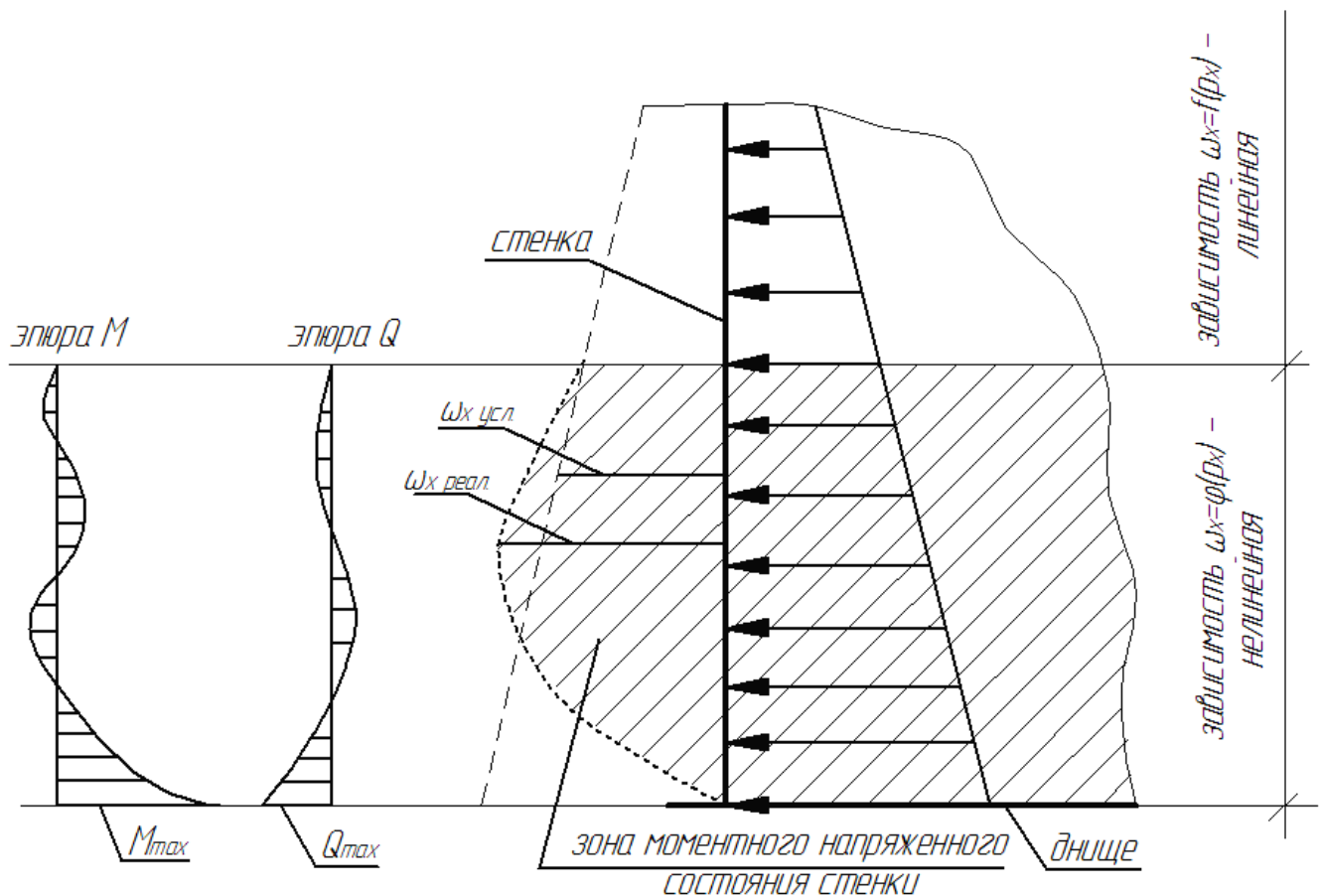


Рис. 6.14 Характер деформации стенки в зоне сопряжения со стенкой и схема распределения усилий Q и M .

Максимальное значение М и Q будет наблюдаться в сечении стенки при $x=0$. Изгибающий момент в этом сечении будет равен:

$$M_{max} = \left(1 - \frac{1}{\beta H}\right) \frac{\gamma_{f,e} \rho g H r}{2\sqrt{3}}.$$

Следовательно, соблюдение условия прочности стенки должно быть определено по выражению:

$$\sigma_{max} = \pm \frac{6M_{max}}{t^2} \leq \gamma_c R_y (R_u) \quad (6.52)$$

6.4.2 Порядок расчета стенки РВС на прочность и устойчивость по ПБ 03-605-03

По «Правилам устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» [32] предусматривается следующий порядок расчета стенки РВС:

- 1) предварительный выбор толщин поясов стенки;
- 2) проверочный расчет стенки по прочности;
- 3) проверочный расчет на устойчивость.

Номинальные толщины поясов стенки устанавливаются с учетом минусового допуска на прокат листов и могут включать припуска на коррозию. А расчетные толщины поясов стенки определяются исходя из проектного уровня налива продукта и испытательной воды.

6.4.2.1 Предварительный выбор толщин поясов стенки

Предварительный выбор номинальных толщин поясов стенки производится в следующем порядке:

- 1) Определяют минимальную расчетную толщину стенки t_e для восприятия гидростатического давления от продукта:

$$t_e = \left[g \cdot \rho \cdot (H_e - x) r \right] / \left(R_y \cdot \gamma_c \right), \quad (6.53)$$

где g - ускорение свободного падения;

ρ - плотность продукта, кг/м³;

H - высота налива продукта, м;

x - расстояние от дна резервуара до нижней кромки рассматриваемого пояса, м;

r – внутренний радиус стенки резервуара, м;

R_y - расчетное сопротивление материала, кгс/м² (МПа);

γ_c - коэффициент условий работы, равный 0,7 для нижнего пояса, 0,8 - для всех остальных поясов.

2) Далее рассчитывают минимальную расчетную толщину стенки t_g каждого пояса от гидравлического давления испытательной воды:

$$t_g = \left[g \cdot \rho_g \cdot (H_g - z) \cdot r \right] / \left(\gamma_c \cdot R_y \right), \quad (6.54)$$

где ρ_g - плотность используемой при гидроиспытаниях воды, кг/м³;

H_g - высота налива воды при гидроиспытаниях, обычно $H_g = 0,95 H_{cm}$, H_{cm} – высота стенки резервуара, если в задании на проектирование нет других условий;

γ_c - коэффициент условий работы при гидроиспытаниях, равный 0,9 для всех поясов.

По условиям ПБ 03-605-03 с учетом назначенного в бланке заказа диаметра и выбранного метода монтажа резервуара определяют минимальную конструктивно необходимую толщину стенки t_k (табл.6.10).

Табл.6.10 Значение минимальной конструктивно необходимой толщины стенки резервуара

Диаметр резервуара D , м	Толщина стенки t_k , мм		
	Рулонное исполнение		Полистовое исполнение
	Стационарная крыша	Плавающая крыша	
$D < 16$	4	4	5
$16 \leq D < 25$	6	5	7
$25 \leq D < 35$	8	6	9
$D \geq 35$	10	8	10

6.4.2.2 Выбор номинальной толщины стенки

Номинальная толщина $t_{ном}$ стенки каждого пояса выбирается из сортаментного ряда на прокат таким образом, чтобы соблюдалось условие:

$$t_{ном} - \Delta \geq \left\{ \begin{matrix} t_e + c \\ t_g \\ t_k \end{matrix} \right\}, \quad (6.55)$$

где Δ – минусовой допуск на прокат, значение которого устанавливается по ГОСТ 27772;

c - припуск на коррозию, его величина назначается заказчиком резервуара при оформлении бланка заказа с учетом агрессивной активности продукта (табл.6.11);

Далее выбранную толщину $t_{ном}$ округляют до целого числа в большую сторону и выполняют дальнейшие проверочные расчеты.

Табл. 6.11 Степень агрессивного воздействия среды на стальные конструкции внутри резервуаров

Элементы конструкций резервуаров	Степень агрессивного воздействия на стальные конструкции резервуаров		
	сырой нефти	нефтепродуктов	
		мазута, дизельного топлива, керосина	бензина
Внутренняя поверхность днища и нижний пояс на высоту 1 м от днища	Средне-агрессивная	Средне-агрессивная	Слабоагрессивная
Средние пояса, нижние части понтонов и плавающих крыш	Слабоагрессивная	Слабоагрессивная	Слабоагрессивная
Верхний пояс (зона периодического смачивания)	Средне-агрессивная	Слабоагрессивная	Средне-агрессивная
Кровля резервуара, верх и бортовые поверхности понтонов и плавающих крыш	Средне-агрессивная	Средне-агрессивная	Слабоагрессивная

Примечания.

1. Степень агрессивного воздействия мазута принимается для температуры до 90 °С.

2. При содержании в сырой нефти сероводорода и концентрации свыше 10 мг/л или сероводорода и углекислого газа в любых соотношениях степень агрессивного воздействия на внутреннюю поверхность днища, нижний пояс, кровлю, верх и бортовые поверхности понтонов и плавающих крыш повышается на одну ступень.

6.4.2.3 Проверочный расчет на прочность

Поверочный расчет на прочность осуществляется для расчетной толщины t_p каждого пояса (без учета припуска на коррозию и минусового допуска на прокат):

$$t_p = t_{ном} - (\Delta + c), \quad (6.56)$$

Для проверки прочности стенки поясов резервуара пользуются энергетической формулой:

$$\left(\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2 \right)^{0,5} = \frac{R_y \gamma_c}{\gamma_n} \quad (6.57)$$

или

$$\sigma_2 \leq \frac{\gamma_c R_y}{\gamma_n} \quad (6.58)$$

где σ_1 - меридиональное напряжение, МПа (кгс/см²);

σ_2 - кольцевое напряжение, МПа (кгс/см²);

γ_n - коэффициент надежности по назначению, для резервуаров:

I класса - $\gamma_n = 1,1$; II класса - $\gamma_n = 1,05$; III класса - $\gamma_n = 1,0$ [32].

Меридиональное напряжение σ_1 вычисляют для нижней точки пояса по формуле

$$\sigma_1 = \frac{1,05 G_m + 0,95 (1,05 G_o + 1,2 G_{mu})}{2\pi r t_p} + \frac{(0,9 \gamma_{сн} \cdot S^H - 0,9 \gamma_s \cdot p_s^H) r}{2 t_p}, \quad (6.59)$$

где G_m - масса металлоконструкций выше расчетного сечения, кгс;

G_0 - масса стационарного оборудования выше расчетного сечения, кгс;

G_{mi} - масса утеплителя выше расчетного сечения, кгс;

S^H - полное нормативное значение снеговой нагрузки на крышу, кгс/м²;

p_s^H - полное значение нормативного избыточного давления на крышу, кгс/м²;

$\gamma_{сн}$ - коэффициент надежности по снеговой нагрузке;

γ_s - коэффициент надежности по избыточному давлению.

При выполнении проверочного расчета стенки резервуара с понтоном значения G_{mi} и p_s^H принимаются равными 0.

Кольцевое напряжение σ_2 вычисляют для нижнего сечения каждого пояса по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{[\gamma_0 \cdot \rho_{пр} \cdot g(H_{зап} - z) + \gamma_s p_s^H] r}{t_p} \quad (6.60)$$

Если условия прочности (6.57) и (6.58) не выполняются, то обычно решают обратную задачу, т.е. в выражениях (6.57) и (6.58), приняв знаки равенства при известных нагрузках и значении R_y , находят требуемую величину t_p .

6.4.2.4 Проверочный расчет стенки резервуара на устойчивость

Расчет стенки резервуара на устойчивость заключается в проверке соблюдения условия:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{1кр}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{2кр}} \leq \gamma_c = 1,0 \quad (6.61)$$

где $\sigma_{1кр}$ - первое (меридиональное) критическое напряжение, МПа (кгс/см²);

$\sigma_{2кр}$ - второе (кольцевое) критическое напряжение, МПа (кгс/см²);

γ_c - коэффициент условий работы стенки резервуара при расчете ее на устойчивость, $\gamma_c = 1,0$.

Первое критическое напряжение вычисляется по формуле

$$\sigma_{1кр} = \frac{c E t_{p \min}}{r}, \quad (6.62)$$

где $t_{p \min}$ - расчетная толщина самого тонкого пояса стенки (обычно верхние пояса);

c - параметрический коэффициент, определяется по формулам:

$$\left. \begin{aligned} c &= 0,04 + 40 \frac{t_{p \min}}{r} \text{ при } 400 \leq \frac{r}{t_{p \min}} \leq 1220; \\ c &= 0,085 - \frac{r}{10^5 t_{p \min}} \text{ при } 1220 \leq \frac{r}{t_{p \min}} \leq 2500; \end{aligned} \right\} \quad (6.63)$$

Второе критическое напряжение вычисляется по формуле

$$\sigma_{2кр} = 0,55 E \frac{r}{H_r} \left(\frac{t_{p \min}}{r} \right)^{1,5} \quad (6.64)$$

где H_r - редуцированная высота резервуара, а при постоянной толщине стенки для резервуара со стационарной крышей H_r равно полной высоте стенки резервуара H_0 .

Редуцированная высота резервуара вычисляется по формуле

$$H_r = \sum_i h_i \left(\frac{t_{p \min}}{t_{pi}} \right)^{2,5}, \quad (6.65)$$

где t_{pi} - расчетная толщина листа i -го пояса,
 h_i - высота i -го пояса.

В резервуарах с плавающей крышей для верхнего пояса в качестве h_i берется расстояние от нижней кромки пояса до ветрового (смотрового) кольца.

Меридиональное напряжение сжатия вычисляется для нижней кромки участка стенки постоянной толщины по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{1,05G_M + 0,95(1,05G_O + 1,2G_{mu})}{2\pi r t_p} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S^H - 0,9 \cdot 1,2 \cdot p_d^H)r}{2t_p}, \quad (6.66)$$

где p_d^H - величина нормативного вакуума в резервуаре.

Кольцевое усилие напряжения сжатия в стенке резервуара со стационарной крышей определяется по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{(0,95\gamma_d \cdot p_d^H + 0,9 \cdot 0,5w)r}{t_{p \min}}, \quad (6.67)$$

где w – значение ветрового давления на уровне верха стенки резервуара.

В формулах (6.66) и (6.67) величины 1,05; 1,2; 1,3; 1,4 – это коэффициенты надежности по нагрузкам, а 0,9; 0,95 – это коэффициенты основного сочетания нагрузок.

Если резервуар с плавающей крышей, то кольцевое напряжение сжатия в стенке вычисляется с учетом разряжения от ветра, возникающего в резервуаре над плавающей крышей:

$$\sigma_2 = \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot w \cdot c_1 + 0,9 \cdot 0,5w)r}{t_{p \min}}, \quad (6.68)$$

где c_1 - аэродинамический коэффициент, определяемый в зависимости от отношения высоты резервуара к его диаметру - $\frac{H_{ст}}{D}$ [38].

При невыполнении условия (6.61) для обеспечения устойчивости стенки можно увеличить толщину верхних поясов, или установить промежуточные кольца жесткости, или то и другое вместе.

Рассмотрим существующие методы расчета плавучести, остойчивости, непотопляемости, жесткости, прочности понтонов.

Плавучестью называют способность плавающего тела плавать в заданном положении относительно поверхности жидкости [10]. При оценке плавучести рассматривают силу тяжести G и силу плавучести (поддерживания) γV . Сила тяжести приложена в центре тяжести и направлена вертикально вниз. Сила плавучести является результирующей сил давления жидкости на погруженную часть плавающего покрытия. Примем, что сила поддерживания направлена всегда вертикально вверх и результирующая ее приложена в центре тяжести объема понтона, погруженного в жидкость, - центре величины [18]. Равновесие плавающего покрытия наступает только тогда, когда обе силы равны по значению и лежат на одной вертикали. Координаты центра величины определяются формой подводной части понтона.

В соответствии с законом Архимеда плавучесть плавающего покрытия резервуара будет обеспечена при уравнивании сил тяжести, вызванных собственной массой конструкции, внешними нагрузками и выталкивающими силами жидкости, содержащейся в резервуаре [10]. При этом глубина погружения плавающего покрытия T_0 не должна превышать его толщины (высоты борта). В [18] приводится формула для определения величины T_0 для ПК резервуара. Однако для понтона она неприменима, его глубину погружения можно определить из соотношения

$$T_0 = \frac{P}{\pi \rho R^2} \quad (7.1)$$

где P - масса понтона, кг;

ρ - плотность жидкости кг/м³;

R - радиус понтона, м.

В теории корабля запас плавучести выражают в процентах полного водоизмещения. В [18] запас плавучести Z рассматривают как разность между высотой наружной стенки H ПК и глубиной ее погружения T_0 .

$$Z = H - T_0, \quad (7.2)$$

Коэффициент запаса плавучести K определяют по формуле

$$K = \frac{Z}{H}. \quad (7.3)$$

Упрощение формул (7.2), (7.3) при расчете запаса плавучести обосновано как для ПК, так и для понтона тем, что форма подводной части плавающего покрытия описывается уравнениями значительно проще, чем форма подводной части корабля [23].

Под непотопляемостью ПК резервуара понимают её способность сохранять плавучесть и остойчивость при затоплении заданного числа отсеков и центральной части. Последнее определение для понтонов не всегда применимо, так как не все они имеют отсеки. Введем параметр A , характеризующий непотопляемость, определяемый как отношение теоретического объема жидкости $V_{теор}$, принятого понтоном при нулевом запасе плавучести, к объёму жидкости $V_{реал}$, которое понтон может реально принять на поверхность, в отсеки или поплавки:

$$A = \frac{V_{теор}}{V_{реал}}. \quad (7.4)$$

Очевидно, что при $A > 1$ плавающее покрытие никогда не погрузится в жидкость, хранящуюся в резервуаре, полностью.

Остойчивость - это способность плавающего покрытия, выведенного из положения равновесия воздействием внешних сил, возвращаться в прежнее положение по прекращении этого воздействия. Теория остойчивости изучает поведение тела в результате приложения пары сил (кренящего момента), плоскость действия которой вертикальна. Вертикальную плоскость, в которой происходят наклоны, называют плоскостью наклона, а линию пересечения двух ватерлиний, перпендикулярную к этой плоскости, - осью наклона. Статическую остойчивость оценивают путем сопоставления кренящего момента и восстанавливающего момента, возникающего при равнообъемном отклонении тела от исходного положения равновесия. Динамической остойчивостью называют способность плавающего тела, не опрокидываясь, воспринимать внезапно приложенные внешние динамические кренящие моменты.

Динамическую остойчивость оценивают путем сопоставления работы кренящего момента с работой восстанавливающего момента при наклоне тела от исходного положения равновесия до рассматриваемого положения.

Величину максимально выдерживаемого динамически приложенного кренящего момента рассматривают в том случае, если нельзя пренебрегать силами инерции.

Плоскость, в которой лежит фигура, ограниченная ватерлинией как контуром, называют плоскостью плавания. Вертикальную ось, перпендикулярную к плоскости плавания и проходящую через центр тяжести тела, называют осью плавания. На оси плавания расположены три центра: центр тяжести, центр давления или центр величины и метациентр. Метациентр - это точка пересечения оси плавания с осью, направленной по равнодействующей силы давления жидкости на плавающее тело. При наклоне тела центр величины перемещается в сторону наклона. При небольших углах крена (до 10°), характерных для плавающих покрытий резервуаров, центр величины перемещается по дуге окружности, радиус которой называют метациентрическим, а центр - метациентром.

При исследовании напряженно-деформированного состояния понтонов можно использовать техническую теорию пластин и оболочек, а понтоны рассматривать как тонкие круглые анизотропные пластины. В основе технической теории пластин и оболочек лежат две гипотезы Кирхгофа-Лява. Первая из них формулируется так: прямолинейные элементы оболочки, нормальные до деформации к срединной её поверхности, остаются прямолинейными, нормальными к деформированной срединной поверхности и сохраняют свою длину. Вторая гипотеза состоит в том, что предполагается отсутствие взаимодействия слоев оболочки, эквидистантных по отношению к срединному, в нормальном по отношению к слоям направлении.

При исследовании изогнутой поверхности пластин используют уравнение Лагранжа [43]:

$$\frac{\partial^4 w}{\partial x^4} + 2 \frac{\partial^4 w}{\partial x^2 \partial y^2} + \frac{\partial^4 w}{\partial y^4} = \frac{q}{D},$$

где w - величина прогиба пластинки,

x, y - координаты точки срединной плоскости пластинки,

q - интенсивность поперечной нагрузки,

D - жесткость пластинки при изгибе, которую можно найти, используя формулу

$$D = \frac{Eh^3}{12(1-\mu^2)}, \quad (7.5)$$

где μ - коэффициент Пуассона,

E - модуль упругости материала пластинки.

Неметаллические понтоны следует рассматривать как анизотропные пластины.

При эксплуатации понтоны испытывают нагрузки от трения затвора о стенку резервуара. При размещении на опоре на понтон действует распределенная нагрузка от собственного веса, конденсата или продукта, сосредоточенная нагрузка от находящегося на поверхности плавающего покрытия обслуживающего персонала или оборудования. Рассмотрению различных аспектов прочности пластин при их использовании посвящено множество работ, как и исследованиям армированных полимеров и пластмасс, но эти работы не учитывают особенностей нагрузок, испытываемых неметаллическим понтоном на опорной конструкции.

В том случае, когда опорная конструкция в плане представляет собой сетку с прямоугольными ячейками, для исследования прочности и жесткости неметаллических понтонов на опоре как изотропных пластинок применимы зависимости, предложенные в [43].

Так, в свободно опертой прямоугольной пластинке (рис. 7.1) при равномерном загрузении ее по площади прямоугольника изгибающие моменты в центре загруженной площадки определяются по формулам

$$\begin{aligned}
 M_x &= \frac{P}{8\pi} \left[2 \ln \frac{4a \sin \frac{\pi \xi}{a}}{\pi d} + (\lambda - \varphi)(1 + \mu) + (\nu + \phi)(1 - \mu) \right], \\
 M_y &= \frac{P}{8\pi} \left[2 \ln \frac{4a \sin \frac{\pi \xi}{a}}{\pi d} + (\lambda - \varphi)(1 + \mu) - (\nu + \phi)(1 - \mu) \right],
 \end{aligned}
 \quad (7.6)$$

Рис. 7.1. К расчету прямоугольной пластинки

где P – нагрузка, Н,

a, b, c, u – размеры прямоугольника,

ξ – см. рис.8.1, $\varphi = k \cdot \arctg(1/k) + \arctg(k)/k$,

$\phi = k \cdot \arctg(1/k) - \arctg(k)/k$,

$k = c/u, d = \sqrt{u^2 + c^2}$,

λ, ν – коэффициенты, приведенные в [43] для

различных отношений $b/a, \xi/a$

Для напряжений, возникающих под действием равномерно распределенной нагрузки, имеем [43]

$$\left(M_x \right)_{y=0} = \beta' q a^2, \left(M_y \right)_{y=0} = \beta_1' q a^2, \quad (7.7)$$

где β', β_1' – коэффициенты, приводимые в [43].

При загрузении сосредоточенной силой P , приложенной в центре свободно опертой прямоугольной пластинки, максимальный прогиб

$$w'_{max} = \alpha \frac{P a^2}{D}, \quad (7.8)$$

где D – жесткость пластинки, α – коэффициент, приводимый в [43].

Максимальный прогиб под действием равномерной нагрузки можно определить по формуле

$$w''_{max} = \frac{16 q_0}{\pi^6} \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\frac{m+n}{2} - 1}{mn \left(\frac{m^2}{a^2} + \frac{n^2}{b^2} \right)^2} \quad (7.9)$$

где q_0 – интенсивность равномерно распределенной нагрузки. Этот ряд быстро сходится, и удовлетворительное приближение достигается уже одним лишь первым членом.

Далее будет показано, что в случае, когда опорная конструкция представляет собой многолучевую звезду, достаточно рассмотреть напряженно-деформированное состояние части понтона, имеющей форму сектора.

В работе [43] получены аналитические выражения для определения прогибов в произвольной точке с полярными координатами (r, θ) изотропной секториальной тонкой пластинки с центральным углом, равным π , радиусом a и при граничных условиях, соответствующих свободному опиранию по всем краям под равномерно распределенной нагрузкой q :

$$W = \frac{q a^4}{D} \sum_{m=1,3,5}^{\infty} \left(\frac{4r^4}{a^4} \cdot \frac{1}{m\pi(16-m^2)(4-m^2)} + \frac{r^m}{a^m} \cdot \frac{m+5+\mu}{m\pi(16-m^2)(2+m)\left(m+\frac{1}{2}(1+\mu)\right)} - \frac{r^{m+2}}{a^{m+2}} \cdot \frac{m+3+\mu}{m\pi(4+m)(4-m^2)\left(m+\frac{1}{2}(1+\mu)\right)} \right) \sin m\theta \quad (7.10)$$

где D - жесткость пластинки при изгибе.

Академиком Б.Г.Галеркиным было исследовано напряженно-деформированное состояние изотропной тонкой пластинки в форме сектора радиуса a с центральным углом, равным 2α , свободно опертого по прямолинейным краям и не опертого по дуге контура. В частности, величину прогиба дугового края можно определить из соотношения:

$$w = \frac{768(1+\mu)p\alpha^4 a^4}{(3+\mu)Eh^3} \sum_{t=1}^{\infty} \frac{(-1)^{t+1} ((3-\mu)s^2 + 4(4+\mu)\alpha s + 16(1+\mu)\alpha^2)}{s^3(s-2\alpha)(s+2\alpha)(s+4\alpha)(s+8\alpha)} \cos \frac{s\theta}{2\alpha}, \quad (7.11)$$

где p - интенсивность равномерно распределенной нагрузки, $s=(2t-1)\pi$.

Полимерные материалы, состоящие из нескольких составных частей, каждая из которых выполняет свою функцию, называют композитными. Волокна из стекла, асбеста, металла, а также из полимеров вместе с полимерным связующим образуют материалы, обладающие резко выраженными анизотропными свойствами. Поэтому для исследования прочности и жесткости понтонов, одним из конструктивных материалов которого является пенополиуретан (ППУ), необходимо использовать другие методы.

7.1 Исследование НДС и разработка методов расчета понтонов в форме сплошного диска

Плавучесть, остойчивость и непотопляемость плавающих покрытий в форме сплошного диска

Для обеспечения плавучести глубина погружения T_0 , вычисленная по формуле (7.1), не должна превышать толщину (высоту борта) H плавающего понтона в форме сплошного диска:

$$T_0 < H. \quad (7.12)$$

Объемное водоизмещение, т.е. объем погруженной части ППСД вычисляется по формуле

$$V = V_0 = \pi R^2 T_0. \quad (7.13)$$

Максимально выдерживаемые кренящие моменты по опрокидыванию и заливанию понтона показывают, какой максимальной величины могут достичь кренящие моменты без опасности для понтона быть опрокинутым или залитым хранимым продуктом.

С увеличением массы понтона величины максимально выдерживаемых кренящих моментов растут. То же самое происходит при увеличении его массы за счет дополнительного утяжеления. Но в последнем случае уменьшается угол заливания понтона из-за увеличения осадки. Исправить положение можно, если увеличить высоту боковой стенки. Как показывают расчеты, для понтона радиусом 11,125 м при высоте боковой стенки 0,5 м и массе 8000 кг угол заливания составляет 6°, а при высоте боковой стенки 0,14 м угол заливания составит 0,5°.

Рассмотрим вопрос непотопляемости понтона. Наихудший вариант - это заливание понтона жидкостью, хранящейся в резервуаре. Борт высотой h м задерживает следующий объем жидкости:

$$V = \pi R^2 \cdot h. \quad (7.14)$$

Тогда масса понтона увеличится на величину

$$P = \pi R^2 \cdot h \rho_{жс}, \quad (7.15)$$

а его собственную массу можно определить по формуле

$$P_0 = \pi R^2 \rho_{п} H, \quad (7.16)$$

где $\rho_{п}$ – плотность материала, а H – средняя толщина понтона.

В этом случае глубина погружения понтона вычисляется по формуле

$$T = \frac{P_0 + P}{\pi R^2 \rho_{жс}}. \quad (7.17)$$

Пусть толщина понтона совпадает с глубиной его погружения $T = H$, т.е. понтон полностью погружен в жидкость, хранящуюся в резервуаре. Тогда

$$H = \frac{h \rho_{жс}}{\rho_{жс} - \rho_{п}}. \quad (7.18)$$

Рассмотрим остойчивость понтона.

Пусть жидкость из резервуара попала лишь на одну половину понтона. При этом жидкость имеет форму цилиндрического клина с объемом

$$V = \frac{2}{3} R^3 \operatorname{tg} \beta, \quad (7.19)$$

где β – угол между плоскостями днища понтона и поверхностью жидкости.

Абсцисса центра тяжести цилиндрического клина

$$x_c = \frac{\frac{R}{\int_0^R x^2 \operatorname{tg} \beta dx}}{\frac{R}{\int_0^R x \operatorname{tg} \beta dx}} = \frac{2}{3} R. \quad (7.20)$$

Кренящий момент, возникающий при попадании жидкости на половину понтона

$$M_{кр} = 9,8 V \rho_{жс} x_c. \quad (7.21)$$

Остойчивость понтона обеспечена, если величина кренящего момента меньше величины выдерживаемого кренящего момента.

Если рассматривать пенополиуретановые понтоны без дополнительного утяжеления, то осадка для понтона радиусом 11,125 м составит от 0,002 м для покрытия толщиной 0,05 м до 0,022 м для покрытия толщиной 0,5 м. Таким образом, плавучесть понтона из ППУ обеспечена. Аналогично проверяется условие плавучести для других радиусов понтона.

Исследования показали, что при $\rho_{жс} = 700 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{П} = 40 \text{ кг/м}^3$, $H = 0,11 \text{ м}$, $h = 0,1 \text{ м}$ в наихудшем случае полного заливания понтона жидкостью с плотностью $\rho_{жс} = 700 \text{ кг/м}^3$, непотопляемость обеспечена. Выполнение условия непотопляемости проверяется для резервуаров различных вместимостей при требованиях СНиП 2.09.03-85* относительно нагрузки от конденсата.

При высоте борта понтона, равной 0,1 м

$$\begin{aligned} \text{tg} \beta &= \frac{0,1}{R}, \\ M_{кр} &= 0,305R^3. \end{aligned} \quad (7.22)$$

Значения величин кренящего момента $M_{кр}$, кренящего момента по опрокидыванию понтона $M_{к0}$ и масса плавающего покрытия P при его толщине 0,11 м для резервуаров различной вместимости сведены в табл. 8.1. Из последней видно, что остойчивость обеспечена с большим запасом, т.к. максимально выдерживаемые статически приложенные кренящие моменты по опрокидыванию ППСД $M_{к0}$ в десятки раз превышают величины $M_{кр}$.

Очевидно также, учитывая соотношения (7.19) - (7.21), что при увеличении высоты борта понтона условие остойчивости будет выполняться.

Таким образом, показано, что плавучесть, остойчивость, непотопляемость плавающих покрытий из ППУ обеспечена при толщине 0,11 м для стальных вертикальных резервуаров различной вместимости.

При низкой остойчивости рекомендуется увеличивать массу понтона способом равномерного по всей поверхности его утяжеления или использовать устройство для повышения остойчивости.

Табл. 7.1 - Характеристики плавающих покрытий из ППУ толщиной 0,11 м для резервуаров различной вместимости

Вместимость резервуара, тыс.м ³	Радиус понтона, М	Масса понтона, Т	Кренящий момент $M_{кр}$, кН·м	Выдерживаемый кренящий момент $M_{к0}$, кН·м
1	4,9	0,3	0,03	3,48
2	7,3	0,6	0,12	9,23
3	9,2	0,9	0,24	16,12
5	11,1	1,3	0,42	25,22
10	16,8	3,0	1,45	65,87
50	30,1	9,7	8,36	238,47
100	44,1	20,8	26,26	518,88

НДС неметаллических понтонов на опоре в форме многолучевой звезды.

Понтон должен быть проверен на выполнение условий прочности. Рассмотрим напряженно-деформированное состояние понтона при его установке на опорную конструкцию, которая имеет форму многолучевой звезды (рис. 7.2). Для проверки прочности плавающего покрытия достаточно рассмотреть его часть в виде сектора с центральным углом, равным углу между лучами опоры, свободно опирающуюся по краям и не опертую по дуге контура. Обозначим величину центрального угла указанного сектора через π/k .

Для решения задачи применим теорию изгиба круглой пластинки. Прогиб нашего сектора будет совпадать с прогибом сектора круглой пластинки, нагруженной, как показано на рис. 7.3. Положение каждой точки пластинки будет характеризоваться полярными координатами : расстоянием от центра пластинки r и углом θ .

Уравнение изогнутой поверхности круглой пластинки можно записать в виде:

$$\left(\frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2}{\partial \theta^2}\right) \left(\frac{\partial^2 w}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2}\right) = \frac{q}{D}, \quad (7.23)$$

где q - интенсивность нагрузки, D - жесткость пластинки при изгибе.

Общее решение уравнения (7.23) представляется в виде

$$w = w_0 + w_1,$$

где w_0 - частное решение уравнения (7.23), а w_1 - решение однородного уравнения

$$\left(\frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2}{\partial \theta^2}\right) \left(\frac{\partial^2 w_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial w_1}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 w_1}{\partial \theta^2}\right) = 0. \quad (7.24)$$

Решение w_1 берем в виде, предложенном А. Клебшем [43]

$$\begin{aligned} w_1 &= R_0 + \sum_{m=1}^{\infty} R_m \cos m\theta + \sum_{m=1}^{\infty} R'_m \sin m\theta, \\ R_0 &= A_0 + B_0 r^2 + C_0 \ln r + D_0 r^2 \ln r, \\ R_1 &= A_1 r + B_1 r^3 + C_1 r^{-1} + D_1 r \ln r, \\ R_m &= A_m r^m + B_m r^{-m} + C_m r^{m+2} + D_m r^{-m+2}, \quad m > 1. \end{aligned} \quad (7.25)$$

В случае, когда равномерно напряженная пластинка имеет вид сектора с центральным углом π/k и свободно опирается по краям, равномерно распределенная нагрузка q представляется рядом

$$q = \sum_{m=1}^{\infty} \frac{4q}{m\pi} \sin mk\theta. \quad (7.26)$$

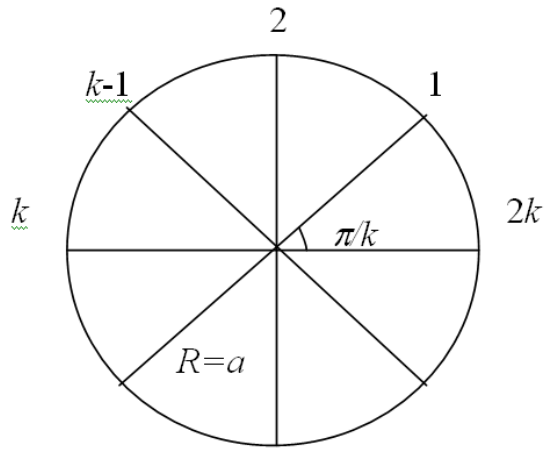


Рис. 7.2. Схема опоры

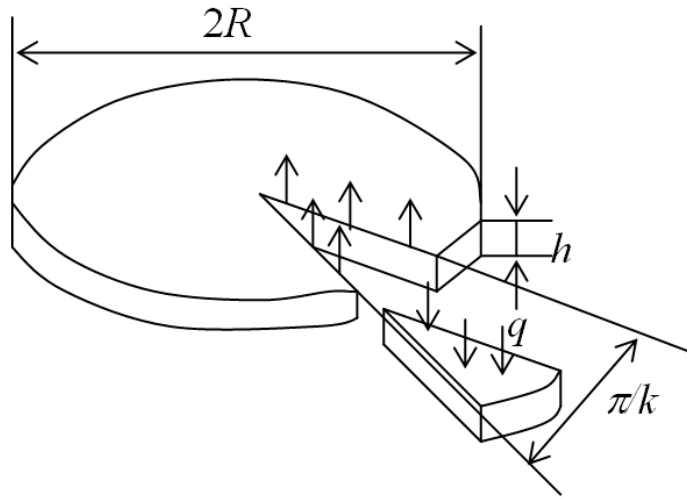


Рис. 7.3. Схема нагружения сектора понтона

Равенство (7.26) получается заменой переменных

$$X = \frac{(x-T)\pi}{T}, Y = y$$

(где $2T=2\pi/k$ - период функции q) из разложения в ряд Фурье аналогичной функции с периодом $2T=2\pi$. Дифференциальное уравнение изогнутой поверхности тогда можно представить так

$$\left(\frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2}{\partial \theta^2}\right) \left(\frac{\partial^2 w}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2}\right) = \frac{1}{D} \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{4q}{m\pi} \sin mk\theta. \quad (7.27)$$

Уравнение (7.27) получается из (7.23) подстановкой значения q из (7.26). Решение уравнения (7.27) запишем в виде

$$w = w_0 + w_1. \quad (7.28)$$

Частное решение, удовлетворяющее уравнению (7.27) возьмем в виде

$$w_0 = \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{4qr^4 \sin mk\theta}{\pi m D (16 - m^2 k^2) (4 - m^2 k^2)}.$$

Граничные условия на прямолинейных краях секториальной пластинки записываются так:

$$(w_1)_{\theta=0}=0; (w_1)_{\theta=\frac{\pi}{k}}=0.$$

Из (7.28) получаем

$$R_0 + \sum_{m=1}^{\infty} R_m \cos m\theta + \sum_{m=1}^{\infty} R'_m \sin m\theta = 0$$

при $\theta=0$.

$$R_0 + \sum_{m=1}^{\infty} R_m = 0, \text{ следовательно, } R_0 = R_m = 0,$$

т.к. равенство выполняется для любого r .

$$R_0 + \sum_{m=1}^{\infty} R_m \cos m\frac{\pi}{k} + \sum_{m=1}^{\infty} R'_m \sin m\frac{\pi}{k} = 0,$$

$$\sum_{m=1}^{\infty} R'_m \sin m\frac{\pi}{k} = 0, m = \pm k, \pm 2k, \dots$$

Поэтому $w_1 = \sum_{m=1}^{\infty} R_m \sin mk\theta$. Используя обозначение $(\frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2}{\partial \theta^2}) = \Delta$, получим

$$\Delta(\frac{\partial^2 w_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial w_1}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 w_1}{\partial \theta^2}) = \Delta \sum_{m=1}^{\infty} (\frac{\partial^2 R_m}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial R_m}{\partial r} - \frac{1}{r^2} m^2 k^2 R_m) \sin mk\theta = 0,$$

$$(\frac{d^2}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{d}{dr} - \frac{m^2 k^2}{r^2})(\frac{d^2 R_m}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dR_m}{dr} - \frac{m^2 k^2}{r^2} R_m) = 0.$$

$$w_1 = \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} (A_m r^{mk} + B_m r^{mk+2}) \sin mk\theta. \quad (7.29)$$

Таким образом,

$$w = \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} \left(A_m r^{mk} + B_m r^{mk+2} + \frac{4qr^4}{D\pi m(16-m^2 k^2)(4-m^2 k^2)} \right) \sin mk\theta. \quad (7.30)$$

Граничные условия в случае свободного (неопертого) дугового контура будут такими [43]

$$(M_r)_{r=a} = 0, \quad (7.31)$$

$$(Q_r - \frac{\partial M_{rt}}{r \partial \theta})_{r=a} = 0, \quad (7.32)$$

где M_r - изгибающий момент в радиальном направлении

$$M_r = -D \left(\frac{\partial^2 w}{\partial r^2} + \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} \right) \right), \quad (7.33)$$

Q_r - перерезывающая сила

$$Q_r = -D \frac{\partial}{\partial r} (\Delta w),$$

M_{rt} - крутящий момент

$$M_{rt} = (1 - \mu) D \left(\frac{1}{r} \frac{\partial^2 w}{\partial r \partial \theta} - \frac{1}{r^2} \frac{\partial w}{\partial \theta} \right),$$

a - радиус круглой пластинки.

Изгибающий момент в тангенциальном направлении можно определить из соотношения

$$M_t = -D \left(\frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} + \mu \frac{\partial^2 w}{\partial r^2} \right).$$

Учитывая (7.28), (7.29), (7.30), (7.33) уравнение (7.31) для определения коэффициентов A_m , B_m в (7.30) запишем так :

$$\begin{aligned} & \frac{4qa^2(12 + \mu(4 - m^2k^2))}{\pi m(16 - m^2k^2)(4 - m^2k^2)D} + A_m a^{km-2} km(km - 1)(1 - \mu) + \\ & + B_m a^{km} ((km + 2)(km + 1 + \mu) - k^2 m^2 \mu) = 0. \end{aligned}$$

Подставляя значения w_0 и w_1 из (7.29), (7.30) в (7.32), получим второе уравнение для определения A_m , B_m .

$$\begin{aligned} & \frac{4qa(3(1 - \mu)m^2k^2 - 2(16 - m^2k^2))}{D\pi m(16 - m^2k^2)(4 - m^2k^2)} + A_m a^{mk-3} m^2k^2 (mk - 1)(1 - \mu) + \\ & + B_m a^{mk-1} mk(mk + 1)((1 - \mu)mk - 4) = 0. \end{aligned}$$

Решая систему двух уравнений с двумя неизвестными, получим следующие значения

$$\begin{aligned} A_m &= \frac{2qa^{4-mk} \left(mk(12 + \mu(4 - m^2k^2))(mk(1 - \mu) - 4) + ((3\mu - 5)m^2k^2 + 32)(2(\mu + 1) + mk(1 - \mu)) \right)}{D\pi m^3k^2 (mk - 1)(1 - \mu)(\mu + 3)(16 + m^2k^2)(4 - m^2k^2)} \\ B_m &= -\frac{2qa^{2-mk} (-\mu m^3k^3 + m^2k^2(3\mu - 5) + 4mk(\mu + 3) + 32)}{D\pi m^2k(mk + 1)(\mu + 3)(16 - m^2k^2)(4 - m^2k^2)}. \end{aligned}$$

Подставляя полученные значения A_m , B_m в (7.30), можно определить величину прогиба в любой точке плавающего покрытия. В частности, совпала величина прогиба дугового края, с определенной по формуле Б.Г.Галеркина (7.11). Изгибающий момент в радиальном направлении можно определить по формуле

$$\begin{aligned} M_r &= -D \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} \left(\frac{4qr^2(12 + \mu(4 - m^2k^2))}{\pi m(16 - m^2k^2)(4 - m^2k^2)D} + A_m r^{km-2} km(km - 1)(1 - \mu) + \right. \\ & \left. + B_m r^{km} ((km + 2)(km + 1 + \mu) - k^2 m^2 \mu) \sin mk\theta \right). \end{aligned} \quad (7.34)$$

Величину крутящего момента можно определить по формуле

$$M_{rt} = (1 - \mu)D \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} mk(A_m r^{mk-2}(mk-1) + B_m r^{mk}(mk+1) + \frac{12qr^2}{D\pi m(16-m^2k^2)(4-m^2k^2)}) \cos mk\theta. \quad (7.35)$$

Изгибающий момент в тангенциальном направлении можно вычислить по формуле

$$M_t = -D \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} (A_m r^{mk-2} mk(1-mk)(1-\mu) + B_m r^{mk} ((mk+2)(1+\mu(mk+1)) - m^2k^2) + \frac{4qr^2(4-m^2k^2+12\mu)}{D\pi m(16-m^2k^2)(4-m^2k^2)}) \sin mk\theta. \quad (7.36)$$

Для напряжений максимальной величины существует зависимость

$$\sigma_{\max} = \pm \frac{6M}{h^2}, \quad (7.37)$$

где M - величина максимального момента,

h - толщина плавающего покрытия. Таким образом, зная величины r , h , θ , определяя нагрузку, вызванную собственным весом плавающего покрытия и массой работающего персонала или установленного на понтоне оборудования q_0 по формуле

$$q = (h\rho_{\Pi} + \frac{q_0}{\pi R^2} \cdot 2k) \cdot g,$$

где ρ_{Π} - плотность материала понтона, можно определить возникающие напряжения, просуммировав большое количество членов рядов из (7.34) - (7.36). Как показывает практика, ряды сходятся быстро, и для получения заданной точности достаточно просуммировать два-три члена ряда. Ряды являются сходящимися согласно признаку Лейбница.

Пусть равномерно нагруженная пластинка имеет вид сектора с центральным углом π/k и свободно опирается по краям (в том числе по дуге контура).

В работе [43] получены аналитические выражения для определения прогибов в произвольных точках сектора с центральным углом, равным π , и при граничных условиях, соответствующих свободному опиранию по всем краям. Нами выведены решения для общего случая, когда центральный угол сектора составляет π/k рад.

Рассмотрим круглую пластинку, разделенную на $2k$ секторов, нагруженную следующим образом: 1 сектор с нагрузкой, равной по величине q , смежные с ним - с нагрузкой $-q$. Прогиб такой пластинки не будет отличаться от прогиба пластинки-сектора. Равномерно распределенную нагрузку разложим в ряд Фурье

$$q = f(\theta) = \begin{cases} q, & 0 < \theta < \frac{\pi}{k} \\ -q, & -\frac{\pi}{k} < \theta < 0 \end{cases}$$

Период функции $T = 2\pi/k$, поэтому коэффициенты разложения в ряд Фурье

$$b_k = \begin{cases} 0, m=0,2,4,\dots \\ \frac{4q}{m\pi}, m=1,3,5,\dots \end{cases}$$

следовательно,

$$q = f(\theta) = \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{4q}{m\pi} \sin mk\theta.$$

Таким образом, дифференциальное уравнение изогнутой поверхности можно записать формулой (7.28). Выполняются также и (7.29) и (7.30).

Для определения коэффициентов A_m , B_m рассмотрим сектор понтона с центральным углом π/k , свободно опирающийся по всем краям (в том числе по дуге контура). В этом случае граничные условия будут такими

$$w \Big|_{r=a} = 0, \\ \frac{\partial^2 w}{\partial r^2} + \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} \right) \Big|_{r=a} = 0.$$

Эти уравнения, с учетом (7.28)-(7.30) можно записать так

$$\sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} \left(\frac{4qa^4}{\pi m(16 - m^2 k^2)(4 - m^2 k^2)D} + A_m a^{mk} + B_m a^{mk+2} \right) \sin mk\theta = 0, \\ \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} \left(\frac{4qa^2(12 + \mu(4 - m^2 k^2))}{\pi m(16 - m^2 k^2)(4 - m^2 k^2)D} + A_m a^{km-2} km(km-1)(1-\mu) + \right. \\ \left. + B_m a^{km} ((km+2)(km+1+\mu) - k^2 m^2 \mu) \sin mk\theta \right) = 0.$$

Отсюда определяются коэффициенты

$$A_m = \frac{q(-3km + 2\mu + 10 - k^2 m^2 - km\mu)}{a^{km-4} D \pi m(16 - m^2 k^2)(4 - m^2 k^2)(km + \frac{1+\mu}{2})}, \\ B_m = - \frac{q(12 + 4\mu - k^2 m^2 + km(1-\mu))}{a^{km-2} D \pi m(16 - m^2 k^2)(4 - m^2 k^2)(km + \frac{1+\mu}{2})}. \quad (7.38)$$

В этом случае прогиб в любой точке (r, θ) можно определить по формуле

$$w = \sum_{m=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{qa^4}{D} \left(\frac{4r^4}{a^4 \pi m(16 - m^2 k^2)(4 - m^2 k^2)} + \right. \\ \left. + \frac{(-3km + 2\mu + 10 - k^2 m^2 - km\mu)r^{km}}{a^{km} \pi m(16 - m^2 k^2)(4 - m^2 k^2)(km + \frac{1+\mu}{2})} - \right. \\ \left. - \frac{(12 + 4\mu - k^2 m^2 + km(1-\mu))r^{km+2}}{a^{km+2} \pi m(16 - m^2 k^2)(4 - m^2 k^2)(km + \frac{1+\mu}{2})} \right) \sin mk\theta.$$

Последняя формула при $k=1$ совпадает с выражением для определения прогибов (7.10), полученным в [43].

Подставляя в (7.34) - (7.36) полученные по формулам (7.38) значения коэффициентов A_m , B_m , можно определить величины моментов и по формуле (7.37) вычислить величину максимального напряжения.

Чтобы исследовать напряженно-деформированное состояние опирающегося на опору понтона из вспененного полимера, армированного стекло- или минераловолокнистой сеткой, можно использовать различные методики для определения жесткости многослойной круглой пластины. Если имеются хотя бы два слоя стеклосетки, повернутые один относительно другого на 90° , то такого рода пластинки можно считать моноотропными (трансверсально-изотропными, транстропными), т.е. в плоскости симметрии xu свойства материала одинаковы по всем направлениям. Приведенные формулы определения НДС для них тоже справедливы [10].

Для определения прогибов в любой заданной точке, для вычисления величин моментов и соответствующих напряжений неметаллических понтонов на опоре в форме многолучевой звезды, плавучести, остойчивости и непотопляемости понтонов студентами и сотрудниками кафедры «Сооружение и ремонт ГНП и ГНХ» составлен комплекс программ на языке программирования Паскаль для IBM-совместимых ПЭВМ, включающий также программу для определения жесткости понтонов из композиционных материалов, что позволяет быстро и точно исследовать надежность любого конкретного понтона.

7.1.1 Расчет прочности понтонов из полимерных вспененных материалов при воздействии на него нагрузок от уплотняющего затвора

При изменении уровня жидкости в резервуаре, вследствие трения уплотнения затвора о его стенки, по краю плавающего покрытия возникают изгибающие моменты. В зависимости от конструкции уплотнения моменты могут быть приложены в местах, где расположены пружины или другие прижимающие устройства, или равномерно распределены по краю покрытия.

Рассмотрим понтон из вспененного полимерного материала для резервуара типа РВС. Схема его нагружения приведена на рис. 7.4, где q – нагрузка, действующая на понтон, p – распределенная сила поддержания понтона.

Для выбранной расчетной схемы применима теория осесимметричного изгиба круглых пластинок, при котором нагрузка и условия закрепления симметричны относительно вертикальной оси z , проходящей через центр пластинки. В этом случае все величины являются функцией только текущего радиуса r .

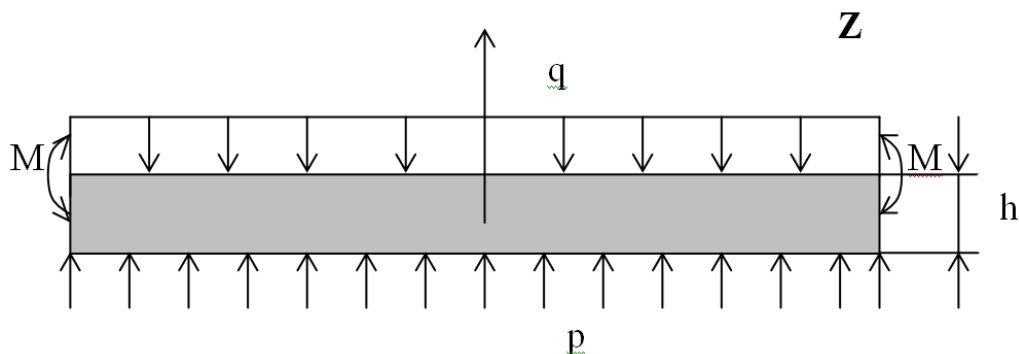


Рис. 7.4. Схема нагружения плавающего покрытия из вспененного полимера

Кроме того, известно, что если максимальный прогиб не превышает 1/5 от размера толщины пластинки, то растягивающие (сжимающие) напряжения малы по сравнению с изгибными и ими можно пренебречь.

Напряжение в радиальном направлении σ_r , возникающее в плоскости, находящейся на расстоянии z от срединной плоскости пластинки, выражается через радиальный момент M_r зависимостью (7.37)

$$(\sigma_r)_{\max} = \pm \frac{6M_r}{h^2}.$$

В случае, когда возникающий от действия уплотняющего затвора момент M не является распределенным, можно принять приближенно

$$M_r = \frac{M}{t},$$

где t - расстояние между точками приложения сил трения.

Рассмотрим затвор с $t=0,38$ м, использующийся в резервуарах с пенополиуретановыми понтонами. Максимальная величина момента достигает значения 3 Н·м. Радиус плавающего покрытия для резервуара вместимостью 20000 м³ составляет 22,7 м. Максимальные значения возникающих напряжений, определенные по описанной методике, для понтонов различной толщины сведены в таблицу 7.2.

По результатам экспериментов известно, что величина максимально допустимых напряжений для неармированного понтона из ППУ в зависимости от внешних условий меняется от 0,15 до 0,3 МПа. Из табл. 7.2 видно, что для рассмотренных значений толщины плавающих покрытий величины возникающих напряжений не превышают максимально допустимых.

Табл. 7.2 - Зависимость изгибных напряжений от толщины понтона

Толщина понтона, м	Максимальные напряжения, МПа
0,14	0,0024168
0,1	0,004737
0,05	0,018947
0,02	0,118421

7.1.2 Выбор оптимальной конструкции понтона из полимерных композитных материалов

Определим напряженно-деформированное состояние пенополиуретанового понтона, находящегося на опорной конструкции в виде многолучевой звезды. Необходимо разработать такую конструкцию понтона, которая бы при соблюдении условий прочности и жесткости позволяла бы минимизировать расход пенополиуретана. Примем расчетную схему, при которой дуговой край считается свободным.

Результаты исследований представляют собой значения характеристик напряженно-деформированного состояния понтона в определенных точках исследуемого сектора: величины радиальных и тангенциальных моментов, напряжений

и прогибов. Точки на исследуемом секторе находятся на нескольких радиальных лучах, расположенных под углом θ к опорному лучу, и на каждом из этих радиальных лучей определяются искомые характеристики в зависимости от расстояния исследуемой точки X до центра понтона.

Определены основные характеристики напряженно-деформированного состояния пенополиуретанового понтона на опорной конструкции в виде многолучевой звезды для резервуаров диаметром 20,9 м и 28,5 м (табл. 7.3).

Табл. 7.3 - Максимальные характеристики напряженно-деформированного состояния понтона из ППУ для PBC-5000 и PBC-10000

Характеристики	PBC-5000		PBC-10000	
Плотность, кг/м ³	36	80	36	80
Максимальные напряжения, МПа				
Тангенциальные	0,16	0,225	0,095	0,132
Радиальные	0,276	0,388	0,099	0,138
Максимальные прогибы, м	0,0227	0,0288	0,0062	0,0077
Максимальные моменты, Н·м				
Тангенциальные	267	375	157	219
Радиальные	463	653	165	230

На основании приведенной таблицы 7.3 можно заключить, что напряжения, прогибы и моменты, возникающие в понтоне, меньше при меньшей кажущейся плотности пенополиуретана, то есть при плотности 36 кг/м³.

Для проверки соблюдения условий прочности и жесткости понтона запишем следующие условия прочности и жесткости.

$$\sigma \leq [\sigma], \quad (7.39)$$

где σ - максимальное напряжение в пенополиуретановом понтоне,

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение в пенополиуретановом понтоне, армированном стеклосеткой.

$$y \leq 0,2 h, \quad (7.40)$$

где y - максимальный прогиб понтона, h - толщина понтона.

Рассматриваемые виды понтонов для PBC-10000 удовлетворяют условиям прочности, прогибы не превышают допустимых. Нарушение условия (7.40) применительно к понтонам PBC-5000 объясняется тем, что при расчете напряженно-деформированного состояния величина угла между лучами опор принималась равной 30 градусам, что в два раза больше действительной величины и соответствующего значения для PBC-10000.

Рассмотрим понтон радиусом 11,25 м. Используя методику определения жесткости, предложенную Губером для железобетонных плит, рассматриваемых как анизотропные пластинки, и разработанный авторами предлагаемой работы комплекс программ для определения напряженно-деформированного состояния понтона, установленного на опорные стойки в виде многолучевой звезды, получи-

ли следующие результаты, представленные в табл. 7.4. При этом использовались следующие исходные данные: для стеклосетки - модуль упругости $9 \cdot 10^3$ МПа, толщина волокна 0,003 м, количество волокон – 45 штук на 1м, масса $1\text{м}^2 - 0,3$ кг; для ППУ - модуль упругости 5 МПа, коэффициент поперечных деформаций в направлении, перпендикулярном вспениванию, - 0,3, угол между лучами опор - 15 градусов.

Табл. 7.4 - Максимальные характеристики напряженно-деформированного состояния понтона из ППУ для РВС-5000 диаметром 22,8 м

Характеристики	РВС-5000	
Плотность, кг/м ³	36	80
Максимальные напряжения, МПа		
Тангенциальные	0,035	0,04
Радиальные	0,052	0,059
Максимальные прогибы, м	0,0009	0,0009

Очевидно, что требования прочности и жесткости выполняются.

Исследуем возможность уменьшения толщины понтона из ППУ плотностью 36 кг/м³ для РВС-10000 диаметром 28,5 м. В результате расчетов оказалось, что условия прочности выполняются для плавающего покрытия толщиной 0,05 м (табл. 7.5), но чтобы прогиб не превышал допускаемого в модели, толщину волокна стеклосетки необходимо увеличить в два раза. При этом масса понтона составит 1867 кг.

Таблица 7.5 - Максимальные характеристики напряженно-деформированного состояния понтона из ППУ для РВС-10000 диаметром 28,5 м

Характеристики	РВС-10000	
Жесткость, Н·м	3264,2	6475,4
Максимальные напряжения, МПа		
Тангенциальные	0,27	0,29
Радиальные	0,27	0,29
Максимальные прогибы, м	0,03	0,01

Результаты расчета плавучести и остойчивости показывают, что угол заливания понтона при равнообъемном наклонении составляет очень маленькую величину. Пусть высота борта понтона - 0,09м, а разрез конструкции представляет фигуру, приведенную на рис. 7.5.

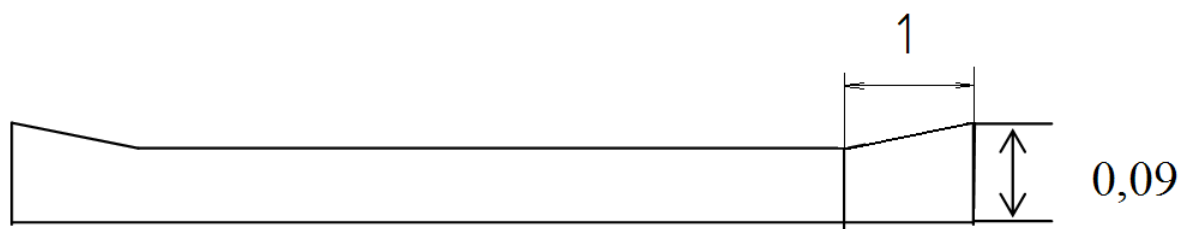


Рис. 7.5. Вид пенополиуретанового понтона в разрезе

Если толщина понтона увеличена только на расстоянии, не превышающем 1 м от борта, то масса понтона увеличится на 62 кг. Как показывают расчеты, предлагаемая конструкция обеспечивает выполнение требований плавучести, непотопляемости и остойчивости, а согласно выкладкам, приведенным в предыдущем пункте, выполняются условия прочности при нагрузках от уплотняющего затвора.

Поскольку толщина ПП составляет 0,05 м, то расход ППУ уменьшается по сравнению с расходом при существующем проектном решении (толщина понтона – 0,1 м) на величину, определяемую по формуле

$$V=0,05 \cdot \pi R^2,$$

где R – радиус плавающего покрытия.

Расход сетки увеличивается на следующую величину:

$$S=2 \cdot \pi R^2.$$

Радиус плавающего покрытия РВС-10000 составляет 14,05 м, поэтому, учитывая, что себестоимость 1 м³ пенополиуретана – 2000 рублей (в ценах 1999г.), а 1 м² стеклосетки стоит восемь рублей, получаем уменьшение себестоимости понтона, выражающееся в разности стоимости ППУ и стеклосетки, равное 52464,72 руб.

Результаты расчетов НДС пенополиуретанового понтона при установлении его на опорную конструкцию, когда дуговой край считается свободно опирающимся в сравнении с ранее принятой расчетной схемой сведены в табл.7.6.

Табл. 7.6 - Сравнение НДС понтона при различных вариантах граничных условий

Характеристики	РВС-5000		РВС-10000	
	свободный край	свободное опирание	свободный край	свободное опирание
Максимальные напряжения, МПа: Тангенциальные Ра- диальные	0,0350	0,0510	0,0950	0,0600
	0,0520	0,0275	0,0990	0,0325
Максимальные прогибы, м	0,0009	0,0002	0,0062	0,0050

Из таблицы видно, что в случае свободного опирания дугового края расчетные напряжения и прогибы, возникающие в понтоне, меньше по величине, поэтому можно рекомендовать для сокращения используемого пенополиуретана создать внутри резервуара по периметру опору, на которую будет опираться дуговой край.

Таким образом, для сокращения себестоимости понтона необходимо уменьшить его толщину, а чтобы возникающие напряжения не превышали допустимых, нужно изменить конструкцию опоры так, чтобы была приемлемой схема свободного опирания по дуговому краю.

7.2 Численные методы расчета резервуаров с плавающими покрытиями

Многие инженерные задачи невозможно решить точно. Для расчетов используют различные эмпирические формулы, дающие в результате большую погрешность, уровень которой трудно оценить. Существует возможность использования для инженерного анализа различных комплексов программ на основе методов сеток или на основе интегральных уравнений.

Основная идея построения математической модели на основе интегральных уравнений заключается в переходе от исходного дифференциального уравнения в частных производных к эквивалентному интегральному уравнению, подлежащему дальнейшим преобразованиям.

Сущность метода сеток состоит в аппроксимации искомой непрерывной функции совокупностью приближенных значений, рассчитанных в некоторых точках области определения функции – узлах. Совокупность узлов, соединенных определенным образом, образует сетку. Сетка, в свою очередь, является дискретной моделью области определения искомой функции.

Применение метода сеток позволяет свести дифференциальную краевую задачу к системе нелинейных в общем случае алгебраических уравнений относительно неизвестных узловых значений функций.

В общем случае алгоритм метода сеток состоит из трех этапов:

1. Построение сетки в заданной области (дискретизация задачи).
2. Получение системы алгебраических уравнений относительно узловых значений (алгебраизация задачи).
3. Решение полученной системы алгебраических уравнений.

Наиболее часто при автоматизированном проектировании и при проверке работоспособности конструкций используют методы конечных элементов и конечных разностей. Оба метода в зависимости от формы области, краевых условий, коэффициентов исходного уравнения имеют погрешности аппроксимации от первого до четвертого порядка относительно шага.

Метод конечных разностей чаще применяется для анализа задач с прямолинейными границами областей определения функций, т.к. особенности геометрии учитываются только в приграничных узлах. К числу традиционных задач, решаемых на основе этого метода, относятся исследования течений жидкостей и газов в трубах и каналах с учетом теплообменных процессов.

В методе конечных элементов разбиение на элементы производится с учетом геометрических особенностей области. Процесс разбиения начинается от границы с целью наилучшей аппроксимации ее геометрии. Поэтому метод конечных элементов наиболее часто используют для решения задач с произвольной областью определения функций: расчета на прочность деталей и узлов строительных конструкций, тепловых расчетов двигателей и т.п.

Программные комплексы, использующие метод конечных элементов, позволяют автоматизировать все этапы алгоритма. Обычно при расчете конструкций задается ее геометрическая форма (средствами геометрического моделировщика самого комплекса или графической программы). При этом используются два подхода

– моделирование сверху вниз (когда сначала задаются геометрические примитивы самого высокого порядка) и моделирование снизу вверх (пользователь строит свою модель, начиная с примитивов самого низшего порядка). При реализации этих подходов желательно использовать булевы алгебраические операции (пересечение, вычитание, объединение). Возможно также использование операции «скиннинг», когда по нескольким предварительно построенным поперечным сечениям модели пользователь создает гладкие поверхности.

До начала расчета необходимо задать характеристики материалов, тип и характеристики используемых элементов. Граничные условия и нагрузки могут прикладываться к твердотельной модели или к конечноэлементной сетке. Возможны два типа конечноэлементного разбиения: параметрическое (когда задаются параметры разбиения, например, длина шага) или автоматическое.

Существуют различные подходы к оценке ошибки. Программные комплексы используют метод оценки ошибки расчета, вызванной дискретизацией сетки. После проведения расчета и получения недостаточно точных результатов разбиение на элементы можно изменить и повторить расчет. Возможно автоматическое повторение указанных операций до достижения необходимой точности. Автоматизация вычислений может быть проведена и для проведения серии расчетов. При этом пользователь должен задать критерий и границы варьируемых переменных.

Использование оптимизации расчетов и программных комплексов на основе методов конечных элементов позволяет сократить время, уменьшить стоимость проектирования резервуаров и плавающих покрытий, уточнить расчеты и провести численные эксперименты с проектируемыми конструкциями на критических режимах.

7.3 Особенности использования пакета ANSYS

Чтобы покинуть ANSYS на начальном уровне и вернуться на системный уровень, используйте команду /EXIT. По умолчанию /EXIT автоматически записывает части модели в базу данных (т.е. пишет файл базы данных *jobname.DB*). *Jobname* устанавливается именем задания, определенной системной командой, используемой для запуска программы ANSYS. Опции команды позволяют вам записывать другие части базы данных:

/EXIT,SOLU - записывает части модели и решения.

/EXIT,ALL - записывает все – модель, решение и постпроцессорные части базы данных. Если вы не хотите, чтобы база данных записывалась, запустите /EXIT,NOSAVE.

Подопция PREP7 (основное препроцессирование) используется для построения модели (геометрия, материалы, связи, уравнения, ограничения и т.д.).

Подопция SOLUTION (нагружение и решение) позволяет приложить к модели применяемые нагрузки и получить решение методом конечных элементов:

/SOLU

Подопция POST1 (основное постпроцессирование) - обзор результатов в определенных точках модели.

POST26 (временное постпроцессирование) - обзор результатов в определенных точках модели в течение времени.

Поскольку база данных содержит все ваши входные данные, хорошо практиковать частое сохранение копий данных файла. Для этой цели используется команда SAVE. По умолчанию /SAVE записывает базу данных в *jobname.DB*, но вы можете определить любое желаемое имя файла, расширение и директорию, используя соответствующее поле команды. Для чтения из файла базы данных используется команда RESUME. По умолчанию /RESUME читает файл *jobname.DB*, но вы можете определить любое желаемое имя файла, расширение и директорию. Обе команды SAVE и RESUME могут быть использованы из любой части ANSYS, включая начальный уровень.

- Команды вводятся, используя свободные форматы. Фиксированный формат не используется.
- Следующие друг за другом запятые могут быть использованы для пропуска поля. В этом случае для этого аргумента принимается значение по умолчанию (как описано в HELP ANSYS).
- Максимальное число символов, включая запятые, пропуски и другие специальные символы, не должно превышать 80.

При необходимости программа выдает сообщения об ошибках, предупреждения, и другие информационные сообщения. С включенным меню сообщения выводятся на экран в цветных текстовых рамках: серые - информационные сообщения, желтые – предупреждения, красные - ошибки.

Число сообщений об ошибках и предупреждений, выводимых на экран для команды ограничено:

5 - при включенном меню,

20 - с выключенным,

200 - в пакетном режиме.

Вы можете изменить это ограничение командой /NERR.

Вы можете работать в ANSYS в интерактивном режиме или в пакетном.

Интерактивный режим, как предполагает само название, действует, когда вы постоянно взаимодействуете с компьютером: вы запускаете команду, программа выполняет ее и отмечает, что она выполнена; затем вы запускаете другую команду и т.д. Если вы ошибетесь, вы можете исправить ошибку, повторно правильно набрав команду. Интерактивный режим позволяет вам использовать наиболее подходящие свойства графического режима, построчной подсказки, системного меню и графического выбора (pick). По умолчанию устанавливается интерактивный режим.

Пакетный режим - когда вы подчиняете командный файл ANSYS программе. Первая строка в файле должна быть /BATCH, обозначающая пакетный режим. В зависимости от операционной системы компьютера, вы можете положить пакет с заданием в основу, позволяющую вам делать другую работу на компьютере. Пакетный режим часто используется для решения части анализа, во время которого вам не нужна связь с компьютером.

Наиболее легкий путь для связи с ANSYS программой - через системное меню. Меню- это оболочка, выстроенная вокруг команд, чтобы сделать программу более легкой для использования. Здесь есть несколько моментов, в которых меню вам поможет:

- Для ввода данных могут быть использованы как мышь, так и клавиатура.
- Команды могут редактироваться полем при использовании командного редактора. Экраны необходимой помощи позволяют вам проверять значение каждого поля по мере того, как вы редактируете команду.
- Доступны "контрольные панели". Это панели с самообъясняющимися нажимающими кнопками, которые позволяют вам определить несколько членов, связанных вместе (например, выбор типов элементов и опций элементов).
- "Немедленный режим" графики позволяет вам увидеть узлы, элементы и другие объекты, во время их определения.

Нажатие правой кнопки мышки выдает подсказку для большинства последних выбранных блоков. Правая кнопка мыши включает/выключает управление подсказкой.

Каждый раз при работе в ANSYS создается log-файл с именем *jobname.log*. Он открывается, когда вы впервые входите в программу, и закрывается при выходе.

Каждая команда, введенная вами, копируется в log-файл, создавая завершенную копию вашей работы в ANSYS. Команды, содержащиеся в log-файле можно использовать в качестве средства восстановления при системном фатальном сбое или катастрофической ошибке пользователя. Просто при прочтении (/INPUT) переименованной копии вашего log-файла (или подчинением его пакетному файлу), каждая команда, содержащаяся в log-файле, будет перезапускаться, пересоздавая вашу базу данных в том виде, как она записана. Log- файл также весьма полезен в качестве средства отладки, которое может помочь обнаружить ошибки, возможные в сеансе с программой.

При каждом новом сеансе новые команды будут дописываться в уже существующий log-файл. Во время интерактивного режима вы можете просмотреть ваш log-файл с помощью команды верхнего меню LIST-Files-Log File.

Поскольку log-файл существует в кодовом формате, он может легко читаться и редактироваться при использовании внешнего текстового редактора.

Процедура при перезапуске команд, содержащихся в файле *jobname.log*, состоит из 3-х шагов:

- создание переименованной копии файла;
- редактирование переименованного файла;
- чтение и переименование файла в вашем сеансе с ANSYS.

Вы не можете использовать текущий log-файл (*jobname.log*) для ввода программы. Вы можете создать переименованную копию этого файла для использования при вводе. Существует 2 пути создания такой копии. Из ANSYS -программы вы можете использовать команду /CLOG. Если ваш сеанс с ANSYS обрывается (*jobname.log* закрывается), вы можете использовать для создания копии файла соответствующие возможности Windows и текстовых редакторов.

Может возникнуть необходимость в редактировании переименованного log-файла перед использованием его для ввода нового задания. Для изменения переименованного файла просто используйте внешний текстовый редактор.

Замечание:

Первая команда, записанная в log-файл в любом сеансе с ANSYS - /BATCH. Эта команда пишется даже в том случае, если во время сеанса с ANSYS вы ее не запускаете. Если вы предполагаете использовать переименованный файл для ввода в интерактивном режиме, во время редактирования вы должны удалить эту команду из log-файла.

При редактировании log-файла может возникнуть необходимость добавить какие-либо комментарии или объединить команды в абзацы. Это вы можете сделать с помощью команд комментариев ([/COM], [C***]), или используя символ комментариев - !. При этом вводимые с помощью команд ([/COM], [C***]) комментарии будут отображены во входящем и исходящем листингах, в то время как комментарии, следующие за символом - ! будут отображены только во входящем листинге. Команды также могут быть разделены на абзацы.

Для чтения переименованного и отредактированного log-файла в интерактивном режиме используйте команду /INPUT. В пакетном режиме вы можете использовать переименованный и отредактированный log-файл в качестве пакетного файла для ввода.

Все работы в типичном ANSYS - анализе можно разделить на 3 этапа:

- построение модели;
- приложение нагрузок и получение решения;
- просмотр результатов.

Библиотека элементов ANSYS содержит свыше 80 различных типов элементов. Каждый элемент идентифицируется единственным номером и префиксом, который отображает элементную категорию: BEAM4, PLANE77, SOLID96, PIPE16 и т.д. Доступны следующие категории; BEAM, COMBINation, CONTACT, FLUID, HYPERelastic, INFINite, LINK, MASS, MATPIX, PIPE, PLANE, SHELL, SOLID, SOURCE, SURFace, USER, VISCOelastic (или viscoplastic). Тип элемента предполагается структурным, тепловым, магнитным, электрическим, жидким, со связанными полями и, помимо всего прочего, определяет набор степеней свободы, характерную форму элементов (линейная, квадратная, кирпич и т.д.) и где элемент расположен - в 2-хмерном или 3-хмерном пространстве.

Для определения типа элемента вы можете использовать панель главного меню или набор команд ET. Во втором случае вы можете идентифицировать тип элемента при помощи имени, которое определяется с помощью типового справочного номера. Например:

ET, 1,BEAM4,

ET, 2, SHELL63.

Приведенные команды определяют два типа элемента BEAM4 и SHELL63, которым присваиваются типовые справочные номера 1 и 2, соответственно.

Реальные константы элементов являются специфическими свойствами для данного типа элемента, такие как поперечное сечение балочных элементов. На-

пример, реальные константы для BEAM3, 2-мерного балочного элемента, - площадь (AREA), момент инерции (IZZ), вес (HEIGHT), величина начального перемещения (SHEARZ), первоначальное напряжение (ISTRN) и добавочная масса на единицу длины (AQDMASS). Не все элементы требуют реальных констант. Вы можете определить тип элемента, используя контрольную панель типов элементов либо набор команд R. Чтобы войти в контрольную панель, выбирается требуемое главное меню команд, расположенное слева. Каждому набору реальных констант определенного типа элементов присваивается справочный номер, таблица справочных номеров называется таблицей реальных констант. Для задания реальных констант используйте команду REAL.

- Если вы используете команды (вместо панели реальных констант), то реальные константы должны быть введены в очередности, указанной в руководстве Elements для каждого типа элемента.
- Для модели с множеством типов элементов используйте отдельные наборы реальных констант для каждого типа элементов.
- Для проверки ввода реальных констант используйте команду RLIST или ELIST (при RKEY=1). RLIST просто печатает значения реальных констант
- для всех наборов, тогда как ELIST печатает метки реальных констант и их значения для каждого элемента.
- Ввод реальных констант для линейных и поверхностных элементов (которые требуют ввода геометрических данных, таких как сечение, толщина, диаметр и т.д.) можно проконтролировать графической командой ESHAPE, следующей за командой EPLLOT. Элементы после этой команды будут выведены на экран как массовые элементы с прямоугольным сечением для элементов связи и оболочечных элементов, и круглым сечением для элементов труб. Части сечения устанавливаются исходя из значений реальных констант.

Задание свойств материалов требуется для большинства типов элементов. В зависимости от применения, свойства материала могут быть линейными, нелинейными, или анизотропными. Наряду с типом элементов и реальными константами каждому набору присваивается справочный номер материала, и таблица справочных номеров материалов называется таблицей материалов. Для определения элемента вы задаете соответствующий справочный номер материала, используя команду MAT.

Для определения постоянных свойств материала используйте команду MP с соответствующими метками свойств, такими как EX, EY, EZ для модуля Юнга; KXX, KXY, KXZ - для теплопроводности; MURX, MURY, MYRZ - для относительной магнитной проницаемости и т.д. Для изотропных материалов можно задать свойство только в X-направлении, другим направлениям по умолчанию присвоится значение X-направления.

Например:

MP, EX, 1, 2E11

MP, DENS, 1, 7800

MP, KXX, 3, 43

Здесь модуль Юнга для материала со справочным №1 равен $2E11$ (т.е. $2 \cdot 10^{11}$), плотность для этого же материала равна 7800 ед., - теплопроводность для материала со справочным №3- 43 ед.

Кроме свойств в Y и Z направлениях (по умолчанию совпадают со значением в X - направлении), многие другие свойства уже заложены, и по умолчанию предполагается, что, например, коэффициент Пуассона (NUXY) - 0.3, модуль сдвига (GXY) - $EX/(2 \cdot (1 + NUXY))$.

Слово "нагрузка" предполагает как внешние, так и внутренние прикладываемые нагрузки, а также граничные условия (ограничения, опоры, описание определения граничных полей).

Нагрузки в ANSYS разделены на 6 категорий: DOF (ограничения степеней свободы) Construction Forces (силы), Surface Loads (поверхностные нагрузки), Body Loads (объемные силы), Inertia Loads (инерционные нагрузки), Coupled-field Loads (нагрузки для связанных задач).

Большинство из этих нагрузок может быть применимо либо к твердой модели (точки, линии, поверхности) либо к конечно-элементной модели (узлы и элементы).

7.4 Пример использования пакета ANSYS для расчета НДС резервуара

На днищах резервуаров с нефтью образуются и накапливаются донные отложения, уменьшается полезная вместимость емкостей, оборачиваемость резервуарных парков, увеличивается стоимость хранения нефти, что приносит значительные убытки.

В настоящее время для решения проблем, связанных с донными отложениями на днищах стальных вертикальных резервуаров с нефтью используют взрывозащищенные устройства «Диоген-500» и «Диоген-700», которые предназначены для размыва и перемешивания отложений подвижной струей нефти в резервуарах емкостью 2000...50000 м³. Упомянутые устройства устанавливаются на крышке овального или круглого люков-лазов, размещенных на первом поясе резервуара. Масса изделий достигает 400 кг, реактивная сила, приведенная к валу пропеллера - 4000Н.

Для обоснованных выводов о возможности безопасной эксплуатации указанных устройств необходимо создание и изучение модели резервуара с установленным устройством «Диоген-700» в нижнем поясе резервуара на крышке овального люк-лаза.

Наиболее экономичной моделью является математическая модель, создание и исследование которой возможно при помощи конечно-элементной программы ANSYS®.

Пусть диаметр резервуара составляет 45,6 м, высота 12 м, высота заполнения 10,5 м, толщина 1-го пояса 13 мм, остальных 7-ми поясов – 11 мм.

Сталь 09Г2С : $\sigma_m = 370 \text{ МПа}$, $\sigma_s = 510 \text{ МПа}$, плотность хранимого нефтепродукта 800 кг/м^3 ; модуль упругости $E = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$, коэффициент Пуассона $0,3$; плотность стали 7800 кг/м^3 ; ускорение свободного падения, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$.

Основной целью на этапе разработки геометрической модели является создание адекватной конечно-элементной модели, состоящей из узлов и элементов. Сначала необходимо задать тип анализа: Structural. Затем задаются типы элементов, реальные константы, свойства материала. При создании конечно-элементной модели возможно использование метода твердотельного моделирования, при котором описываются геометрические границы модели, затем программа берет на себя генерацию сетки с узлами и элементами; размеры и форму элементов можно контролировать.

Чтобы задать тип элементов, можно использовать главное меню (слева): Preprocessor - Element Type - Add/Edit/Delete - Shell - Elastic 4node 63 или из командной строки можно выполнить следующую команду ET,1,Shell63.

Реальные константы можно задать следующим образом: Preprocessor - Real Constants - Add/Edit/Delete - Add - Shell thickness at node I TK (I) или из командной строки R,NSET,R1...R6, где NSET - идентификатор номера элемента, R1...R6 - числовые характеристики элемента (площадь, толщина и т.д.; в зависимости от типа элемента).

Для проверки правильности ввода констант можно использовать команду RLIST/1/ или ELIST (при RKEY = 1). RLIST печатает значения констант для всех наборов, тогда как ELIST,,,,,1 печатает значения реальных констант для каждого элемента.

Из верхнего меню List - Properties - All Real Constants или List - Properties - Specified Real Const

Свойства материала из главного меню задают так: Preprocessor - Material Props - Constant Isotropic или

MP,EX,1,2.1e11 ! модуль упругости для элемента с №1 равен $2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$
MP,NUXY,1,0.3 ! коэффициент Пуассона равен $0,3$.

Для создания днища РВС можно использовать следующие опции главного меню: Preprocessor-Modeling-Creatе-Areas-Circle-Solid circle. Затем нужно задать координаты центра и радиус окружности Wp X – 0; Wp Y – 0; Radius – 22.8. Прямые линии, направленные по оси Oz, для создания поясов РВС, надо получить при помощи следующих опций главного меню: Preprocessor-Modeling-Creatе-Lines-Lines-Straight Line. Стенка РВС может быть получена так: Preprocessor-Modeling-Operate-Extrude- Lines-Along Lines. Курсором мыши указывают линии, ограничивающие днище РВС, нажимают клавишу Enter, указывают линии для создания поя-

сов РВС, нажимают клавишу Enter – пустотелый цилиндр (заготовка корпуса РВС) получен.

Построение точек для создания обечайки люк-лаза производят с помощью команд:

k,9,22.77,0.15,0.65;

k,10,22.77,0.15,1.25;

k,11,22.77,-0.15,0.65;

k,12,22.77,-0.15,1.25;

k,13,22.77,0.3,1.25;

k,14,22.77,-0.3,1.25;

k,15,22.98,0.15,0.65;

k-команда для задания точки;

9-номер точки;

22.5,0.15,0.65-координаты точки x,y,z соответственно;

Построение линий для создания обечайки люк-лаза:

Larc,9,10,13,0.3; (Larc-команда для построения дуги; 0.3-радиус дуги);

Larc,11,12,14,0.3;

Lstr,10,12- команда для построения прямой линии между точками;

Lstr,9,11;

Lstr,15,9;

Lglue-команда для склеивания линий;

Operate-Extrude-Lines along Lines-команда для создания обечайки люк-лаза;

Delete-Areas Only-вырезание отверстия люк-лаза (между точками 9,10,11,12);

Aglue,all-команда для склеивания всех поверхностей;

k,50,0,0,0.32-определение центра окружности, где

k-команда для задания точки;

50-номер точки;

0,0,0.32-координаты точки x,y,z соответственно;

circle,50,22.8-команда для построения окружности;

50-номер точки;

22.8-радиус окружности;

k,51,0,-22.8,1.82-конец первого пояса;

k,52,0,-22.8,3.32;

k,53,0,-22.8,4.82;

k,54,0,-22.8,6.32;

k,55,0,-22.8,7.82;

k,56,0,-22.8,9.32-конец шестого пояса;

lstr 51,52; lstr 52,53; 53,54; 54,55; 55,56-команда для построения прямой линии между точками;

Create-Areas Arbitrary-by Lines-команда для построения днища РВС;

Operate-Extrude-Lines along Lines-команда для построения поясов РВС;

Operate-Partition-Areas-команда для отсечения отверстия люк-лаза;

Delete-Areas Only-команда, убирающая поверхность закрывающую отверстие люк-лаза;

Delete-Lines-All-команда, убирающая лишние линии и точки;

List keypoints-команда для просмотра имеющихся точек;

Задание точек для построения места усиления стенки РВС в окрестности люк-лаза:

k,80,24,-0.9,0.32;

k,81,24,0.9,0.32;

k,82,24,-0.9,1.02;

k,83,24,0.9,1.02;

k,84,24,-0.522,1.58;

k,85,24,0.522,1.58;

k,50,2.85,0,0.32;

Создание линий для усиления стенки РВС:

lstr,50,80; lstr,50,81; lstr,50,82; 50,83; 50,84; 50,85;

lstr,80,81; lstr,80,82; lstr,82,84; lstr,84,85; lstr,85,83; lstr,83,81;

Create-Areas-Arbitrary-by Lines-создание поверхностей для усиления стенки РВС;

Operate-Partition-Areas-команда для отсечения накладки усиления стенки;

Delete-Areas-команда для удаления вспомогательных плоскостей;

Delete-Lines-команда для удаления вспомогательных линий;

Clear-команда для очистки поверхности люк-лаза от разбивки (кроме крышки);

LGlue,all-команда для склеивания линий;

AGlue,all-команда для склеивания поверхностей;

Loads-Apply-Displacement-On Areas-команда для закрепления днища РВС.

Построена модель резервуара, включающая 57 поверхностей, которые нужно разбить на конечные элементы.

Для разбиения на конечные элементы воспользуемся опцией главного меню Preprocessor - Meshing - Mesh - Areas – Free.

В нашей задаче днище резервуара жестко закреплено, поэтому надо приложить нагрузку в виде запрета перемещений и поворотов на всей поверхности днища. Для задания нагрузок и закрепления днища используется опция главного меню Preprocessor - Loads - Apply - Displacement - On Areas.

Днище следует показать, щелкнув по нему, указав курсором мыши.

К обечайке овального люк-лаза прикладывается сила 4000Н, направленная перпендикулярно стенке от центра резервуара, и момент от действия веса устройства «Диоген-700» - 1920 Нм.

Давление от веса нефти рассчитываем по формуле;

$$P = \rho g H_3,$$

где $\rho = 800 \text{ кг/м}^3$ - плотность нефти;

$g = 9.8 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения;

H_3 - высота заполнения РВС;

$P = 82320 \text{ Па}$.

Определяем атрибуты (тип элемента и его толщина) и последовательно разбиваем на конечные элементы командой Mesh днище, обечайку люк-лаза, область усиления стенки и пояса с 1 по 8-ой.

Прикладываем давление от веса продукта:

SFGRAD,PRES,0,Z,0,-7840;

SF,ALL,PRES,82320;

7840 – на каждый 1 метр давление уменьшается на 7840 Па.

Расчет можно произвести при помощи опций главного меню Solution - Solve - Current LS, а просмотреть результаты из постпроцессора главного меню General PostProc - Plot Results.

По команде SOLVE программа обращается за информацией о модели и нагрузках к базе данных и выполняет вычисления. Результаты записываются в специальный файл и в базу данных, могут быть просмотрены в графическом виде.

Сначала произведем расчеты без учета усиления стенки 1-го пояса.

Как показали расчёты, проведенные в программе ANSYS®, максимальное перемещение, возникающее в резервуаре под действием силы 4000 Н и момента 1920 Н·м равно $0,788 \cdot 10^{-3}$ м, возникает на обечайке люк-лаза (рис. 7.6).

Максимальное напряжение, возникающее в резервуаре под действием силы 4000 Н и момента 1920 Н·м: $0.317 \cdot 10^9$ Па - на обечайке люк-лаза.

Максимальное перемещение, возникающее в резервуаре под действием веса продукта: $0.499 \cdot 10^{-1}$ м.

Максимальное напряжение, возникающее в резервуаре под действием веса продукта: $0.467 \cdot 10^9$ Па.

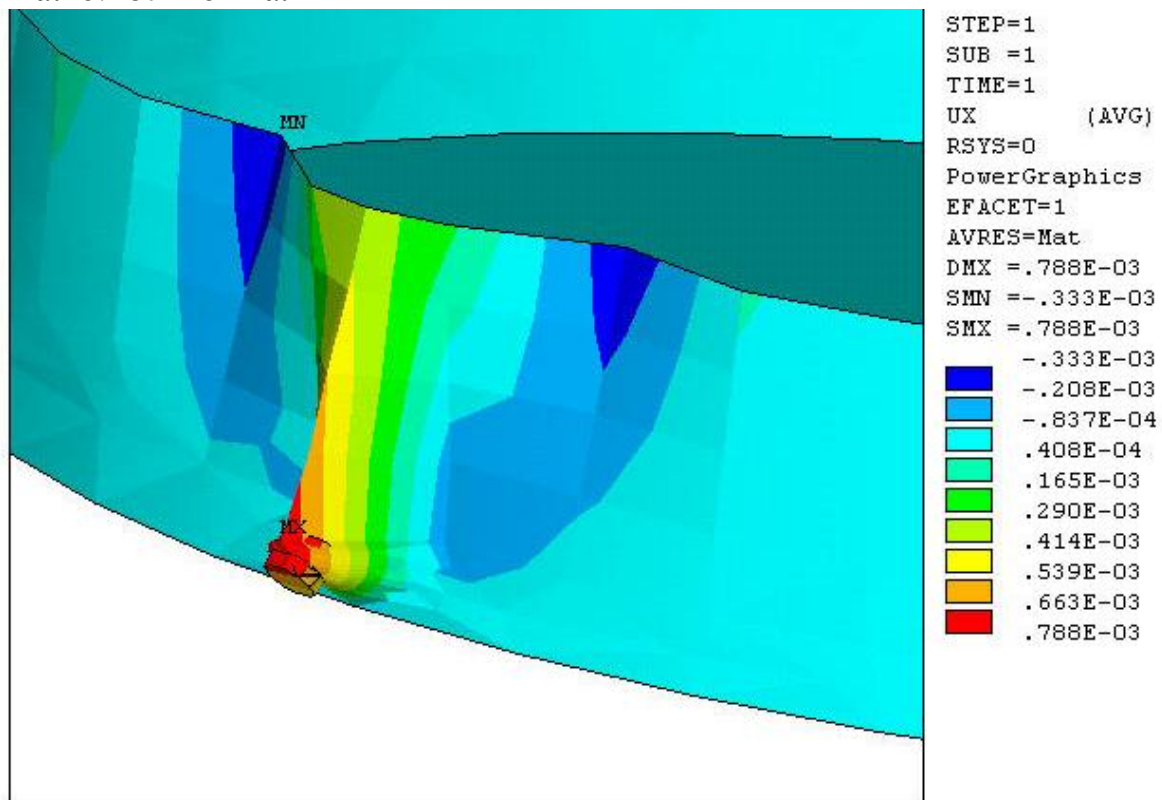


Рис. 7.6. Результаты расчёта перемещений, возникающих в резервуаре под действием силы 4000 Н и момента 1920 Н*м без усиления стенки 1-го пояса

Максимальное перемещение, возникающее в резервуаре под действием веса продукта, силы 4000 Н и момента 1920 Н·м равно: $0.499 \cdot 10^{-1}$ м

Максимальное напряжение, возникающее в резервуаре под действием веса продукта, силы 4000 Н и момента 1920 Н*м: $0.475 \cdot 10^9$ Па.

Вывод: Так как максимальное перемещение стенки РВС в первом поясе, равное 49.92 мм, превышает допустимое значение, равное 20 мм, и максимальное напряжение стенки РВС, равное 475 МПа, также превышает допустимое значение $[\sigma] = 259$ МПа, то необходимо усиление стенки РВС:

$$[\sigma] = \sigma_m \cdot \gamma_c = 370 \cdot 0.7 = 259 \text{ МПа}$$

γ_c -коэффициент условий работы, для 1 пояса равный 0.7, для остальных поясов равный 0.8.

σ_m -предел текучести для стали 09Г2С равный 370 МПа

Максимальные перемещения, возникающие в резервуаре под действием веса продукта, силы 4000 Н и момента 1920 Н*м при усилении стенки 1-го пояса равны $0.133 \cdot 10^{-1}$ м.

Максимальное напряжение, возникающее в резервуаре под действием веса продукта, силы 4000 Н и момента 1920 Н*м при усилении стенки 1-го пояса составило $0.149 \cdot 10^9$ Па. Результаты расчёта перемещений, возникающих в резервуаре под действием силы 4000 Н и момента 1920 Н*м без усиления стенки 1-го пояса, показаны на рис. 6.2.

Вывод: Результаты расчёта РВС с усилением стенки показали, что максимальное перемещение стенки РВС равное 13,26 мм, не превышает допустимого значения, равного 20 мм, что удовлетворяет требованиям СНиП 3.03.01-87, и максимальное напряжение, равное 149 МПа, не превышает допустимое значение $[\sigma] = 259$ МПа. Следовательно, при усилении стенки использование устройства «Диоген-700» для размыва донных отложений в РВС данной конструкции возможно и целесообразно.

7.5 Возможности программных продуктов FlowVision и ANSYS для определения напряженного состояния резервуаров

В настоящее время для борьбы с донными отложениями на днищах стальных вертикальных резервуаров с нефтью используют устройства предотвращения и размыва осадка – размывочные головки, устройства «Диоген», «Тайфун» и т.п. Они предназначены для размыва и перемешивания отложений подвижной струей нефти в резервуарах различной емкости.

Работа этих устройств обеспечивает быстрый размыв донных отложений, даже накопленных в резервуаре за несколько лет эксплуатации. Конструкция устройства рассчитана на работу в жидкостях с вязкостью до 40 сСт. Устройство создает направленную затопленную струю жидкости, циклически перемещающуюся над днищем резервуара за счет автоматического привода поворота. Струя перемешивает тяжелые парафиновые осадки и механические примеси, которые взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.

Для обоснованных выводов о возможности безопасной эксплуатации указанных устройств была поставлена задача исследования поведения конструкции резервуара при возникающих в процессе размыва динамических нагрузках, обусловленных струйными течениями. Используя только аналитические методы либо композицию известных решений, решить подобную задачу не представляется возможным. Это обусловлено как сложностью описания работы устройства перемешивания, так и тем, что возникающее в резервуаре течение является двухфазным, у которого физические свойства (плотность и вязкость) меняются не только во времени, но и в пространстве.

7.5.1 Анализ путей решения задачи

Учитывая особенности постановки задачи, была предпринята попытка получения ее решения с использованием современных программных комплексов, реализующих численные методы расчета, как для моделирования напряженного состояния конструкции резервуара, так и для получения характеристик течения, определяющих нагрузки на днище и стенки резервуара.

Необходимо отметить, что попытки решения подобной задачи с помощью численного моделирования уже предпринимались. В работе В.Ф. Галиакбарова и Ю.Р. Салиховой для получения решения использовались возможности программы инженерного анализа ANSYS в сочетании с входящим в ее состав модулем FLOTRAN. Определение гидродинамических характеристик процесса перемешивания производилось для традиционного метода циркуляционного перемешивания и с использованием устройства эжектирующего типа.

К недостаткам предложенного в указанной работе метода решения поставленной задачи следует отнести ограниченные возможности модуля FLOTRAN для моделирования сложных гидродинамических процессов. Следовательно, высока вероятность недостаточно точного определения нагрузок на стенки резервуара. В модуле FLOTRAN невозможно смоделировать работу устройств, отличных от рассмотренного в описываемой работе типа. На практике же часто используются устройства, где рабочим элементом является винт, как, например, в устройствах «Диоген», «Тайфун».

Широкие возможности программы инженерного анализа ANSYS для определения напряженного состояния конструкции и, в то же время, ее ограниченность по определению гидродинамических характеристик течения, привела к мысли рассмотреть возможность получения решения поставленной задачи в рамках совместного использования указанной программы и известного программного комплекса гидродинамических расчетов – FlowVision. В случае частично заполненного резервуара этот комплекс позволяет смоделировать процесс волнообразования на границе раздела сред нефть-воздух, который с необходимостью порождается самим устройством и, чем меньше высота заполнения, тем более интенсивным является волнообразование. FlowVision имеет возможность учета существенно отличающихся физических свойств (плотность и вязкость) нефти и осадка, позволяет получить процесс размыва, а, следовательно, и распределение нагрузок на стенки резервуара на различных его временных стадиях, от начала работы устройства до вы-

хода на установившийся во времени процесс движения жидкости в резервуаре. Есть возможность проанализировать решение и определить значения максимальных динамических нагрузок, действующих на конструкцию резервуара, и моменты времени, в которые они возникают. Определяющим моментом в выборе этой программы стало то, что FlowVision, кроме широких возможностей моделирования течений, имеет интерфейс обмена результатами расчета с широко распространенными прочностными конечно-элементными программами, в том числе и с ANSYS.

7.5.2 Постановка и решение гидродинамической части задачи

Чтобы оценить воздействие динамических нагрузок от струи нефти на стенку РВС при помощи программного комплекса для гидродинамических расчетов FlowVision, на первом этапе разработки расчетной методики были исследованы характеристики течения при работе винтового перемешивающего устройства. Вращение винта задавалось не как программное движение подвижного тела, а с использованием специального модуля программы – модуля для вращающихся тел. Особенность использования этого модуля заключается в построении выделенной области вокруг, в данном случае, винта, с вращающейся вместе с ним расчетной сеткой. В полно-объемной постановке задачи присутствуют как “крупные” ячейки для описания развития течения в резервуаре в целом, так и “мелкие” – в зоне, где расположен винт. Такая “разномасштабная” расчетная модель, как правило, имеет высокую размерность, что предъявляет повышенные требования к объему оперативной памяти компьютера.

С учетом результатов исследований, проведенных с целью упрощения полно-объемной расчетной модели, винт был заменен диском, который вводился при помощи фильтра “Движущееся тело”. Программный комплекс FlowVision позволяет на выходе диска смоделировать все характеристики струи – крутку, поджатие, распределение скорости по плоскости диска, а также характеристики турбулентности потока. Результаты исследований и проведенный анализ подробно изложены в п. 7.6.

Для определения динамических нагрузок, возникающих при перемешивании продукта, хранящегося в вертикальном цилиндрическом стальном резервуаре, в качестве базовой гидродинамической модели была выбрана модель двухфазной (нефть и уплотненный осадок) несжимаемой жидкости, дополненная уравнениями определения границы раздела сред нефть-воздух, имеющая в FlowVision название – Свободная поверхность (Free Surface).

В рамках данной модели базовыми являются уравнения: Навье-Стокса (“Скорость”), турбулентной энергии и ее диссипации (“Турбулентность”), а также определение границы раздела сред (“Относительный объем жидкости в ячейке”). Учитывая, что существенным является учет изменения реологических свойств смеси, базовые уравнения дополняются определением распределения концентрации веществ: нефти и уплотненного осадка. При этом в качестве модели массопереноса выбирается модель массовой концентрации, которая описывает процесс перемешивания растворимых веществ, что соответствует рассматриваемым компонентам.

Уравнения Навье-Стокса изотермического движения вязкой несжимаемой жидкости в общем случае имеют вид

$$\frac{\partial V}{\partial t} + (V \cdot \nabla)V = F - \frac{1}{\rho} \text{grad}P + \nu \nabla^2 V, \quad (7.41)$$

где V – вектор скорости;

F – вектор объемных сил;

ρ – плотность жидкости;

P – давление;

ν – коэффициент кинематической вязкости.

В k - ε моделях турбулентная вязкость μ_t выражается через величины турбулентной энергии k и скорость диссипации ε следующим образом:

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon} f_\mu \quad (7.42)$$

Уравнения для k и ε для стандартной k - ε модели

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla(\rho V k) = \nabla\left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k}\right) \nabla k\right) + \mu_t G - \rho \varepsilon \quad (7.43)$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \nabla(\rho V \varepsilon) = \nabla\left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon}\right) \nabla \varepsilon\right) + C_1 \frac{\varepsilon}{k} \mu_t G - C_2 \frac{\varepsilon^2}{k} \quad (7.44)$$

Через G обозначено выражение:

$$G = D_{ij} \frac{\partial V_i}{\partial x_j} \quad (7.45)$$

$$D_{ij} = S_{ij} - \frac{2}{3} (\nabla \cdot V + \frac{\rho k}{\mu_t}) \delta_{ij} \quad (7.46)$$

$$S_{ij} = \frac{\partial V_i}{\partial x_j} + \frac{\partial V_j}{\partial x_i} \quad (7.47)$$

Значения параметров k - ε модели равны:

$$\sigma_k = 1; \sigma_\varepsilon = 1.3; C_\mu = 0.09; \quad C_1 = 1.44; \quad C_2 = 1.92$$

Концентрация C трактуется в FlowVision как массовая концентрация первого введенного вещества. Для концентрации решается уравнение конвективно-диффузионного переноса:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \nabla(VC) = \frac{1}{\rho} \nabla \left(\left(\frac{\mu}{Sc} + \frac{\mu_t}{Sc_t} \right) \nabla C \right),$$

где Sc – число Шмидта,

Sc_t – турбулентное число Шмидта.

Переходя к описанию получения решения по определению характеристик течения и нагрузок на стенки резервуара, необходимо отметить, что импорт исходной геометрии резервуара в программу FlowVision для решения поставленной задачи осуществляется непосредственно в виде конечно-элементной модели с использованием специальных приемов, которые будут обсуждаться ниже. Формат, в

котором геометрия резервуара экспортируется из ANSYS, – “*.cdb” – несет в себе всю необходимую информацию о структуре расчетной конечно-элементной сетки.

Поскольку для ввода в FlowVision доступна только конечно-элементная модель, имеющая объемные элементы, то после импорта в FlowVision образуются две расчетные области, вложенные одна в другую: внутренняя, соответствующая объему резервуара, и внешняя, которая включает, наряду с объемом резервуара, объем конечных элементов. Естественно, что для расчетов необходимо использовать только внутреннюю расчетную область.

Суть же использования конечно-элементной модели в гидродинамических расчетах заключается в том, чтобы, находясь в FlowVision, по результатам проведенного расчета сформировать требуемые в нашем случае нагрузки на стенки резервуара непосредственно на фасетках расчетной конечно-элементной сетки.

Это достигается благодаря использованию в FlowVision прогрессивного метода подсеточного разрешения. Использование этого метода позволяет для расчетных конечно-объемных ячеек, примыкающих к стенкам и днищу резервуара, в качестве внешних граней иметь, вообще говоря, суперпозицию из внешних фасеток соприкасающихся с ними конечно-элементных ячеек. При этом расчетная конечно-объемная сетка, генерируемая в FlowVision, строится исключительно исходя из обеспечения требований гидродинамики, и не связана со структурой конечно-элементной модели.

Пересчет нагрузок, полученных в ячейках конечно-объемной модели, на фасетки конечно-элементной сетки проводится по следующим формулам:

$$\mathbf{F}_j = \sum_i s_{ij} \mathbf{f}_{ij}$$

Здесь: i – номер ячейки, j – номер фасетки,
 f_{ij} – нагрузка на осколок площадью s_{ij} .

После того, как была сформирована описанным выше способом расчетная гидродинамическую модель, проводился расчет, и определялись характеристики течения и нагрузки (давление) на стенки резервуара в зависимости от времени, начиная с момента включения устройства перемешивания. FlowVision позволяет определять все составляющие давления, как гидростатическую, так и динамическую его компоненту, обусловленную работой перемешивающего устройства.

После выполнения расчета и анализа полученных результатов, были определены моменты времени, в которые необходимо провести расчет напряженного состояния конструкции резервуара. Для экспорта из FlowVision давления на стенки и днище резервуара, которое должно быть распределено по фасеткам конечно-элементных ячеек, можно использовать специальную команду опции “Геометрия” – “Сохранить нагрузки на фасетках”. Имеется возможность сохранить нагрузки распределенными не только по фасеткам, но и по узлам конечно-элементных ячеек. Эта возможность востребована, например, при экспорте распределения температуры в задачах сопряженного теплообмена для задания в дальнейшем температурных напряжений в конструкции.

После выбора необходимого типа команды в диалоговом окне выбора переменных нужно отметить физическую переменную для экспорта. При этом для экспорта доступны все физические величины, участвующие в расчете.

Формат записи результатов расчета в файл – текстовый. Запись в файл происходит построчно для каждой конечно-элементной ячейки, имеющей фасетки, выходящие внутрь резервуара. В строке содержится информация об элементе, строке, на которой приложена нагрузка, и величине самой нагрузки. Импорт нагрузок в ANSYS из приведенного файла происходит после доработки строк в файле необходимой служебной информацией.

7.5.3 Постановка задачи по определению напряженного состояния конструкции резервуара

Для исследования поведения конструкции резервуара при возникающих в процессе размыва нагрузках при помощи конечно-элементной программы для инженерного анализа ANSYS была создана модель вертикального стального цилиндрического резервуара РВС-5000 с установленным в соответствии с РД 153-39.4-057-00 устройством «Диоген-700» в нижнем поясе резервуара на крышке овального люк-лаза.

Для определения напряженного состояния конструкций программный комплекс ANSYS имеет развитые возможности по построению конечно-элементных моделей. К ним, в частности, относится возможность моделирования тонкостенных конструкций с помощью оболочечных конечных элементов, что удобно для решения поставленной задачи. Построенная модель, представляющая собой цилиндр, была разбита на конечные элементы типа SHELL63.

При подготовке модели резервуара в ANSYS к ее импорту возникли сложности, связанные с невозможностью передачи в программу FlowVision оболочечных конечных элементов. Использование на первых стадиях исследований объемных конечных элементов для моделирования и передачи в FlowVision объема жидкости, хранящейся в резервуаре, не привело к желаемому результату вследствие отсутствия в программе ANSYS команд для передачи нагрузок между конечными элементами разных типов.

Для решения возникшей проблемы была создана дополнительная конструкция с использованием 10-узловых объемных конечных элементов SOLID92. Модель резервуара, созданная в ANSYS, представляла собой толстостенный цилиндр, внутренней или наружной поверхностью повторяющий форму резервуара РВС. Верхние и нижние части объемного тела имели толщину 0,1 м, стенка цилиндра – 0,15 м, что позволило разбить конструкцию на конечные элементы указанного выше типа. Характеристики материала задавались таким образом, чтобы они не влияли на жесткость резервуара: модуль упругости составлял 5 МПа. Для импорта модели в FlowVision были использованы опции Preprocessor - Archive Model – Write - File.cdb. Эта конструкция и была импортирована в программу FlowVision.


```

SFE,1,2,PRES,1,20088.7
SFE,2,2,PRES,1,12062.6
SFE,4,2,PRES,1,9274.24
SFE,5,3,PRES,1,0
SFE,9,4,PRES,1,9625.27
SFE,11,2,PRES,1,12206.1
SFE,12,1,PRES,1,11897.5
SFE,14,2,PRES,1,2109.84

```

Рис.8.7 Фрагмент файла с нагрузками.

Затем, как было описано выше, в рамках базовой гидродинамической двухфазной модели несжимаемой жидкости в FlowVision была решена гидродинамическая часть задачи. В результате нагрузки по фасеткам, определенные расчетом в FlowVision, были экспортированы в специальном формате, в виде текстового файла, каждая строка которого имела вид следующего типа - ELEM,1,SIDE,2,VALS,20088.7. Этот файл был

преобразован в файл, содержащий команды SFE программы ANSYS. Например, указанная выше строка после преобразования выглядит так: SFE,1,2,PRES,1,20088.7 (см. рис.1). Команды были прочитаны в ANSYS, и соответствующие нагрузки приложены к твердотельной оболочечной модели резервуара. Затем с использованием оболочечных конечных элементов SHELL63 с заданными константами и свойствами материала, соответствующими стали, был проведен прочностной расчет. Это позволило определить напряжения и перемещения стенки резервуара PBC-5000м³.

7.6 Методические вопросы построения моделей в среде FlowVision для комплексного исследования процессов удаления отложений в нефтяных резервуарах

Значительные размеры вертикальных цилиндрических стальных резервуаров (емкость до 100000 м³), повышенная экологическая опасность предъявляют высокие требования к обеспечению надежности их функционирования. Существующий подход к проектированию и обследованию технического состояния этих сложных конструкций предусматривает использование при расчетах большого количества коэффициентов, обеспечивающих запас прочности. Введение в эксплуатацию различных устройств и нового оборудования, устанавливаемых на крышке овального или круглого люков-лазов, вносящих дополнительную нагрузку на стенку РВС, приводит к возникновению необходимости исследования напряженно-деформированного состояния (НДС) резервуара в целом. Для проведения упомянутых расчетов требуются характеристики возникающего движения жидкости внутри резервуара, что вызвало попытку использования в этих целях комплекса FLOWVision.

Областью, где исследуется течение, является резервуар со следующими габаритными размерами: высота 14 м, диаметр 28,4 м. В качестве перемешивающего устройства рассмотрен винт диаметром 0,7 м, который расположен вблизи дна резервуара, частично в слое парафинистого осадка. При своей работе он создает сканирующую по дну резервуара струю. Период сканирования два часа, угол сканирования – 60 градусов. Заполнение резервуара нефтью варьировалось в диапазоне от 4 до 14 м. Высота уплотненного осадка принята равной 1 м.

Представляет практический интерес в качестве решения поставленной задачи иметь картину развития течения в резервуаре (поле скоростей), изменение во вре-

мени распределения по объему концентрации парафинистого осадка, а также картину распределения динамического давления от струи винта на стенки резервуара.

Известно, что физические свойства нефти (плотность, вязкость и т.д.) значительно отличаются в зависимости от места ее добычи. В табл. 7.7 приведены диапазоны изменения указанных величин, согласно [22].

Табл. 7.7 Свойства нефти

Физическая величина	Значения величины
Плотность, [кг/м ³]	771 – 960
Молекулярная вязкость, [кг/м*с]	0.003 – 0.500

Физические свойства уплотненного осадка также могут существенно отличаться. Различные источники [22, 44] дают значительный разброс данных.

С учетом вышесказанного при отработке расчетной модели были приняты физические характеристики нефти и ее уплотненного осадка, приведенные в табл. 7.8.

Табл. 7.8 Расчетные характеристики

Физическая величина	Значения величины	
	Нефть	Уплотненный осадок
Плотность, [кг/м ³]	900	1000
Молекулярная вязкость, [кг/м*с]	0.07	0.55

На сегодняшний день программный комплекс FV позволяет провести постановку задачи в полном объеме, т.е. используя в качестве исходной модели модель движения двухфазной несжимаемой жидкости (см. рис. 7.8): внутреннюю полость резервуара заполнить полностью или частично нефтью, задав через “фильтр” около дна резервуара слой уплотненного осадка (см. рис. 7.9). Далее, разместив там же (например, используя модуль подвижного тела) винт, задав его движение в виде вращения с требуемой частотой (см. рис. 7.10). В результате получить течение жидкости в резервуаре и, как следствие, перемешивание нефти с уплотненным осадком. На начальном этапе отработки вопросов постановки задачи авторы пошли именно по пути полной постановки задачи.

Исключением было только то, что вращение винта задавалось не как программное движение подвижного тела, а с использованием специального модуля программы – модуля для вращающихся тел. Особенность использования этого модуля заключается в построении выделенной области вокруг, в данном случае, винта, с вращающейся вместе с ним расчетной сеткой. Не вдаваясь в подробности, отметим, что использование указанного модуля позволяет в данной постановке значительно повысить точность расчета.

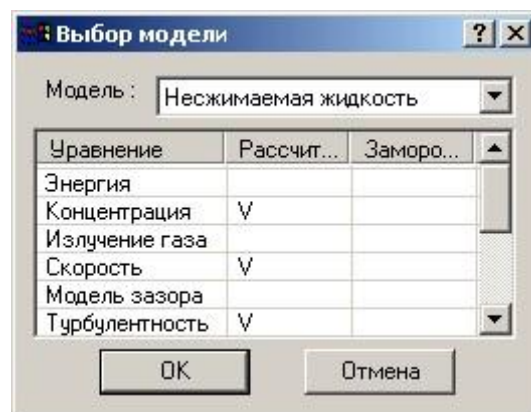


Рис. 8.8. Выбор модели

Построенная таким образом расчетная модель, которая адекватно описывает и течение в резервуаре, и формирование струи от винта, как показали результаты, требует для проведения расчетов значительных вычислительных ресурсов – большой оперативной памяти компьютера в сочетании со значительным количеством итераций на проведение самого расчета.

Полученный результат объясняется наличием в задаче двух физических процессов, различных по пространственным масштабам и характерным временам:

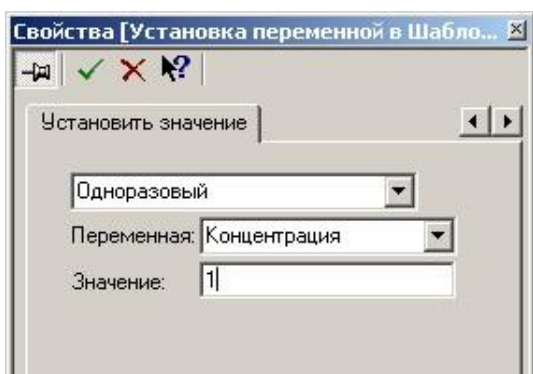


Рис. 8.9. Задание слоя осадков

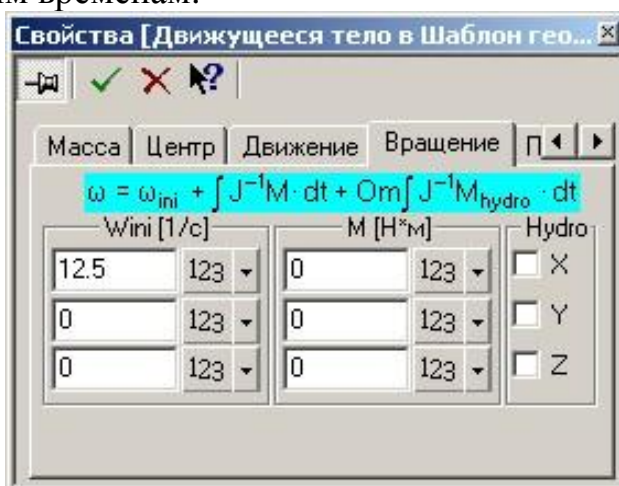


Рис. 8.10. Задание вращения винта

Мелкомасштабный и быстротекущий процесс – вращение винта и формирование струи жидкости за ним. Этот процесс происходит в области, ограниченной лопастями винта, которые имеют характерный размер не более нескольких дециметров. Таким образом, для правильного описания течения в зоне расположения винта характерный размер расчетных ячеек должен измеряться долями сантиметра. Для адекватного формирования струи за вращающимся винтом характерный шаг по времени, согласно требованиям расчетного метода, определяется сотыми долями периода вращения винта, и для рассматриваемых частот вращения (порядка 600 об/мин), равен тысячным долям секунды.

Крупномасштабный и медленно развивающийся процесс – формирование течения в самом резервуаре. Этот процесс имеет пространственный масштаб, определяемый габаритными размерами емкости (диаметр резервуара), т.е. порядка десятков метров. Скорости течения при этом измеряются от единиц метров в секунду вблизи устройства смещения, до долей метра в секунду на периферии от него. Как следствие, характерные размеры расчетных ячеек составляют несколько дециметров, а время всего процесса – время перемешивания слоя парафинистого осадка с нефтью – от нескольких минут и более, в зависимости от плотности слоя осадков.

Таким образом, в полно-объемной постановке задачи присутствуют как “крупные” ячейки для описания развития течения в резервуаре в целом, так и “мелкие” – в зоне, где расположен винт. Такая “разномасштабная” расчетная модель, как пра-

вило, имеет высокую размерность (общее количество расчетных ячеек), что предъявляет повышенные требования к объему оперативной памяти компьютера.

Как говорилось выше, время полного счета задачи определяется временем перемешивания, а шаг по времени - разрешением течения около винта. В результате получаем, что для расчета задачи в полной постановке требуется несколько десятков, а может, и сотен тысяч временных итераций, что с учетом повышенной размерности модели по количеству расчетных ячеек, может потребовать нескольких недель непрерывного счета одного варианта. Естественно, такая ситуация не может удовлетворить расчетчика, проводящего, например, серийные расчеты нагрузок (давления) на стенки резервуара для обоснования выбора конструкции емкости, или расчеты характеристик самого течения для обоснования эффективности того или иного устройства перемешивания. Для обеспечения эффективного использования программы при решении указанных проблем необходимо упрощение постановки задачи.

Из проведенного анализа полно-объемной постановки задачи определяются и пути упрощения задачи. В частности, разумным кажется замена процедуры формирования струи за винтом готовым решением, которое

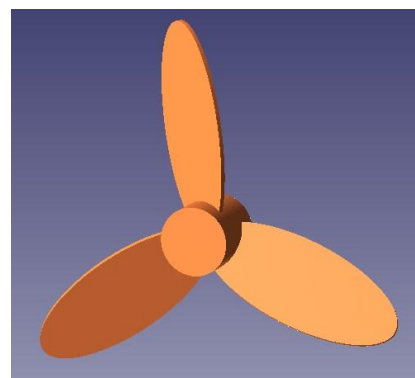


Рис. 8.11. Винт

описывает основные характеристики течения (суммарный расход струи, распределение скоростей, динамическое давление).

Для поиска такого решения отдельно была поставлена задача по расчету течения в струе за винтом. Задача была решена для безграничной жидкости в рамках модели несжимаемой жидкости с использованием модуля вращающихся тел. В качестве

перемешивающего устройства рассмотрен трехлопастной винт диаметром 0.7м, вращающийся с частотой 600 об/мин. Геометрия винта представлена на рис. 7.11. В качестве рабочей жидкости взята нефть с плотностью и молекулярной вязкостью, приведенными в табл. 7.8.

На рис. 7.12 показана картина поля скоростей и график осевой составляющей скорости. Как видно из рисунка, непосредственно за винтом скорость жидкости существенно изменяется в радиальном направлении, как по величине, так и по направлению. Осевая составляющая скорости имеет ярко выраженный максимум,

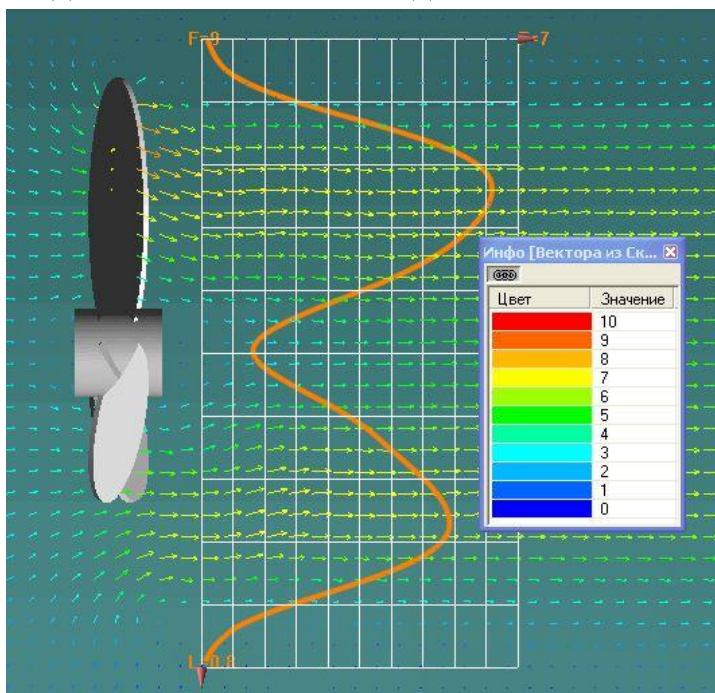


Рис. 8.12. Поле скоростей в плоскости, перпендикулярной плоскости винта

который расположен примерно на 0.65-0.70 радиуса винта. Изменение направления вектора скорости в диаметральной плоскости приводит к сужению струи на начальном участке. При этом углы отклонения вектора скорости от оси, как показали расчеты, могут достигать 30 градусов.

На рис. 7.13 приведены картина поля скоростей и график тангенциальной составляющей скорости. Видно, что в непосредственной близости за винтом струя имеет значительную крутку. Тангенциальная составляющая скорости возрастает с ростом расстояния от оси вращения, достигая своего максимума на 0.80-0.85 радиуса винта.

Все отмеченные выше особенности течения жидкости в непосредственной близости от винта связаны с принципом действия данного перемешивающего устройства. Естественно, что с удалением от винта струя жидкости должна терять эти особенности и приближаться по своим характеристикам к характеристикам “классической” затопленной струи. На рисунке 7.14 приведены поле скоростей и графики изменения осевой и тангенциальной составляющих скорости струи по мере удаления от винта. Пространственный шаг, с которым построены графики, составляет половину диаметра винта – 0.35м. Диапазон расстояний - до трех с половиной диаметров винта – 2.45м.

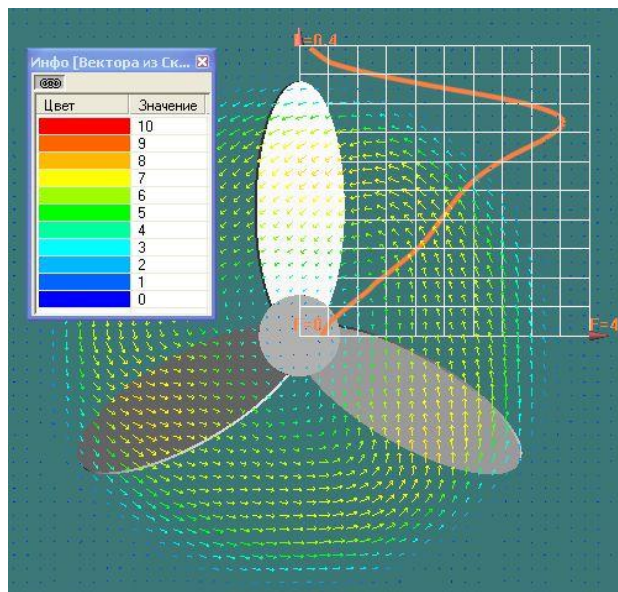


Рис. 7.13. Поле скоростей в плоскости винта

Как видно из рисунка, уже на расстояниях, больших двух с половиной диаметров от плоскости винта, что в нашем случае соответствует примерно 1.8м, струя имеет один максимум – расположенный на оси винта. Тангенциальная составляющая скорости, характеризующая закрутку струи, также быстро уменьшается по мере удаления от плоскости винта. Поджатие струи, как видно из направления векторов поля скоростей, прекращается еще раньше. Таким образом, на расстоянии 2.5м и более от плоскости винта структура течения в струе уже практически не имеет особенностей, связанных с данным типом перемешивающего устройства. Учитывая характерные размеры резервуара (диаметр - 28.5м), получаем, что струя теряет индивидуальные особенности на расстоянии менее 10% характерной длины пути в резервуаре. Таким образом, на основной части траектории струи ее характеристиками будут импульс и расход, в сочетании со структурой течения, близкой к структуре затопленной струи.

Перейдем к описанию построения схематизации описанного перемешивающего устройства диском, наделенным интегральными характеристиками (расход жидкости) устройства перемешивания. В качестве упрощенной модели винта рассмотрим диск того же диаметра и имеющий тот же расход жидкости, что и винт. Характеристики производительности перемешивающего устройства можно взять либо из документации, либо, как поступили авторы, из расчета течения за винтом.

Одну плоскость винта назовем “выход диска” и зададим на ней скорость “втекания” в расчетную область жидкости, другую - “вход диска”, задав на ней скорость “вытекания”, численно равную скорости втекания, но обратного знака. На боковой грани диска зададим условие стенки с проскальзыванием.

Приведенный вариант упрощения можно назвать своеобразным “приближением нулевого уровня”. Во-первых, на выходной плоскости диска задано равномерное распределение скорости, что существенно отличается от распределения скорости, как за винтом, так и в затопленной струе. Далее, в рассматриваемом варианте нет ни крутки струи, ни направления векторов скорости во внутреннюю часть струи.

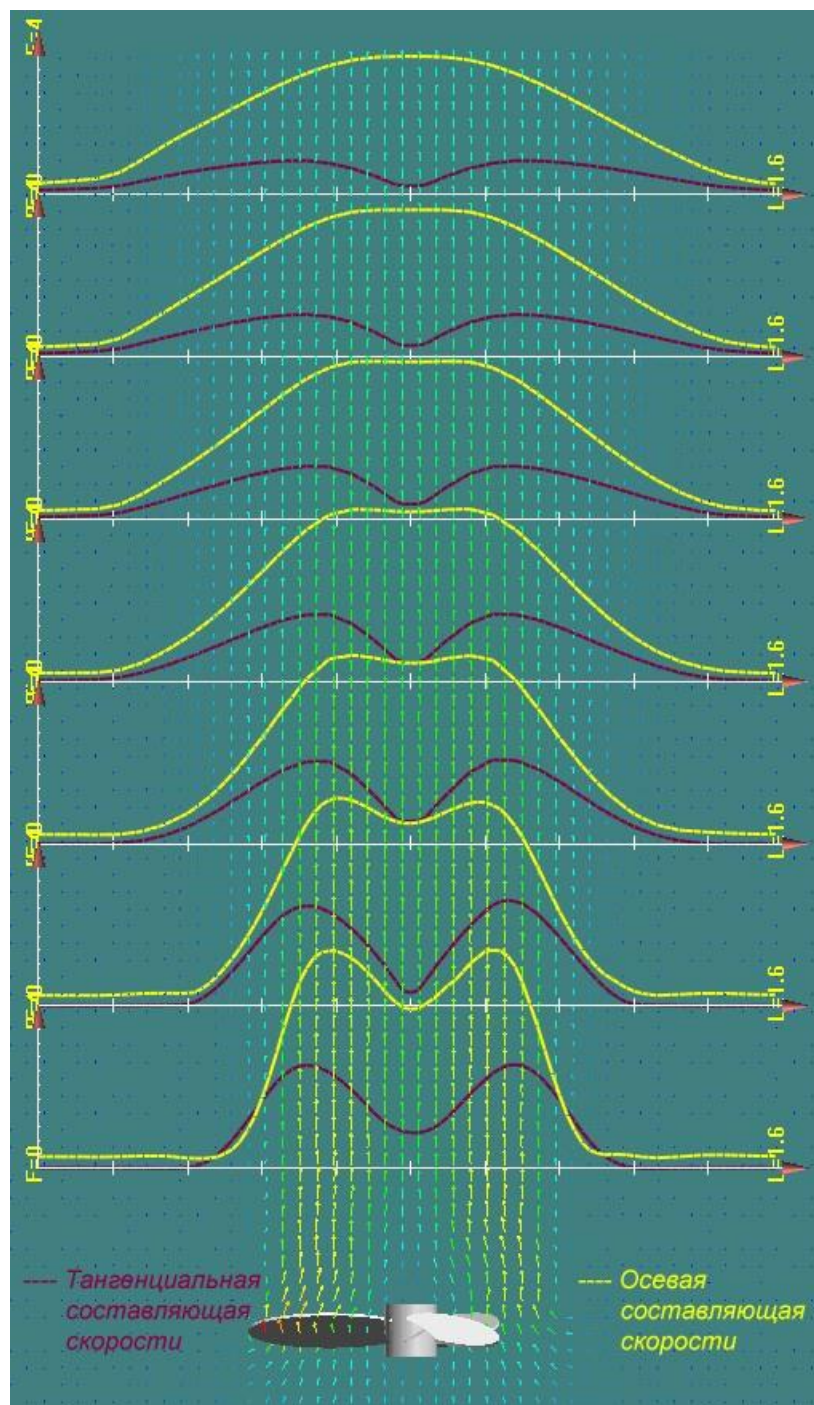


Рис. 7.14. Графики осевой и тангенциальной составляющих скорости

Рассмотрим структуру потока за диском. Поле скоростей и распределение осевой скорости в зависимости от удаления до диска приведено на рис. 7.15. Пространственный шаг, с которым построены графики, такой же, как и в случае с винтом - половина диаметра диска – 0.35м. Диапазон расстояний составляет до трех с половиной диаметров диска – 4.55м. Как видно из приведенных материалов, с удалением от диска эпюра скоростей трансформируется, постепенно переходя к распределению скоростей все той же “классической” затопленной струи. И на том же расстоянии от диска (три с половиной диаметра) эпюра распределения осевой скорости по форме приближается к эпюре, полученной в случае расчета течения за винтом.

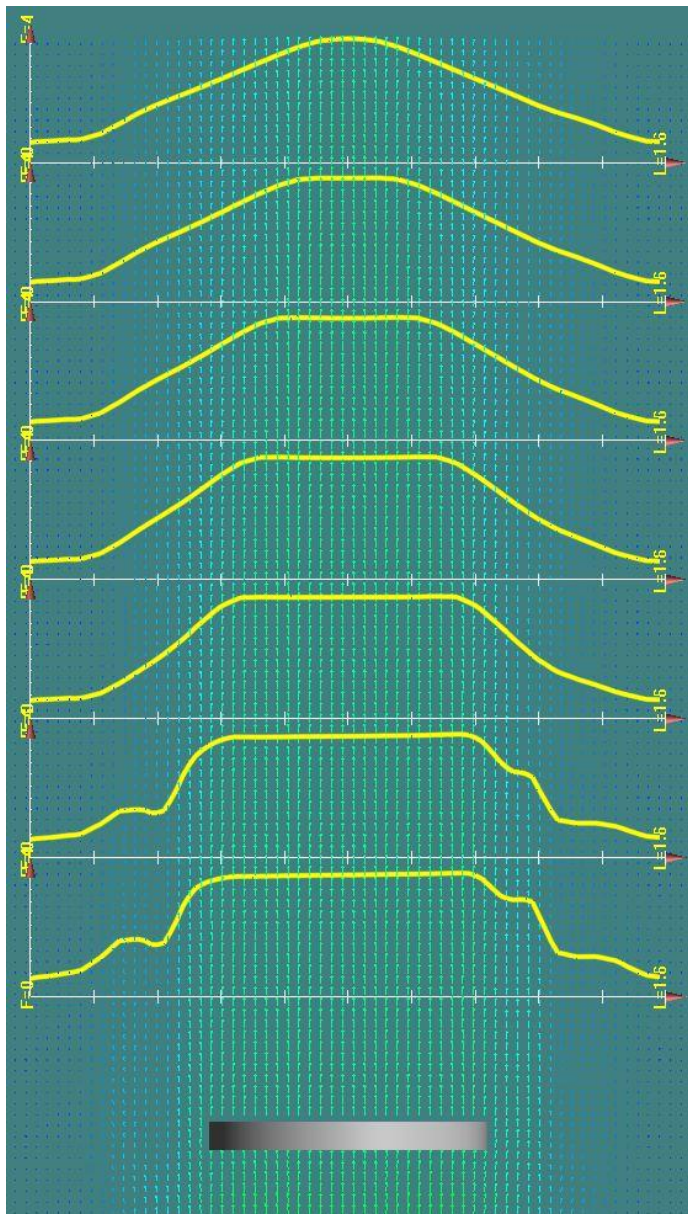


Рис. 8.15. Графики осевой составляющей скорости на различных расстояниях от диска

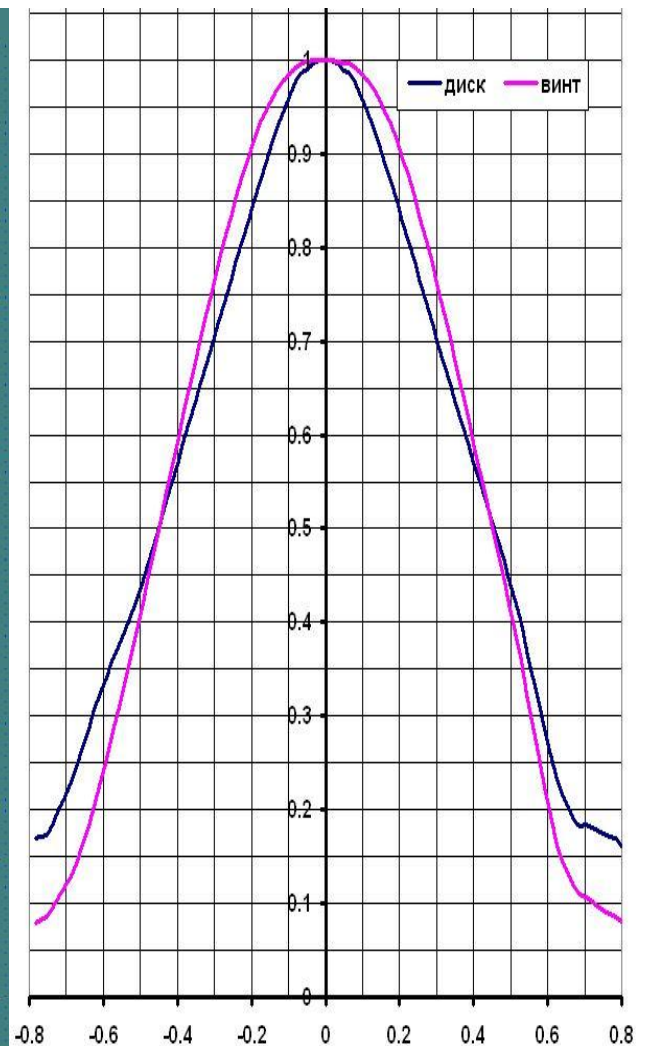


Рис. 8.16. Нормированные эпюры скоростей за винтом и диском

Более тщательное сравнение эпюр осевых скоростей для рассмотренных случаев приведено на рис. 7.16. На рисунке показаны поделенные на максимальные значения эпюры скоростей для сечения, отстоящего от плоскостей диска/винта на

три с половиной диаметра (2.45м). Видно, что даже такая “грубая” замена реально-го перемешивающего устройства позволяет, начиная с определенного расстояния, получить практически совпадающий по форме распределения осевой скорости поток жидкости. При этом расход жидкости, проходящий через диск, был задан в граничных условиях равным расходу через устройство перемешивания.

В заключение остановимся на дополнительных возможностях программного комплекса FlowVision по моделированию струй.

В принципе, программный комплекс FlowVision позволяет на выходе диска смоделировать все характеристики струи – крутку, поджатие, распределение скорости по плоскости диска, а также характеристики турбулентности потока.

Для реализации заданной закрутки струи, ее поджатия и эпюры распределения скоростей в граничном условии “Вход/выход” на вкладке “Скорость” есть тип граничного условия под названием “Закрутка скорости”. Используя этот тип граничного условия можно задать:

“частоту вращения”, которая через соотношение $V=R*\Omega$ будет определять тангенциальную составляющую скорости жидкости, а также направляющие орты вектора угловой скорости: A_x , A_y , A_z (см. рис. 7.17),

“скорость” истечения жидкости,

“угол разлета”, отрицательное значение которого определяет поджатия струи (рис. 7.18).

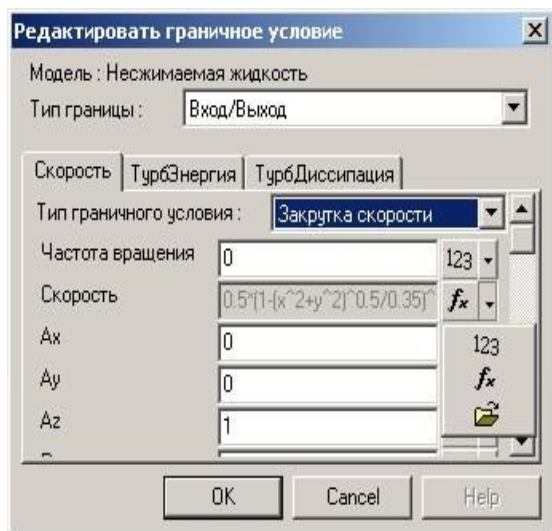


Рис. 7.19. Варианты представления величин

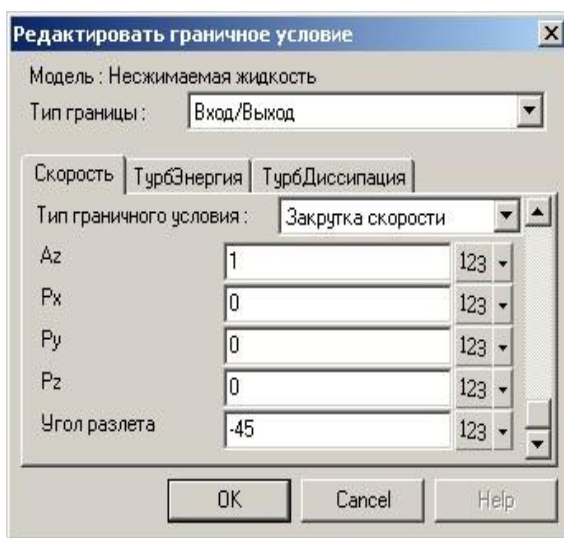


Рис. 7.18. Задание поджатия струи

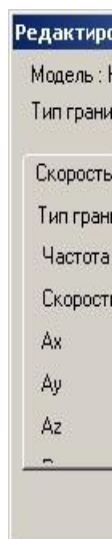


Рис. 7.19. Варианты представления величин

Причем, указанные величины могут быть заданы как постоянными значениями, например, “частота вращения” и “угол разлета”, так и в функциональном (“скорость” истечения). Тот или иной вид представления определяется пользователем в соответствующем всплывающем меню (см. рис. 7.19). Символ “123” – задание постоянным числом, символ “fx” – функциональное представле-

ние. Для функционального задания той или иной физической величины, после выбора данного представления, пользователь, нажав на символ “fx” открывает соответствующее диалоговое окно, где и задает формулу, определяющую значения величины (см. рис. 7.20).

При этом, как видно из рисунка, пользователю для задания формулы доступны все переменные, присутствующие в расчете (выпадающий список – “Переменные”), включая пространственные координаты, а также необходимый набор элементарных функций (выпадающий список – “Операции”). На представленном рисунке виден пример реализации эпюры скорости на выходе из диска по следующей формуле:

$$V = 3.662323 \times \bar{r}^{-0.5} \times (1 - \bar{r})^2 \times \exp[4.4567 \times \bar{r}]$$

$$\bar{r} = \sqrt{x^2 + y^2} / 0.35$$

На рис. 7.21 приведены поле скоростей и распределение осевой скорости в зависимости от удаления диска, в котором задана приведенная в примере эпюра распределения скоростей, учтена крутка, а также поджатие струи. Как видно, в данном случае, который можно назвать “приближением более высокого порядка” в отличие от предыдущего случая, структура потока больше приближается к структуре потока за винтом.

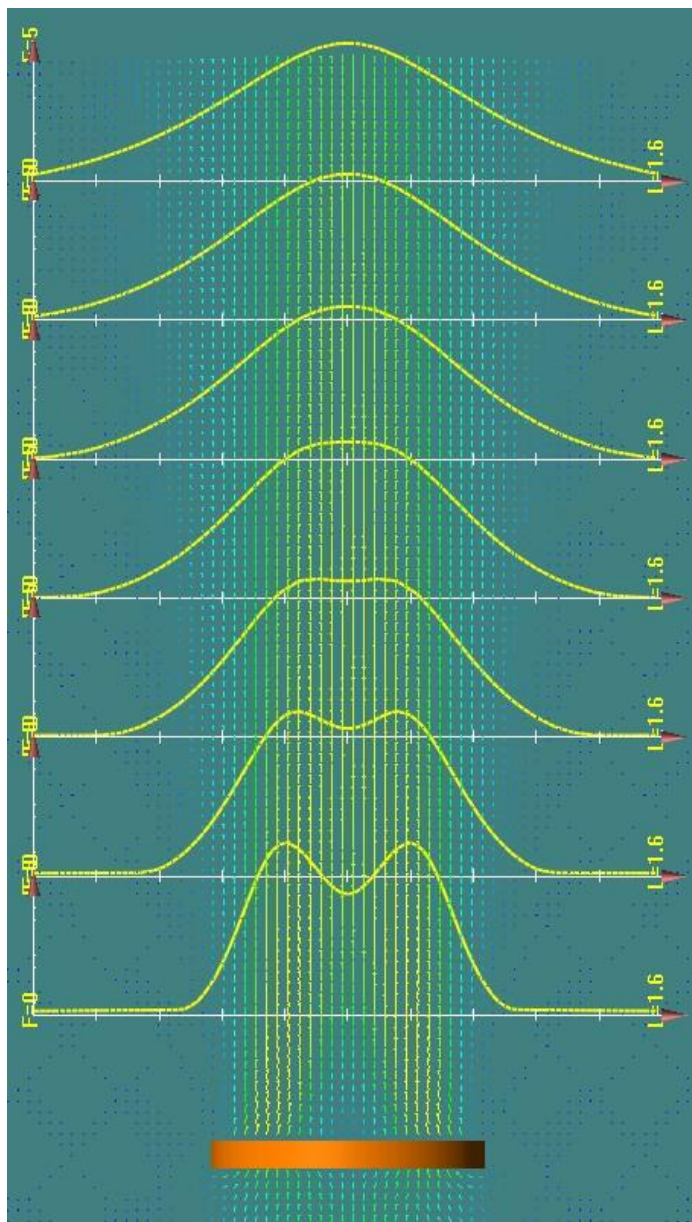
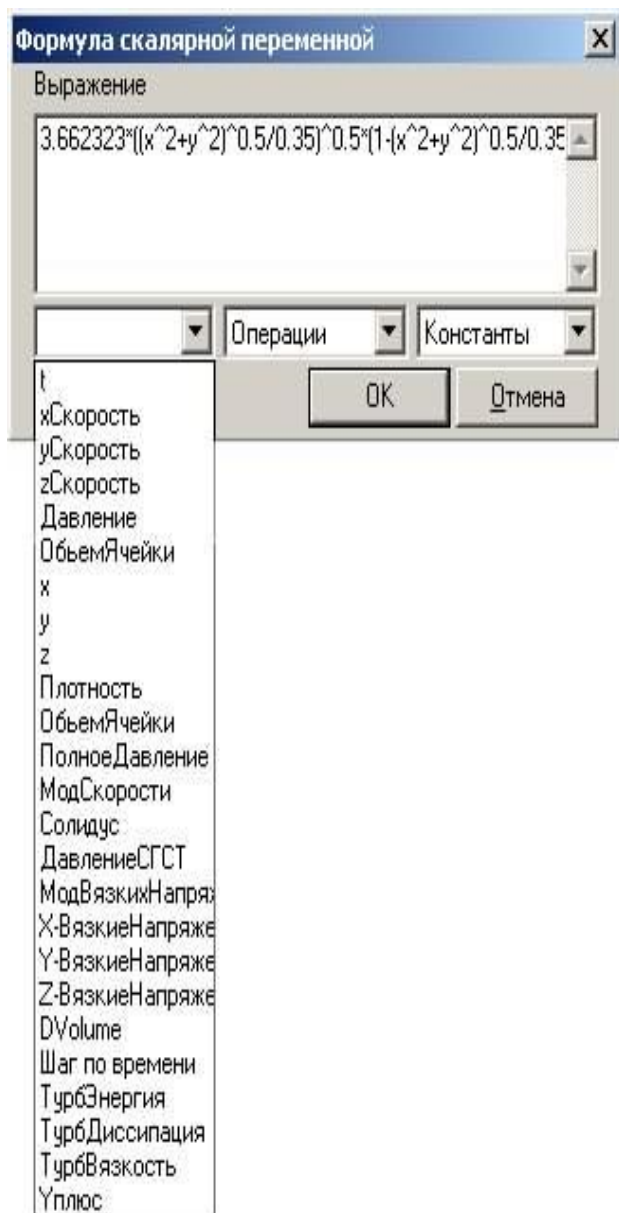


Рис. 7.20. Задание переменной по формуле

Рис. 7.21. Графики осевой составляющей скорости на различных расстояниях за диском

Таким образом, программный комплекс FlowVision имеет развитый механизм моделирования потоков за различными устройствами, что позволяет эффективно упрощать постановку и решение сложных технических задач.

В качестве исходной модели была выбрана модель двухфазной (нефть и уплотненный осадок) несжимаемой жидкости. В рамках данной модели решаются уравнения: Навье-Стокса (“Скорость”), турбулентной энергии и ее диссипации (“Турбулентность”), а также определяется распределение концентрации веществ: нефти и уплотненного осадка (“Концентрация”). При этом в качестве модели массопереноса была выбрана модель массовой концентрации (см рис. 7.22), которая описывает процесс перемешивания растворимых веществ, что соответствует рассматриваемым компонентам.

Задание слоя уплотненного осадка проводилось с использованием фильтра “Установка переменной” одноразового включения в самый начальный момент расчета (см. рис 7.23). Во всех расчетных случаях высота слоя осадка принималась равной 1м.

С учетом результатов исследований, проведенных с целью упрощения полно-объемной расчетной модели, винт был заменен диском, который вводился при помощи фильтра “Движущееся тело”. Данный способ импорта в расчетную область различных объектов удобен, в частности, тем, что позволяет задавать пространственное положение объекта (см. рис. 7.24), а также, например, его линей-

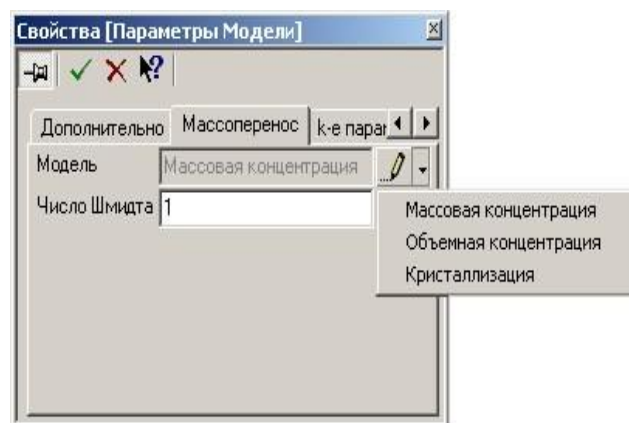


Рис. 7.22. Выбор модели массопереноса

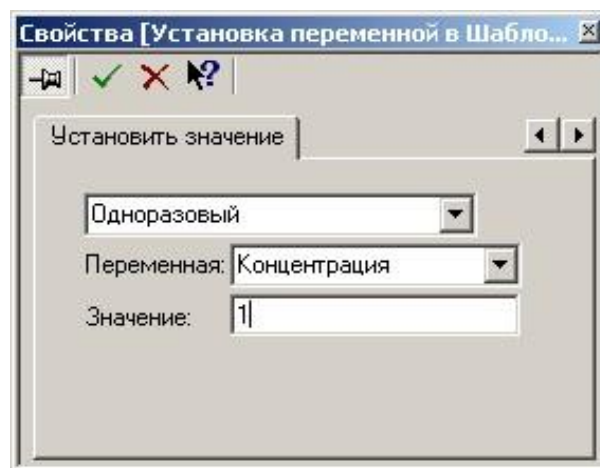


Рис. 7.23. Задание слоя осадков

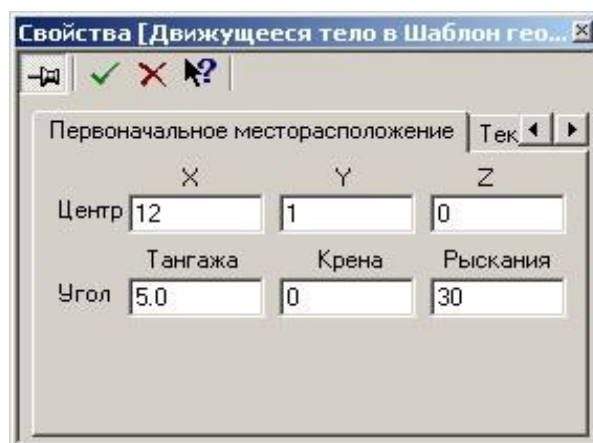


Рис. 7.24. Задание положения диска

ное и угловое перемещения в пространстве расчетной области. В выполненных расчетах центр диска был расположен в 1 метре от дна резервуара и в 12-и метрах от его центра. Его плоскость была повернута на 30 градусов относительно стенки резервуара и наклонена на 5 градусов к его дну.

Физические свойства нефти и уплотненного осадка во всех расчетах брались согласно табл. 7.8.

Необходимо отметить, что для высот заполнения резервуара нефтью, превышающих 4 м, расчетная область ограничивалась по высоте этой величиной. Анализ проведенных решений показал, что все наиболее характерные процессы при перемешивании нефти и уплотненного осадка происходят в слое, толщина которого не превышает указанную величину.

Моделирование течения через такую границу резервуара проводилось с использованием граничного условия “Свободный выход” с нулевым давлением, а давление со стороны не включенного в расчет объема нефти входило в опорное значение как добавка к атмосферному давлению. Удаление “малоэффективной” части резервуара способствовало также уменьшению количества расчетных ячеек модели.

Для исследования течения при небольших высотах заполнения резервуара нефтью, не превышающих 4м, использовалась модель свободной поверхности (см. рис. 7.25), которая в качестве базовой модели имеет ту же модель несжимаемой жидкости, но дополненная уравнениями определения границы раздела сред, в нашем случае, воздух-нефть (“Относ.объем жидкости в ячейке”).

Расчетная сетка моделей во всем объеме резервуара, за исключением объема вокруг перемешивающего устройства и вблизи верхней границы резервуара, содержала ячейки нулевого уровня размером 0.5х0.5 метра в горизонтальной плоскости и 0.25 метра по вертикали. На стенках и в полуметровом слое на границе раздела нефть - уплотненный осадок, а также в полуметровом слое по границе раздела нефть – воздух для модели со свободной поверхностью, была применена адаптация расчетных ячеек 1-го уровня.

В области расположения перемешивающего устройства (диска) ячейки нулевого уровня были размером 0.25х0.25х0.25 метра по всем направлениям. Дополнительно на поверхности диска была применена адаптация 2-го уровня, т.е. входная и выходная поверхности диска диаметром 0.7м были разбиты не менее чем на 70 ячеек.

Расчеты, выполненные на построенной модели, позволили получить картину течения в резервуаре при работе перемешивающего устройства. Выходными результатами расчета для анализа течения в процессе перемешивания были:

- поле скоростей,
- распределение концентрации осадка,
- распределение давления по боковым стенкам и дну резервуара.



Рис. 7.25 Модель для небольших высот заполнения резервуара нефтью

По результатам расчета были построены анимационные фильмы, которые показывают развитие процесса перемешивания во времени.

На рис. 7.26 приведены отдельные фазы развития процесса перемешивания в резервуаре в течение первых 20 секунд после начала работы устройства перемешивания. Видно формирование фронта “волны”, которая обусловлена появлением вихревого течения в момент включения устройства, а также динамику процесса перемешивания нефти с осадком после этого фронта.

На рис. 7.27 приведено поле скоростей в непосредственной близости от дна резервуара и распределение избыточного давления на самом дне. Видно “скоростное пятно” от струи на дне резервуара и формирование обратного течения в придонном слое, которое обусловлено избыточным давлением струи на дно и боковую стенку резервуара.

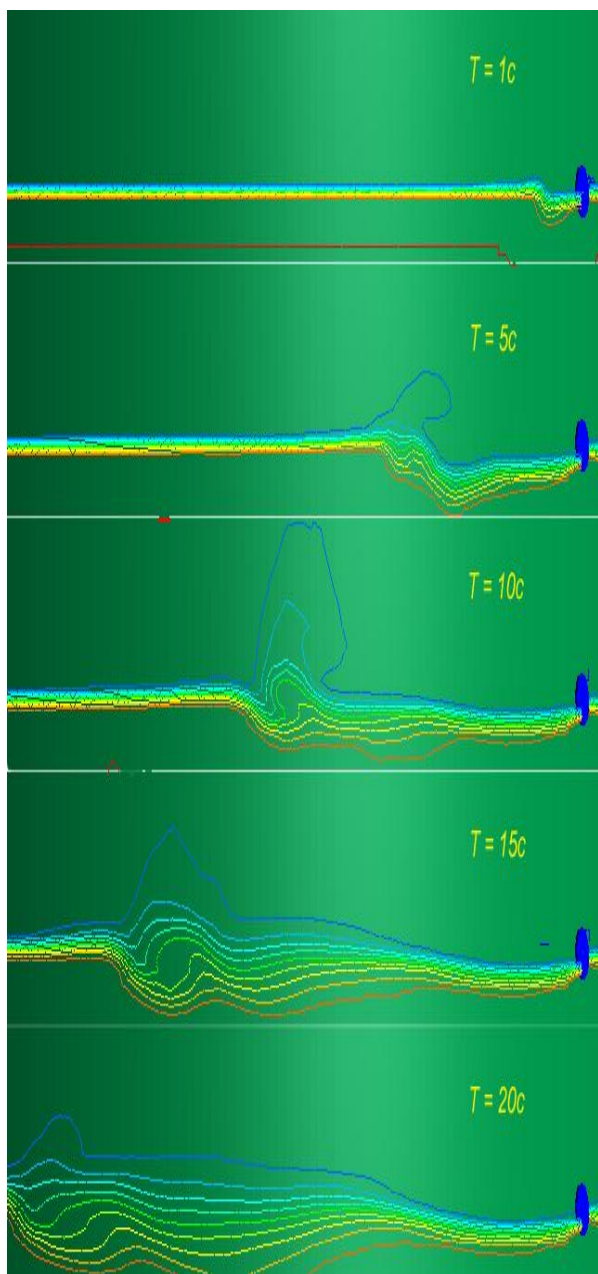


Рис. 7.26. Фазы развития процесса перемешивания в резервуаре

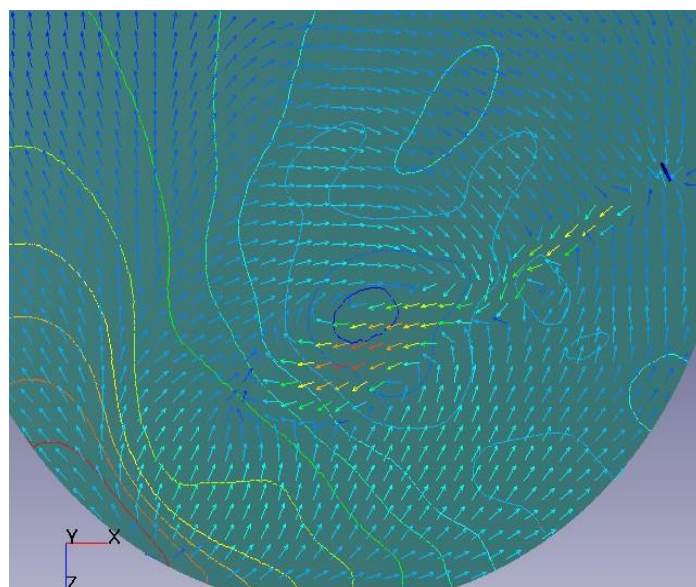


Рис. 7.27. Поле скоростей и распределение избыточного давления на дне резервуара

Таким образом, проведенные расчеты показали возможность получения с помощью программного пакета FlowVision необходимой информации по картине течения в виде полей скорости, процессу перемешивания в виде распределения концентрации осадка и дополнительных нагрузок, действующих на конструкции резервуара в виде распределения давления.

В результате проведенной работы:

Проведен анализ физических аспектов постановки задачи о течении в резервуаре в процессе перемешивания нефти с уплотненным осадком применительно к моделированию в программном комплексе FlowVision,

Выполнен анализ различных вариантов расчетных моделей для решения задачи при моделировании в программном комплексе FlowVision,

Найдены пути упрощения полно-объемной расчетной модели:

- выделение в отдельную задачу определения характеристик потока за устройством перемешивания;
- использование возможностей программного пакета FlowVision по моделированию требуемых условий истечения, что позволило ввести в расчетную модель готовое решение по формированию течения за устройством перемешивания и тем самым значительно сократить время расчетов.

Выполнено обоснование проведенного упрощения расчетной модели.

В полученной модели проведены систематические расчеты, которые показали возможность получения с помощью программного пакета FlowVision необходимой информации по картине течения в виде полей скорости, процессу перемешивания в виде распределения концентрации осадка и дополнительных нагрузок, действующих на конструкции резервуара, в виде распределения давления.

8 **ГЛАВА**

ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА, ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

8.1 Охрана труда

Охрана труда – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Правила по охране труда при эксплуатации резервуаров и резервуарных парков определяются исходя из требований законов «Об основах охраны труда в РФ», «Закона о промышленной безопасности опасных производственных объектов», других действующих законодательных актов РФ и субъектов РФ и т.д. Ответственность за соблюдение требований промышленной безопасности, а также за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с должностными инструкциями.

Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» резервуары и резервуарные парки, входящие в состав НПС, относятся к опасным производственным объектам.

К работам по эксплуатации резервуаров допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке инструктаж, подготовку, не имеющие медицинских противопоказаний при работе на опасных производственных объектах.

Обслуживание и ремонт технических средств резервуаров и резервуарных парков должны осуществляться на основании соответствующей лицензии, выданной федеральным органом исполнительной власти, специально уполномоченным в области промышленной безопасности, при наличии договора страхования риска ответственности за причинение вреда при их эксплуатации.

Инструкции по охране труда разрабатываются ответственными лицами за безопасную эксплуатацию резервуаров и их парков в соответствии с перечнем по профессиям и видам работ, утвержденным руководителем предприятия.

При эксплуатации резервуаров и резервуарных парков возможно наличие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- образование взрывоопасной среды в резервуаре;

- загазованность воздуха рабочей зоны (в пределах территории резервуарного парка, в целом предприятия);
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- необходимость выполнения работ на высоте;
- недостаточная освещенность на рабочем месте;
- возможность воздействия на организм человека электрического тока;
- повышенная или пониженная влажность воздуха.

Требования безопасности при выполнении технологических операций в резервуарах и резервуарных парках

Обслуживающий персонал резервуарного парка должен знать схемы его коммуникаций, чтобы при эксплуатации, авариях, пожарах в нормативные (кратчайшие) сроки безошибочно выполнять необходимые переключения. Схемы должны находиться на рабочих местах.

Каждый резервуар должен иметь номер, соответствующий технологической схеме, написанный на стенке РВС, а для ЖБР он должен быть написан на стенке камеры (колодца) управления задвижками или трафарете, установленном на кровле резервуара.

Открывать и закрывать задвижки в резервуарном парке следует плавно, без применения рычагов. Запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах нефти и воды должны иметь указатель состояния («Открыто» и «Закрыто»).

При переключениях действующий резервуар необходимо отключать только после открытия задвижек включаемого резервуара. Одновременные операции с задвижками во время перекачки нефти, связанные с отключением действующего и включением нового резервуара, запрещаются.

В случае перелива нефти из резервуара необходимо немедленно подключить другой незаполненный резервуар, а разлитую нефть откачать в незаполненные резервуары. Резервуар, где произошел перелив, отключить из работы. Подключить его можно только после устранения загазованности, уборки загрязненного грунта, проведения расследования причин перелива и устранения его последствий. Загрязненный грунт следует собрать и увезти с территории парка в специально отведенное место.

При закачке нефти в резервуары в безветренную погоду при температуре окружающего воздуха выше 20°C необходимо осуществлять контроль загазованности резервуарного парка. При достижении ПДК должны приниматься меры по изменению режима работы резервуаров.

На территории резервуарных парков при обслуживании необходимо осуществлять контроль воздушной среды на наличие вредных веществ с помощью переносных газоанализаторов.

Контроль воздушной среды должен проводиться на расстоянии 10-12 м от наполняемых резервуаров и у обвалования с подветренной стороны. В резервуарных парках с сернистыми нефтями замер концентраций паров или отбор проб сле-

дует осуществлять, кроме того, на расстоянии 5-10 м за обвалованием по осевым линиям наполняемых резервуаров с подветренной стороны.

Замер концентраций паров должен проводиться не реже 1 раза в смену - в каре резервуарных парков с резервуарами типа РВСП и РВСПК; 1 раза через 4 часа - в каре с резервуарами типа РВС.

В резервуарных парках с подземными или полуподземными железобетонными резервуарами (ЖБР) замер концентраций паров нефти или отбор проб воздуха следует проводить через каждые 4 часа на высоте 0,10-0,15 м над покрытием крыши около стенки наполняемого резервуара по осевой линии и против дыхательных клапанов (по осевым линиям) с подветренной стороны.

Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны, предельно допустимое содержание вредных веществ, методы контроля) должны соответствовать условиям нормативно технической документации (НТД).

Нефть, находящаяся в резервуарах и резервуарных парках, по токсичности относится к III классу опасности вредного вещества. Нефть с содержанием сероводорода в зависимости от его концентрации относится ко II или III классу опасности вредного вещества.

Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны обвалования или ограждающей стены следует установить лестницы-переходы с перилами: для отдельно стоящего резервуара - не менее двух, для группы резервуаров - не менее четырех. Переходить через обвалования в других местах запрещается.

Если на территории парка трубопроводы возвышаются более чем на 0,5 метра от уровня земли, то в местах перехода через них должны быть установлены переходные мостики с перилами.

Для освещения резервуарных парков применяются прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего обвалования и оборудованных помостками и лестницами для обслуживания.

Для местного освещения следует применять аккумуляторные фонари во взрывобезопасном исполнении напряжением не более 12 В, включение и выключение которых должно проводиться вне обвалования.

Минимальная освещенность на территории резервуарного парка должна быть:

- для парка в целом - не менее 5 лк;
- в местах измерений уровня нефти в резервуаре и управления задвижками в резервуарном парке – 10 лк;
- на лестницах и обслуживающих площадках – 10 лк;
- в местах установки контрольно-измерительных приборов (комбинированное освещение с переносными светильниками) – 30 лк;
- на вспомогательных проездах – 0,5 лк;
- на главных проездах 1-3 лк.

Нахождение обслуживающего персонала на плавающей крыше во время заправки и откачки резервуара запрещается.

Должен быть установлен постоянный контроль за исправностью лестниц, ограждающих конструкций на крыше резервуаров. Запрещается загромождать

лестницу и крышу резервуара посторонними предметами и снятыми деталями оборудования.

При эксплуатации резервуара и резервуарного оборудования, измерении уровня и отборе проб обслуживающий персонал должен иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

При ручном отборе проб и замере уровня нефти, при спуске подтоварной воды, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять боком к ветру). При работе с открытыми люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находиться с подветренной стороны персонал должен пользоваться противогазом. Запрещается без противогаза заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами.

Запрещается проводить измерения уровня нефти и отбор проб вручную, а также осмотр резервуарного оборудования во время грозы. При гололеде должны быть приняты дополнительные меры безопасности.

Запрещается эксплуатировать газоуравнительную систему без огневых предохранителей на газоотводных трубопроводах резервуаров.

Требования безопасности при подготовительных и ремонтных работах

На резервуаре, на котором проводятся операции по приему и откачке нефти, запрещается ведение ремонтных работ.

Все работы по зачистке и дегазации резервуаров, их ремонта относятся к газо- и взрывоопасным, выполняются по наряду-допуску на проведение огневых (ремонтных) работ. Эти работы должны выполняться только бригадой в составе не менее двух человек.

К зачистке, дегазации и проведению ремонта допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, медицинский осмотр и сдавшие экзамен на допуск к работе. Эти работы проводятся только в дневное время. Запрещается проводить работы по зачистке во время грозы.

Для приведения резервуара в безопасное состояние перед проведением ремонтных работ с помощью дегазации необходимо обеспечить содержание паров нефти:

- не более $0,2 \text{ г/м}^3$ при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала внутри резервуара без защитных средств;
- не более $2,0 \text{ г/м}^3$ при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания внутрь резервуара.

Техническое обслуживание и очистку резервуаров с плавающей крышей следует проводить после установки крыши на опорные стойки.

К работам внутри резервуаров разрешается приступать, если концентрация газов не превышает предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а температура не превышает допустимые санитарные нормы. Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 ч, осуществлять контроль за

состоянием воздушной среды на месте проведения ремонтных (огневых) работ, а при обнаружении в воздухе паров нефти (углеводородов, сероводорода), концентрация которых превышает ПДК, начальник объекта, участка должен прекратить выполнение работ и принять меры по ликвидации очагов загазованности, а при концентрации 20 % от нижнего предела воспламенения вывести работников за пределы обвалования, известить руководителей объекта и принять меры к приведению рабочего места в соответствие с требованиями санитарных норм.

В процессе выполнения работ внутри резервуара (монтаж моечного оборудования, ручная очистка, огневые и ремонтные работы и т.п.) необходимо проводить принудительную вентиляцию газового пространства резервуара.

Для ориентировки обслуживающего персонала при зачистке резервуара должен быть установлен вымпел, указывающий направление ветра. Запрещается проводить вскрытие и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

Инструмент, применяемый для зачистных работ (совки, скребки, ведра и др.), должен быть изготовлен из материалов, не образующих искру при ударе о стальные предметы и конструкции. Для очистки резервуаров следует применять щетки из неискрящих материалов и деревянные лопаты.

Перед началом огневых работ должны быть установлены границы опасной зоны. Радиус опасной зоны определяется проектом производства работ (ППР).

Электросварочные работы должны выполняться в точном соответствии с ППР. Одновременное производство электросварочных и газопламенных работ внутри резервуара не допускается.

Производство электросварочных работ во время дождя или снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом электросварщика не допускается.

Работами на высоте в соответствии с приказами Минздравмедпрома России считаются все работы, которые выполняются на высоте 1,5 м от поверхности грунта или настила.

Основным средством предохранения работников от падения с высоты во время работы является его страховка предохранительным поясом.

Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств и защитных приспособлений.

При работах на высоте для защиты головы все работники, находящиеся в этой зоне, должны обеспечиваться касками.

При выполнении работ на высоте необходимо пользоваться ящиками и сумками для инструмента и крепёжных изделий, спускать и поднимать все необходимые для работы предметы с помощью хлопчатобумажной веревки.

Перед допуском людей в резервуар ответственные за проведение подготовительных и ремонтных работ обязаны лично убедиться в надежности отключения трубопроводов, проверить наличие заглушек и соблюдение всех мер безопасности. По окончании ремонтных работ перед закрытием люков резервуара ответственный должен убедиться, что в резервуаре не остались люди, убраны инструменты и материалы.

Запрещается отогревать газовыми горелками арматуру, трубопроводы в резервуарном парке в случае замерзания. Для этой цели может быть применен водяной пар или горячая вода.

Очистку и промывку внутренних стен резервуара рабочие должны выполнять в средствах индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗ ОД), спецодежде и спецобуви. Обувь рабочих не должна иметь стальных накладок и гвоздей. Поверх спецодежды следует надевать спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленными к нему двумя прочными сигнальными веревками, свободные концы которых должны выходить наружу через ближайший нижний люк и находиться в руках у наблюдающего.

У люка резервуара должны находиться не менее двух человек, готовых в случае необходимости оказать помощь работающим в резервуаре. Для ЖБР на каждого работающего в резервуаре должно быть два наблюдающих. Они также должны быть в спецодежде и спецобуви и иметь при себе СИЗ ОД.

При применении шлангового противогаса рабочие, находящиеся снаружи резервуара, должны следить за тем, чтобы приемный шланг не имел изгибов и располагался в зоне чистого воздуха. Для этого конец шланга необходимо закрепить на заранее выбранном месте. Продолжительность пребывания в шланговом противогасе не должна превышать 30 минут, а последующий отдых на чистом воздухе должен быть не менее 15 минут.

При очистке и ремонте резервуара ответственным за проведение подготовительных и ремонтных работ перед применением СИЗ ОД необходимо проверить маски, шланги и соединения. При обнаружении трещин, незначительных неплотностей в соединениях использовать их запрещается.

При работе внутри резервуара двух человек и более воздухозаборные шланги и спасательные веревки должны находиться в диаметрально противоположных люках. При этом необходимо исключить взаимное перекрещивание и перегибание шлангов.

Недалеко от очищаемого резервуара следует держать питьевую воду в плотно закрытом сосуде и аптечку с необходимыми медикаментами.

Рабочие, выполняющие работы внутри резервуаров, должны периодически, но не реже одного раза в год, проходить медицинский осмотр.

Для защиты глаз от пыли, брызг, едких веществ, отлетающих частиц, твердых частиц при ремонте работающие должны пользоваться защитными очками.

При производстве электрогазосварочных работ должны применяться соответствующие защитные маски и очки со светофильтром.

Перед началом и в период работы с полимерными композициями рабочие должны равномерно смазывать руки защитными пастами 4-5 раз в смену, по окончании работ смазывать кремом.

При нанесении на внутреннюю поверхность резервуара полимерных клеевых композиций или аналогичных им необходимо поверх спецодежды и обуви надевать дополнительно легкий защитный комбинезон и резиновые галоши.

Требования безопасности при работе с нефтями с высоким содержанием сероводорода.

При входе в обвалование резервуара, содержащего нефти с высоким содержанием сероводорода (более $20 \cdot 10^{-6}$ мг/кг), необходимо надевать фильтрующий противогаз марок В, КД. Вход и работа на территории резервуарного парка проводятся в присутствии наблюдателя (дублера). У входа в резервуарный парк должны быть установлены предупреждающие знаки.

Ручной отбор пробы и замер уровня в резервуаре с нефтью, содержащей сероводород, спуск подтоварной воды, открытие замерных и других люков необходимо проводить в присутствии наблюдающего (дублёра).

Для предупреждения самовоспламенения пиррофорных отложений необходимо периодически очищать внутреннюю поверхность резервуаров от продуктов коррозии.

Во время очистки внутреннюю поверхность резервуара необходимо непрерывно орошать (смачивать) водой.

Грязь, пиррофорные отложения и другие отложения, извлеченные при очистке резервуара от нефти, необходимо постоянно поддерживать во влажном состоянии до момента удаления их с территории резервуарного парка.

Требования безопасности в экстремальных условиях.

К экстремальным условиям относятся явления, сопровождаемые предельными значениями температуры наружного воздуха и скорости ветра, разрядами атмосферного электричества, ливнями и т.д., при которых следует приостанавливать работы на открытом воздухе или внутри резервуара.

Руководство ведомства, предприятия в соответствии с законодательством о труде РФ устанавливает порядок обслуживания резервуаров и резервуарных парков при предельных значениях (и значениях выше) температуры наружного воздуха, скорости ветра для данного климатического района.

При экстремальных условиях (обледенение, туман и т.п.) проводить работы на высоте (отбор проб, измерение уровня ручным способом и т.п.), в резервуарах и резервуарных парках допускается при выполнении дополнительных мер безопасности (наличие дублёра, дополнительное освещение, применение предохранительных поясов, песка для устранения скольжения и других мер.)

Во время грозы приближаться к молниеотводам и резервуарам ближе чем на 4 м запрещается.

При авариях и инцидентах в резервуарных парках действия персонала регламентируются планом ликвидации возможных аварий, разрабатываемым на каждой НПС.

Действия по ликвидации пожара в резервуарном парке регламентируется планом тушения пожара.

8.2 Охрана окружающей среды

Под окружающей природной средой (окружающей средой) понимается вся совокупность природных элементов и их комплексов в зоне расположения резервуаров и нефтебаз и прилегающих к ней территорий.

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года вопросы охраны окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз решаются как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов.

Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз состоит в:

- соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью;
- контроле за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- осуществлении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

Охрана атмосферного воздуха.

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров.

В соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» выбросы загрязняющих веществ в атмосферу допускаются на основе разрешения на выброс, выдаваемого региональными органами по охране природы, на основании утвержденных норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Нормы предельно допустимых выбросов для резервуаров с нефтью устанавливаются в составе проекта нормативов предельно допустимых выбросов для НПС магистральных нефтепроводов и проекта нормативов предельно допустимых выбросов для нефтебаз.

После установления норм предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу на НПС и нефтебазах должен быть организован контроль за их соблюдением путем ведения журналов ПОД 1,2. Периодичность контроля выбросов углеводородов из резервуаров определяется на основании расчетов рассеивания, приведенных в «Проекте нормативов предельно допустимых выбросов» и положений ОНД –90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2».

Контроль должен осуществляться либо силами предприятия, либо специализированными организациями на договорной основе.

Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти из резервуаров.

Перечень технических средств по сокращению потерь от испарения нефти из резервуаров и показатели их эффективности представлены в табл. 8.1.

Табл. 8.1 Показатели эффективности технических средств сокращения потерь нефти от испарения (от величины потерь нефти из резервуаров без средств сокращения потерь)

Техническое средство	Показатель эффективности в сокращении потерь, %
1	2
1. Плавающие крыши, понтоны в зависимости от применяемого типа уплотняющего затвора	80÷95
2. Газоуравнительная система, эффективность применения зависит от коэффициента совпадения операций по заполнению и опорожнению резервуаров (K_c); $0 \leq K_c \leq 1$, эффективность ГУС имеет пределы от 0 до 100%; при $K_c = 0,5$	40
3. Дыхательные клапаны типа КДС	3
4. Диски – отражатели в зависимости от оборачиваемости резервуара	15÷30
5. Окраска резервуаров: - до 2 лет эксплуатации; - от 2 до 4 лет.	7 3

Охрана водных объектов

Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены. Необходимая степень очистки должна быть обоснована с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса загрязняющего вещества.

Нормы предельно допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование».

Охрана почвы

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров; продукты зачистки резервуаров.

Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти из резервуаров и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти.

Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п.

Во избежание переливов нефти следует применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу нефти по достижении заданного уровня.

8.3 Пожарная безопасность при эксплуатации резервуаров

Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004 должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушной среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего резервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

Ответственность за обеспечение пожарной безопасности резервуаров и резервуарных парков несут первый руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложена ответственность за пожарную безопасность на рабочих местах в соответствии с должностной инструкцией.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системами пенного пожаротушения и водяного охлаждения.

Системы пожаротушения, сигнализации, связи и первичные средства пожаротушения должны быть в исправном состоянии и постоянной готовности к действиям.

Для обеспечения пожарной безопасности должна быть создана пожарная охрана согласно ВНПБ 2000 «Пожарная охрана объектов транспортировки нефти», согласно которым определяется численность пожарной охраны и ее оснащение пожарной техникой.

Для каждого резервуарного парка в составе НПС должны быть разработаны цеховая и общеобъектовая инструкции о мерах пожарной безопасности.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения.

На территории резервуарного парка должны быть установлены знаки пожарной безопасности для обозначения места расположения пожарного инвентаря, оборудования, гидрантов, колодцев и т.д., подходов к нему, а также для обозначения запретов на действия, нарушающие пожарную безопасность.

Состояние оборудования резервуаров систематически проверяется в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

Электротехническое оборудование и их элементы, располагаемые во взрывоопасной зоне резервуара, должны быть взрывозащищенного исполнения.

Электробезопасность средств измерения уровня и отбора проб, имеющих электрическое питание, обеспечивается по требованиям соответствующих ГОСТ. Электрическую часть средств измерения уровня и отбора проб не допускается устанавливать внутри резервуара.

Подготовительные работы к ремонту и ремонтные работы требуется вести с соблюдением требований Инструкции по пожаро-взрывобезопасной технологии очистки нефтяных и нефтепродуктовых резервуаров, Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ и др. НТД.