

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи

ЩУРОВА ЕЛЕНА ВЛАДИМИРОВНА



**РАЗВИТИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ
И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ
ГЕРМЕТИЧНОСТИ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

5.6.6. История науки и техники

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Сощенко Анатолий Евгеньевич

Уфа - 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
ВВЕДЕНИЕ.	4
ГЛАВА 1 СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ.	9
1.1 Назначение и типы хранилищ на нефтебазах.	13
1.2 Применение стальных резервуаров различных конструкций.	17
ГЛАВА 2 РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИЙ КРОВЛИ РЕЗЕРВУАРОВ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ.	29
2.1 Стальные резервуары с деревянной крышей.	32
2.2 Резервуары с дышащими крышами.	34
2.3 Изоляция крыш.	36
2.4 Стандартные стальные резервуары с конической герметичной крышей.	40
2.5 Резервуары с радиальной крышей.	42
2.6 Резервуары для хранения под давлением.	44
2.7 Защита резервуара от наружной и внутренней коррозии.	49
ГЛАВА 3 ПЛАВАЮЩИЕ КРЫШИ И ПОНТОНЫ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ ИСПАРЕНИЯ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ	56
3.1 Резервуары с плавающей крышей	56
3.2 Конструкции понтонов для сокращения потерь нефти от испарения	74
ГЛАВА 4 РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИИ КУПОЛЬНОЙ КРЫШИ	80
4.1 Историческая связь геодезического архитектурного купола и купольных крыш резервуаров для нефти и нефтепродуктов.	80
4.2 Возможные конструкции купольных крыш для резервуаров нефтяной промышленности.	82
4.2.1 Бескаркасные сферические (купольные) крыши.	82
4.2.2 Каркасные сферические крыши.	83

4.2.3 Современные конструкции купольных крыш резервуаров для нефти и нефтепродуктов.	84
4.3 Необходимость внедрения в резервуаростроении купольных конструкций из алюминия.	88
4.4 Компании, занимающиеся проектированием купольных крыш.	96
4.4.1 Зарубежные компании, занимающиеся проектированием купольных крыш.	96
4.4.2 Отечественные компании, занимающиеся проектированием купольных крыш.	100
4.5 Технология производства и монтаж купольных крыш.	101
4.6 Недостатки конструкции купольной крыши резервуаров для нефти и нефтепродуктов.	103
ГЛАВА 5 РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ.	113
5.1 Системы обнаружение утечек в резервуарах нефтепродуктов в России и за рубежом.	103
5.2 Определение наличия требований автоматизации существующих систем определения утечек в мировой нормативной базе нефтепроводного транспорта.	121
5.3 Анализ и выбор методов, применение которых перспективно для создания новой автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров.	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.	133
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.	135

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Становление и развитие конструкций резервуаров в России начинается с XVII в. и связано с ростом нефтедобычи и необходимостью строительства хранилищ для сырой нефти.

Первый классический в своем понимании резервуар был спроектирован и построен в 1878 г. В соответствии с проектом В.Г. Шухова и А.В. Бари резервуар выполнялся из стали, а его соединительным элементом было клепанное соединение. В 1935 г. в России был построен первый стальной резервуар-тысячник, где соединительным элементом выступило сварное соединение стальных листов. Этот метод позже стал широко применяться в подобных проектах и интенсифицировал производство резервуаров. Это оказалось возможным благодаря промышленному производству отдельных элементов резервуара с последующей их сборкой на промысле. В настоящее время создаются резервуары суммарной емкостью до 50000 м³, а в отдельных случаях до 100000 м³.

Вертикальные стальные резервуары можно классифицировать следующим образом: резервуар со стационарной кровлей (РВС), резервуар с кровлей и понтоном (РВСП), резервуар с плавающей крышей (РВСПК). Принятие решения о выборе каждого типа резервуара к строительству основывается на комплексном анализе внешних и внутренних условий работы тонкостенного сосуда, а именно: продукта, климатических условий, диаметра основания резервуара, и др.

Одним из основных направлений развития основных конструкций резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов является выявление и последующее устранение основных потерь нефти и нефтепродуктов при их хранении. Как показывает опыт эксплуатации резервуаров, наиболее вероятными элементами, где возникают потери нефти, являются кровля резервуара и его днище, поскольку стенка резервуара находится в наиболее безопасном состоянии как с точки зрения стабильности нагрузки, так и с точки зрения возможности проведения диагностических процедур для оценки состояния металла стенки резервуара.

Степень разработанности проблемы. Появление вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов тесно связано с именем русского инженера В.Г. Шухова. В советское время большой вклад в развитие резервуаростроения внесли: В.И. Кандеев, Е.Ф. Котляр, А.Ф. Притула, С.И. Тимофеев, В.А. Бунчук, А.С. Фалькевич, Л.А. Бабин, Р.А. Жданов, М.Г. Каравайченко, В.Б. Галеев, К.Е. Ращепкин, Э.М. Ясин, А.Г. Гумеров, В.Л. Березин, П.П. Бородавкин, И.Л. Ружанский, Д.Л. Мосягин, М.Г. Дмитриев, Н.М. Фатхиев, М.К. Сафарян, О.Н. Иванцов, О.И. Стеклов, В.А. Галканов, В.Н. Александров, Jerzy Ziolko, W.S. Gray.

Для снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения используются специальные технические и организационные мероприятия. Большой вклад в развитие этих мероприятий внесли: К.А. Аapresов, В.И. Смолин, И.Р. Афанасьев, Ф.Ф. Абузова, В.И. Черников, И.С. Бронштейн, Н.Н. Константинов, Новоселов В.Ф., Абрамзон Л.С., Виггинс Д., Х.Е. Хортон

В тоже время, заявленная в настоящей диссертации тема по развитию конструктивных элементов резервуаров и их влиянию на снижение потерь нефти и нефтепродуктов практически не была исследована. С этой точки зрения результаты работы автора, которые приведены в данной работе, можно считать новыми.

Соответствие паспорту заявленной специальности. Диссертационная работа посвящена анализу становления и развития конструкций резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, анализу становления кровельных конструкций основных типов резервуаров, в особенности для стационарных вариантов (в том числе, купольным кровлям), а также анализу конструкций плавающих крыш и понтонов различных типов и анализу методов контроля утечек через днище. Таким образом, тема работы и содержание исследований соответствуют пункту 1 «Исторический анализ становления и развития науки и техники» и пункту 7 «Исследование основных тенденций и закономерностей становления и развития отдельных наук или отраслей научного знания» паспорта специальности 5.6.6. История науки и техники.

Целью диссертационной работы является анализ становления и развития конструкций резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов; произвести анализ

становления кровельных конструкций основных типов резервуаров уделяя особое внимание стационарным вариантам, в частности, купольным кровлям; анализ конструкций плавающих крыш и понтонов различных типов; анализ методов контроля утечек через днище.

В соответствии с целью диссертационной работы были поставлены следующие **основные задачи исследования**:

1) проведение анализа становления и развития конструкций стальных вертикальных резервуаров за более чем столетний период их эксплуатации;

2) произвести анализ становления и развития конструкций различных типов кровли стальных вертикальных резервуаров, становления и развития плавающих крыш и понтонов, и их влияния на потери нефти и нефтепродуктов;

3) проведение анализа становления конструктивных решений стационарных купольных крыш стальных резервуаров, а также особенности их эксплуатации;

4) разработать методологию оценки применения технических средств контроля утечек через днище резервуаров.

Научная новизна работы. Впервые приведен качественный анализ становления и развития плавающих крыш и понтонов, особое внимание уделено снижению потерь нефти и нефтепродуктов при их использовании;

Проведен анализ методов проектирования и эксплуатации стационарных кровельных покрытий резервуаров с учетом отечественных и зарубежных нормативных документов.

Впервые проведен анализ становления конструктивных решений стационарных купольных крыш стальных резервуаров, а также особенности их эксплуатации. Проведено обобщение и анализ причин возникновения эксплуатационных проблем для резервуаров с купольной кровлей.

Разработана методология оценки применения технических средств контроля утечек через днище резервуаров.

Теоретическая значимость работы. Результаты, полученные автором в результате исследования, дополняют имеющиеся теоретические представления о становлении и развитии методов сохранения герметичности резервуаров для

хранения нефти и нефтепродуктов и, как следствие, снижения их потерь. Предложены теоретические основы применения технических средств контроля утечек через днище резервуара.

Практическая значимость работы. Материалы работы, особенно в части обобщения причин эксплуатационных проблем, могут быть использованы при совершенствовании конструктивных элементов купольных крыш стальных резервуаров при проектировании. Разработана методология оценки применения технических средств контроля утечек через днище резервуара.

Результаты научной работы включены в учебно-методические материалы лекций и практических занятий, разработки унифицированных проектных решений для учебного процесса в нефтехимических вузах г. Москвы, а также приняты для использования в научно-исследовательских работах по совершенствованию конструкций резервуаров в ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» (г. Уфа), специализирующемся на разработке и монтаже понтонов и плавающих крыш резервуаров.

Методология и методы исследования. Решение поставленных задач производилось в соответствии с общепринятой методикой выполнения научных исследований, включающей обобщение и анализ предшествующих исследований, разработку рабочих гипотез и концепций, аналитические исследования. Теоретические исследования включали в себя научный анализ и обобщение современной теории и практики проектирования и эксплуатации стальных резервуаров с различными конструктивными решениями стационарных крыш. Также анализировались базы данных зарубежных нормативов. Аналитические исследования включали сравнительный анализ методов и технологий, обработку полученных результатов методами математической статистики в современных программных комплексах.

Положения, выносимые на защиту:

- Историко-технический анализ становления и развития конструкций стальных вертикальных резервуаров, обеспечивающих их герметичность;
- Историко-технический анализ становления и развития конструкций различных типов кровли стальных вертикальных резервуаров, становления и совершенствования плавающих крыш и понтонов, обеспечивающих снижение потерь нефти и нефтепродуктов;
- Анализ исследований и достижений в конструктивных решениях стационарных купольных крыш стальных резервуаров, с учетом особенностей их эксплуатации;
- Обоснование оценки существующих технических средств, применяемых для контроля утечек через днище резервуаров.

Степень достоверности и апробация результатов. Основные положения диссертационной работы и результаты исследований докладывались и обсуждались на следующих конференциях: Международная учебно-научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт-2020» (г. Уфа, 2020), IV Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России» (г. Москва); 72-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Уфа), V Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в экосистеме современного образования» (г. Москва, 2021); 73-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Уфа, 2022).

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 8 научных трудов, из них 2 статьи в журналах, индексируемых Scopus и WoS, 2 статьи в ведущих рецензируемых журналах, входящих в перечень ВАК при Министерстве науки и высшего образования РФ, 4 работы в материалах международных и российских научных конференций.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и списка литературы. Общий объем работы 149 страниц, включая список литературы из 181 наименования, 89 Рисунков и 11 таблиц.

ГЛАВА 1

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Развитие нефтяной промышленности неразрывно связано со строительством новых промыслов, магистральных нефтепроводов, нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз. При сооружении всех этих объектов главное место занимает строительство резервуаров для хранения сырой нефти, темных и светлых нефтепродуктов.

На начальных этапах добычи и переработки нефть хранилась в открытых ямах, каменных погребах и земляных амбарах, стены которых обмазывались глиной или специальным цементом. Такой способ хранения нефти был широко распространен и приводил к значительным потерям от испарения. Вначале ямное и амбарное хранение применялось вследствие отсутствия интереса к улавливанию легких фракций нефти, а также из-за неумения закрывать мощные нефтяные фонтаны и строить герметичные резервуары из стали и других материалов.

Светлые нефтепродукты первоначально хранили в деревянных бочках, затем появились железные банки, бочки и стальные горизонтальные резервуары небольшой емкости.

Появление вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов тесно связано с именем русского инженера В.Г. Шухова. В конце XIX века в России было завершено строительство первого резервуара для накопления нефти. Резервуар был изготовлен из металла по проекту В.Г. Шухова. Ранее подобные конструкции не применялись. Американские нефтяники уже много лет использовали емкости для хранения нефти, но они были прямоугольными и предполагали солидную металлоемкость. Для соединения металлических деталей использовался метод клепания. Позже заклепки были заменены на сварочные швы, также изменился и состав стали, используемой для производства. Но проект В.Г. Шухова до сих пор является своего рода фундаментом для современных конструкций (Рисунок 1.1).

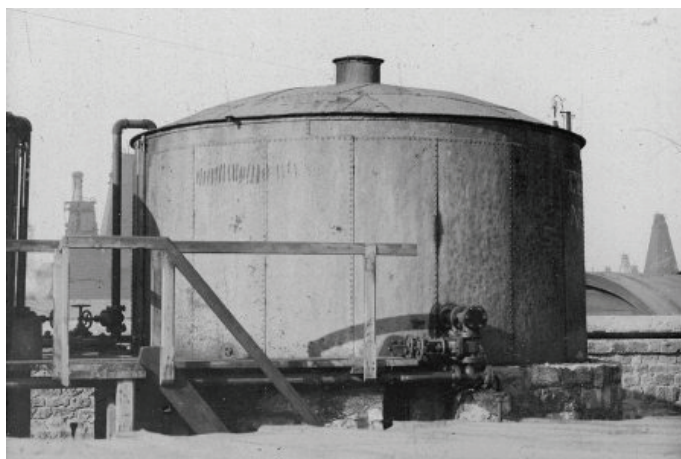


Рисунок 1.1 – Первый вертикальный резервуар, спроектированный В.Г. Шуховым

Первые резервуары для хранения большого объема керосина (160000 пудов) были построены по проекту В.Г. Шухова в 1885 г. Через 4 года уже был сооружено хранилище общей вместимостью 200 тысяч пудов.

В Царицыне на нефтебазе Товарищества «Лебедь» резервуары (Рисунок 1.2) были снабжены двойным дном и громоотводами. [13]. Общая вместимость резервуарного парка для хранения светлых нефтепродуктов составила 12500000 пудов (Рисунок 1.3) [13].

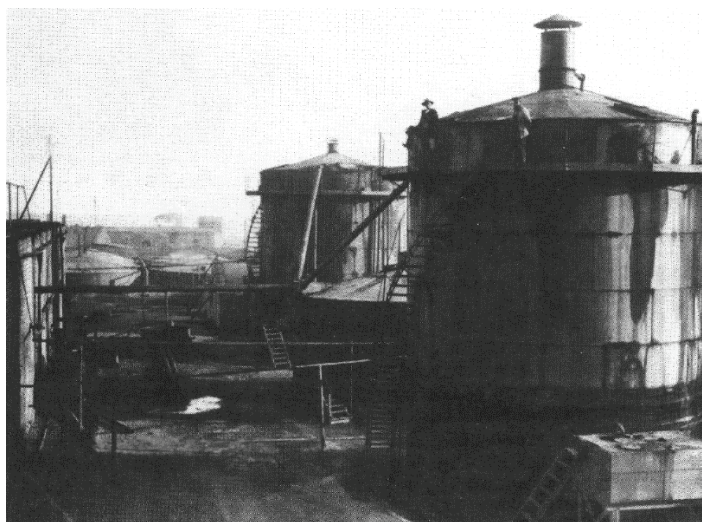


Рисунок 1.2 – Нефтебаза в Царицыне «Товарищества бр. Нобель»

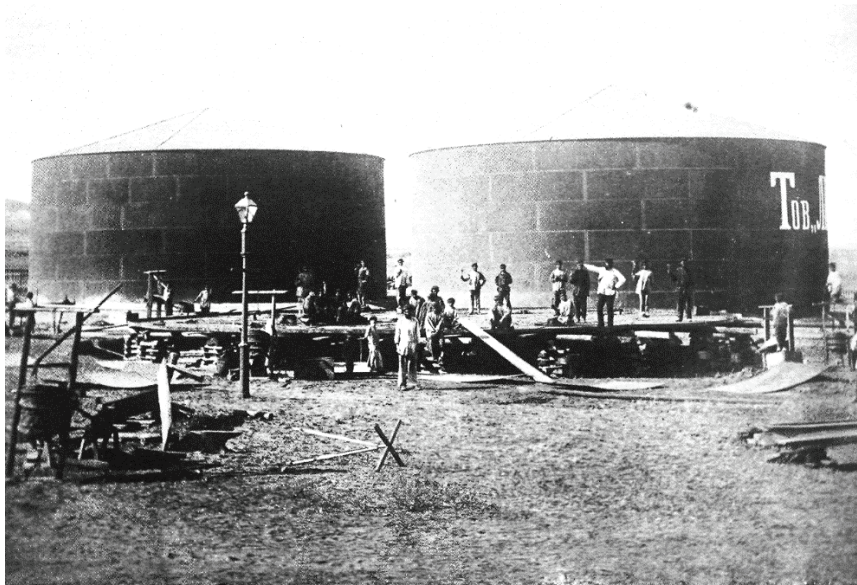


Рисунок 1.3 – Нефтебаза в Царицыне с резервуарами вертикальными, емкостью 100 000 пудов

В 80-х годах девятнадцатого столетия В.Г. Шухов впервые разрешил задачу хранения легкой нефти, керосина и бензина в стальных герметичных цилиндрических резервуарах и разработал классический метод расчета вертикальных цилиндрических резервуаров наименьшего веса при заданном объеме, применяемый без существенных изменений и в настоящее время [134, 135]. Резервуары, построенные по проектам В.Г. Шухова устанавливаются в нефтехранилищах по всей России (Рисунки 1.4, 1.5) [13].

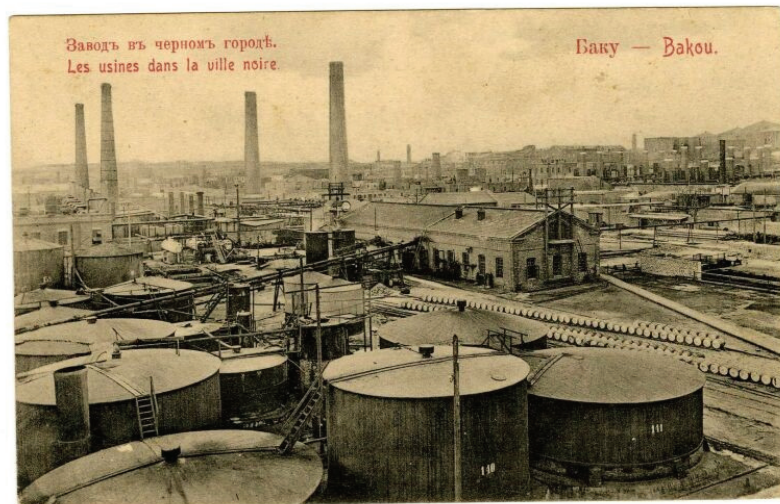


Рисунок 1.4 – Резервуарный парк в г. Баку



Рисунок 1.5 – Резервуарный парк в г. Краснодар

В.Г. Шухов доказал, что резервуары с переменной толщиной стенок имеют наименьший вес при условии, что объем и вес железа дна и покрытия равны объему и весу всего железа в стенках, необходимого для восприятия растягивающих усилий в поясах. Резервуары с постоянной толщиной стенок имеют наименьший вес при условии, что объем всего железа дна и покрытий вдвое меньше объема (а, следовательно, и веса) всего железа стенок. Таким образом, В.Г. Шухов в области резервуаростроения не ограничивался только разработкой методов расчета. Он также сконструировал и успешно осуществил строительство резервуаров различной емкости, положив начало широкому внедрению стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. По данным Г.М. Ковельмана [52], разработанная В.Г. Шуховым новая методика проектирования резервуаров минимального веса, а также введенная им технология их изготовления, резко сократившая затраты труда, привели к весьма значительному снижению стоимости резервуаров. В.Г. Шухов разработал метод расчета вертикальных цилиндрических резервуаров и опубликовал его дважды: в 1883 и 1925 гг. Он установил оптимальные соотношения между основными параметрами резервуаров (диаметром и высотой), при которых получается наименьший вес металла при наибольшем объеме резервуаров [134, 135, 140].

Распространенное и нерегламентируемое соединение резервуаров вертикальных методом клепки до 1930 г. было заменено сваркой с 1937 г. [124, 140].

1.1 Назначение и типы хранилищ на нефтебазах

До 30-х гг. XX в. повсеместно резервуары строились, в основном, из металла. Исходя из соображений экономии металла постановлением Народного Комиссариата тяжелой промышленности №28 от 23 января 1935 г. [117] возведение стальных резервуаров для хранения черных нефтепродуктов (моторное топливо и мазуты всех сортов) было запрещено. Стальные резервуары могли использоваться только для светлых нефтепродуктов и масел. Нефть должна была храниться в железобетонных, каменных, кирпичных резервуарах с герметичными крышками, а мазут и другие темные нефтепродукты в резервуарах для нефти и в земляных амбарах – ямах. По мнению авторов этого постановления применение железобетона сокращало потребление металла в среднем на 50%. Кроме того в технических кругах считалось, что на пути к полному разрешению был вопрос о применении кирпичных резервуаров небольшой вместимости для хранения светлых нефтепродуктов. Как отмечалось в [117], особый интерес представляли работы Наркомзема и исследовательских институтов по постройке нескольких резервуаров оригинальной формы емкостью 50 и 100 т для хранения керосина и бензина. Строились эти резервуары из обыкновенного красного кирпича при толщине стенок, днища и сводчатого перекрытия 1525-250 мм (Рисунок 1.6).

Проводилась работа по изысканию стойких штукатурок внутри резервуаров, обеспечивающих герметичность стенок. Итоги работ по применению различных бензинонепроницаемых штукатурок были подведены в мае 1934 г. на техническом совещании Ассоциации научно-исследовательских учреждений силикатной промышленности показали, что положительные результаты дает штукатурка из так называемого кислотоупорного цемента, вырабатываемого в СССР. При лабораторном испытании хорошие результаты дала покраска нитролаком с применением мездрового клея (эта покраска была проверена на деревянных бочках). Проводились работы по изысканию для резервуаростроения других материалов, среди которых предлагались клепка (дерево) и фанера. К 1945 г. в СССР сформировалась номенклатура и область применения различных нефтехранилищ основные [71, 72].

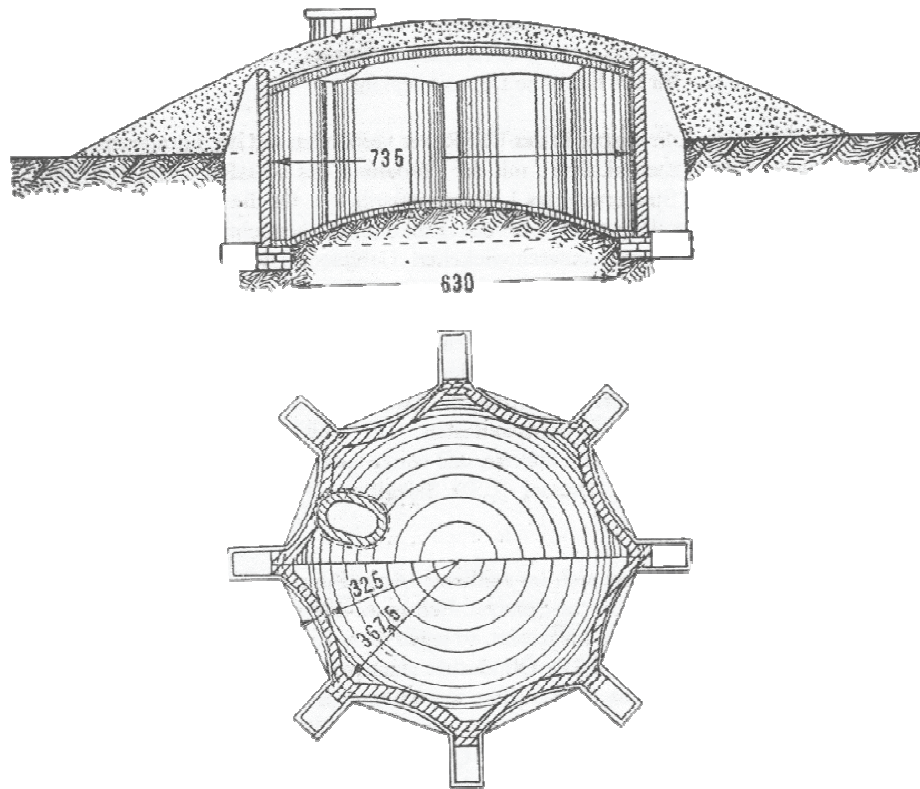


Рисунок 1.6 – «Звездочка» инженера Б.П. Архипова и Л.Н. Каменского

В [11, 91, 117, 133] упоминается об использовании деревянных резервуаров емкостью до 300 м³. По способу установки хранилища разделяли наземные, полуподземные и подземные [10, 40, 41, 133].

Устройство хранилищ, выбор материала для их постройки и способ их установки зависели, во-первых, от физико-химических свойств нефтепродуктов, для которых они предназначены, во-вторых, от типа и назначения склада, для которого сооружаются хранилища и, в-третьих, от условий перекачки продуктов. Часто резервуары заглублялись с целью получить возможность сливать нефтепродукты самотеком [23, 64, 82, 98, 112, 126]. В период второй мировой войны в США в связи с острым недостатком листовой стали был разработан тип железобетонных резервуаров, выложенных внутри искусственным каучуком и предназначенных для хранения высокооктановых авиационных бензинов.

Военно-морское ведомство США с успехом применило этот тип резервуара. В 90-е годы рассматривалась возможность сооружения подземных хранилищ в соляных пластах для хранения нефтепродуктов. Разработанная в конце 40-х годов

прошлого столетия [61, 128] классификация хранилищ нефти и нефтепродуктов представлена на Рисунке 1.7.

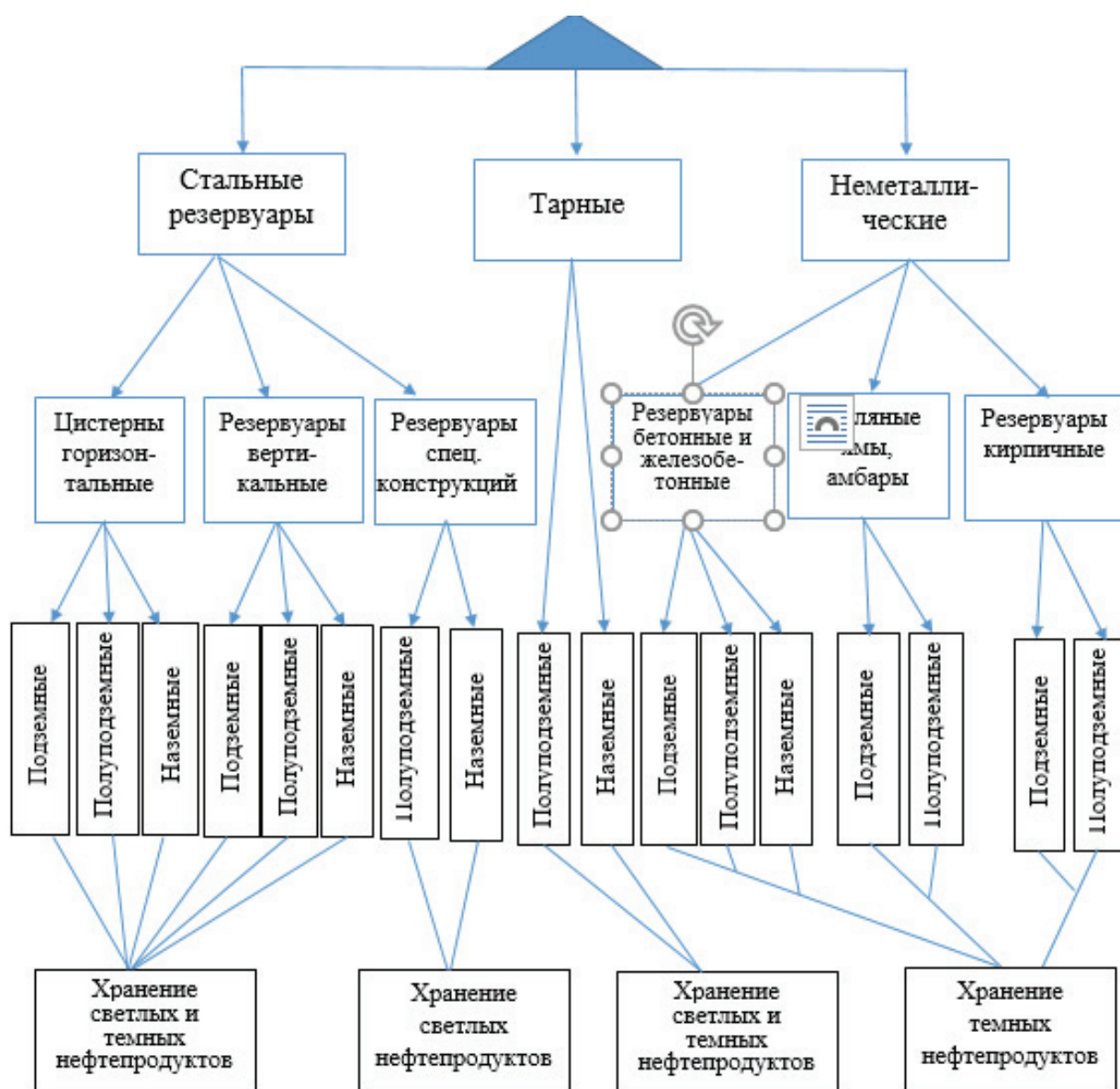
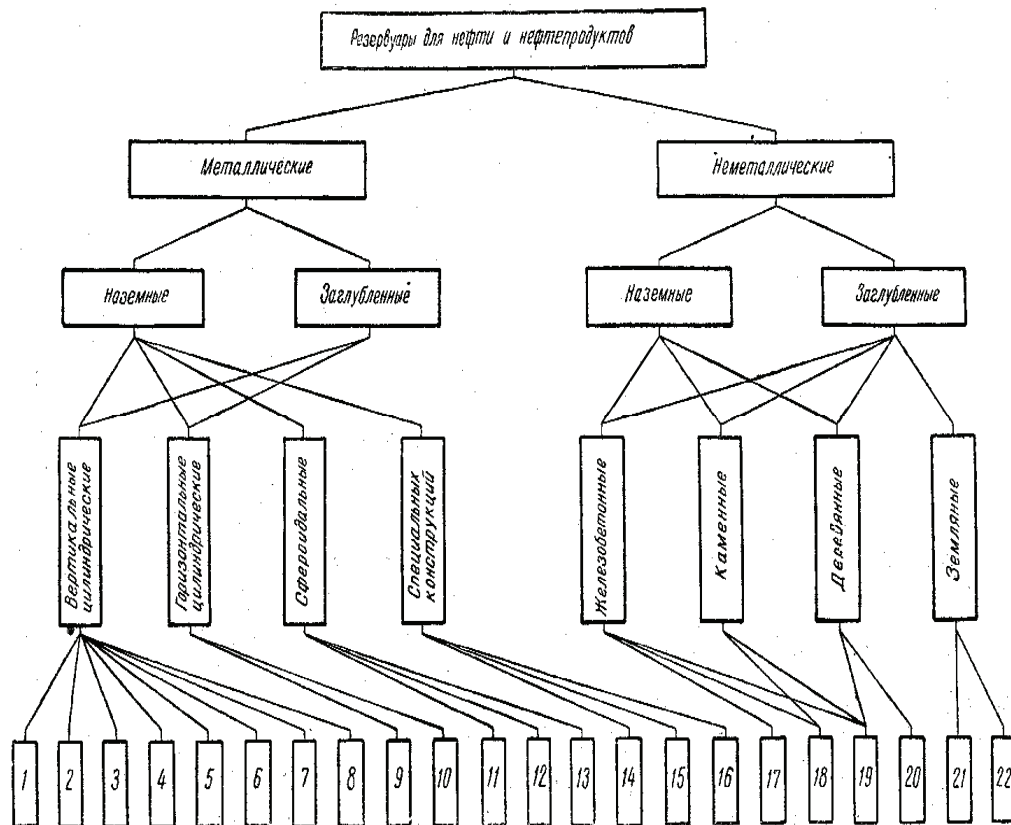


Рисунок 1.7 – Классификация хранилищ углеводородного сырья (1947г.)

Классификация резервуаров была расширена и доработана в середине XX века, представлена на Рисунке 1.8.



1 – стандартные (с конической крышей и плоским днищем); 2 – с коническими днищами; 3 – с коническими бесстропильными покрытиями; 4 – со сферическими крышами и днищами; 5 – с радиальными крышами и днищами; 6 – казематные; 7 – с наружной бетонной оболочкой; 8 – с несущей оболочкой; 9 – с плоскими днищами; 10 – со сферическими днищами; 11 – каплевидные; 12 – многокупольные (многоторовые); 13 – сферические; 14 – с плавающими крышами; 15 – с дышащими крышами; 16 – разборные; 17 – траншейного типа со стальной оболочкой; 18 – прямоугольные; 19 – цилиндрические; 20 – конические; 21 — круглые; 22 – призматические

Рисунок 1.8 – Классификация резервуаров (50-е гг XX века) [61]

Самыми старыми хранилищами нефти и нефтепродуктов являлись земляные амбары-ямы, широко используемые с 50-х годов XIX века на Бакинских промыслах (Рисунок 1.9.) [61].

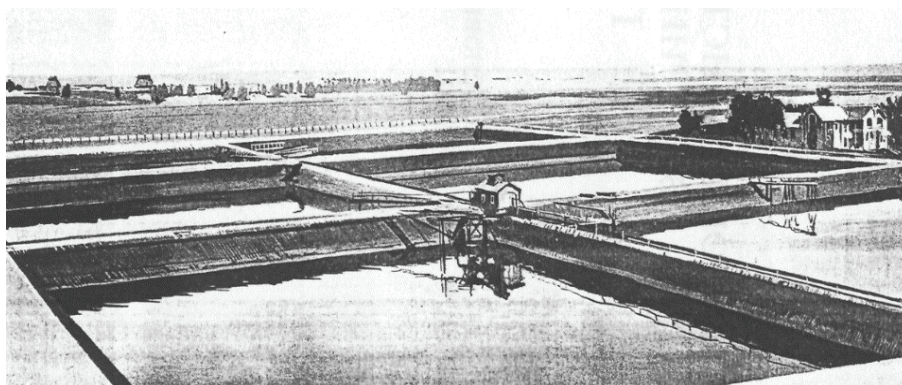


Рисунок 1.9 – Нефтяной амбар бакинского промысла

1.2 Применение стальных резервуаров различных конструкций

Стальные резервуары с самого начала создания нефтехранилищ заняли основное место среди емкостей, изготовленных из других материалов. Один из первых стандартов на емкости был утвержден на стальные резервуары. В 1932 г. при участии В.Г. Шухова был разработан и утвержден первый стандарт (ОСТ 5125) на стальные клепаные резервуары емкостью 11, 23, 42, 61, 105, 187, 280, 393, 630, 1130, 1925, 2945, 4686, 6890, 8375 и 10550 м³ [49]. Все вновь строящиеся стальные резервуары имели цилиндрическую форму (Рисунки 1.10, 1.11).

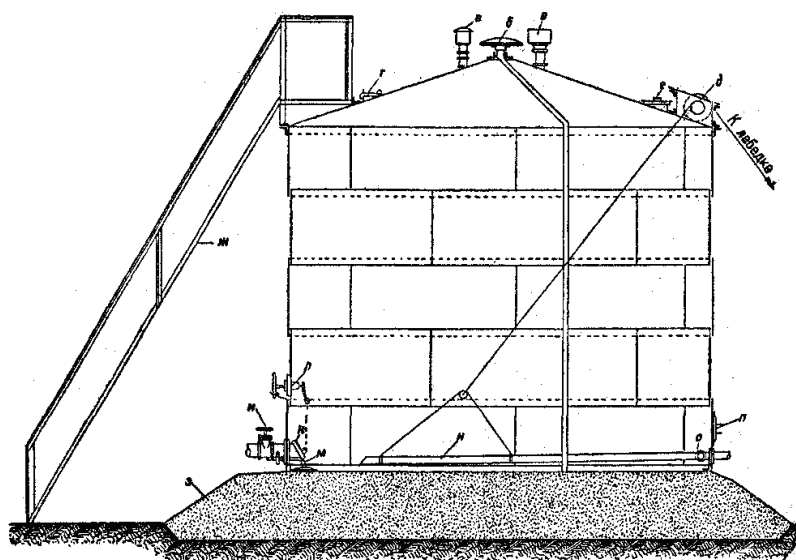


Рисунок 1.10 – Резервуар образца 1934 года [117]

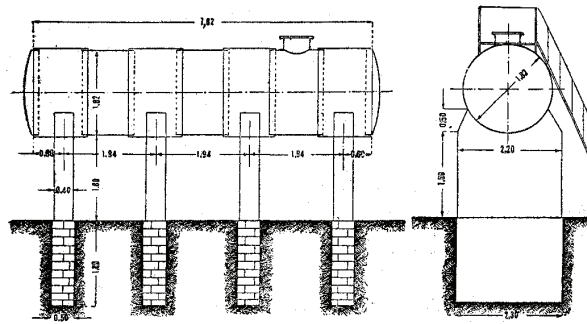


Рисунок 1.11 – Резервуар горизонтальный, образца 1934 года

Расположение поясов, образующих боковую поверхность в железных резервуарах, было, в основном, двух видов: телескопическое и ступенчатое (Рисунок 1.12). Эти оба вида во всех отношениях равноценны, хотя до 1935 г. еще сохранилось некоторое предубеждение против телескопического расположения, которое будто бы значительно усложняло учет продукта в резервуарах. Следует отметить, что стандарт железных клепаных хранилищ частично предусматривал применение именно телескопического расположения поясов. До 1935г. все типовые чертежи резервуаров, изготовлявшихся в системе Союзнефтеторга, предусматривали исключительно ступенчатое расположение поясов, но из числа старых построек на складах изредка можно было встретить в резервуарах и телескопическое расположение. При этом сборка днища с первым поясом производилась клепочным методом вплоть до 30-х гг. XX в.

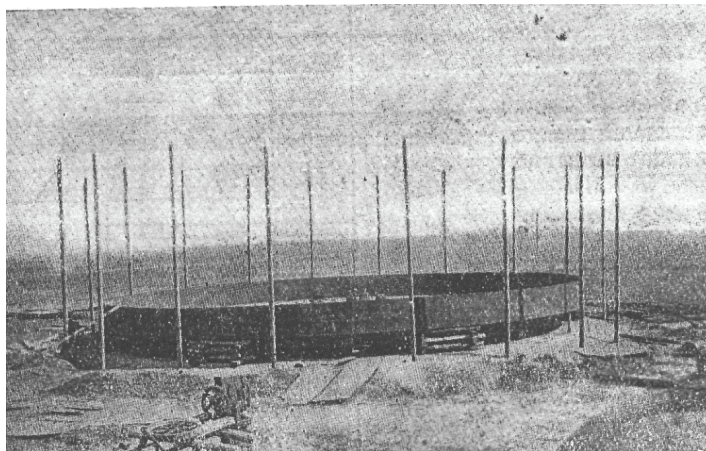


Рисунок 1.12 – Сборка резервуара в 30-х гг XX века

В 1937 г. был разработан первый нормативный документ – ГОСТ 4184, в котором регламентировались требования, предъявляемые к сварным стальным резервуарам малой емкости [63, 100]. В дальнейшем для больших типоразмеров был разработан ГОСТ 2486-44 [124].

На Рисунке 1.13 представлена схема подобных резервуаров по ГОСТ 2486-44, а на Рисунке 1.14 отображен аналогичный резервуар по ГОСТ 2487-44 (клепаный) [127].

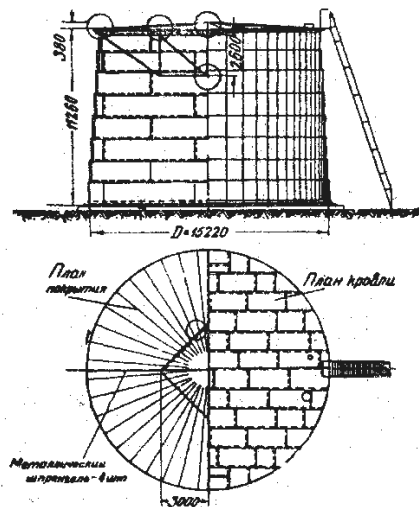


Рисунок 1.13 – Резервуар сварной по ГОСТ 2486-44

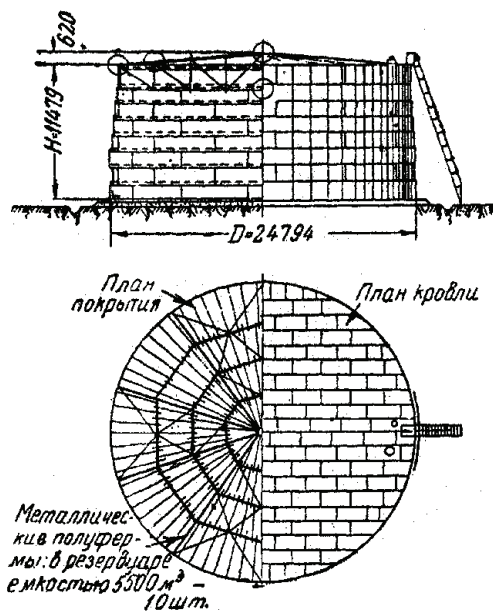
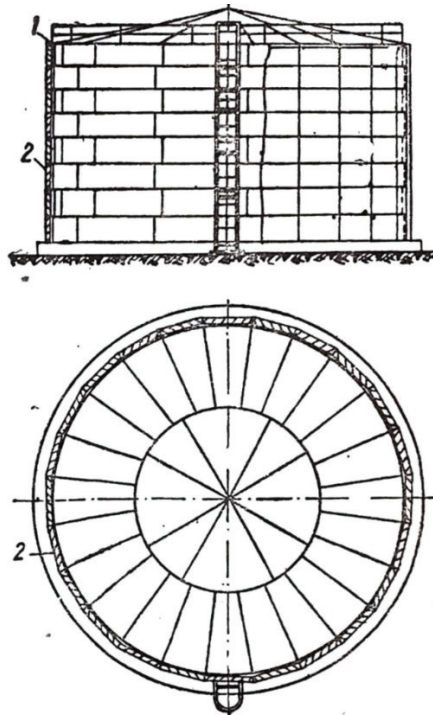


Рисунок 1.14 – Резервуар клепаный по ГОСТ 2487-44

В конце 30-х годов двадцатого столетия накануне Второй Мировой войны появляется необходимость в специальных резервуарах, защищенных от осколков. Это направление получило свое развитие прежде всего в Германии [217]. Резервуары подобного типа – обычные наземные вертикальные резервуары с плоским днищем и сводчатым перекрытием с металлическими стропилами, кольцевыми прогонами и радиальными балками. Для защиты вновь сооруженных наземных резервуаров и, главным образом, приспособляемых уже готовых резервуаров от бокового попадания осколков применялись: 1) облицовка железобетонными плитами (Рисунок 1.15); 2) ограждение вертикальными защитными стенами; 3) обсыпка землей. Железобетонные плиты имели толщину 20 см, устанавливались с внешней стороны резервуаров «насухо» и скреплялись обручами из полосового железа. Для защиты стенок резервуара от проникания воды и влаги у верхнего обруча, между стенкой резервуара и железобетонными плитками прокладывалась изоляция из дурсита (легкий металлический сплав).



1 – изоляция «дурсит»; 2 – железобетонные плиты

Рисунок 1.15 – Наземный металлический резервуар с защитной оболочкой из железобетонных плиток от боковых действий осколков

Иногда вокруг резервуара (или группы резервуаров) возводились защитные стенки из камня или железобетона высотой, равной высоте самого большого резервуара в ограждаемой ячейке. При групповом размещении резервуаров ячейки образовывались возведением дополнительных стенок. В нижней части защитные стенки устраивались непроницаемыми для жидкости, из расчета вмещения всего объема жидкости, содержащейся в резервуаре. Промежуток между защитными стенками и резервуарами делался не менее 1 м. Для удобства работ при тушении пожаров в защитных стенках на высоте, немного превышающей возможный уровень жидкости, устраивались непроницаемые для огня отверстия для пенопроводов.

Количество их устраивалось из расчета удобства работ при пенотушении, но не менее двух отверстий на ячейку. Ширина защитных стенок по верху обеспечивала возможность свободного прохода для тушения пожара сверху. Отверстия в стенах защищались от действия осколков специальными козырьками. Для подъема на стены с внешней стороны устанавливались лестницы из огнестойких материалов, а с внутренней – скобы; кроме того, перед отверстиями ставились пожарные помосты. При прокладке трубопроводов сквозь стены все проемы делались непроницаемыми для жидкостей. При обсыпке резервуаров землей они окружались железобетонной стеной, которая непосредственно прилегала к стене резервуара. Применялись в военное время резервуары следующих типов: вертикальный металлический резервуар с железобетонной оболочкой и эластичной прокладкой; вертикальный металлический резервуар с кольцеобразным сводчатым покрытием; вертикальный металлический резервуар с кольцеобразным сводчатым покрытием и железобетонной облицовкой; вертикальный металлический сварной резервуар с жестким закреплением колонн; вертикальный металлический резервуар с шарнирно-закрепленными колоннами; металлические резервуары коробчатого типа.

Помимо наземных резервуаров в середине XX в. были распространены заглубленные хранилища, по конструкции схожие с казематами, стенки которых обычно выполнялись из строительных материалов, а внутренняя часть была выполнена из стали (Рисунок 1.16) [21, 71].

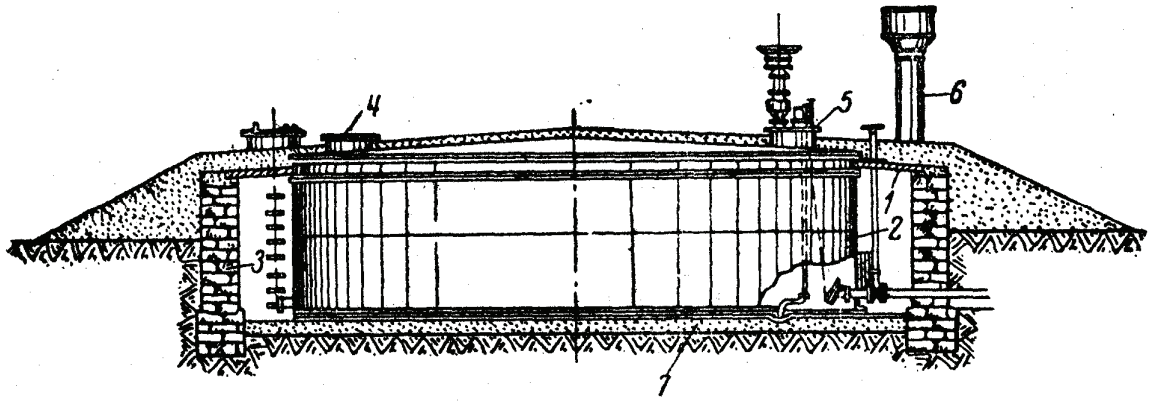


Рисунок 1.16 – Общий вид резервуара заглубленного со стенкой типа «каземат»

Резервуары с несущей оболочкой предназначены для строительства только в сухих грунтах. Конструкция подобного резервуара представлена на Рисунке 1.17.

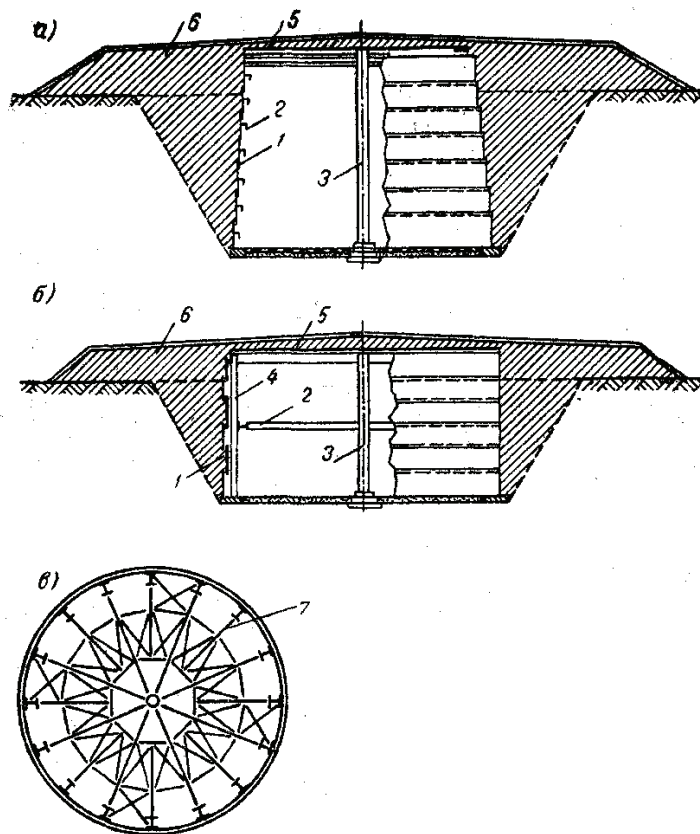


Рисунок 1.17 – Стальные резервуары с несущей оболочкой

Введенный в 1944 г. стандарт ГОСТ 2486-44 на сварные вертикальные цилиндрические резервуары предусматривал 9 типов резервуаров [147, 149]. При этом, для хранения светлых нефтепродуктов разрешалось применение резервуаров только с цельнометаллическими покрытиями [157, 166, 172, 181].

Ввиду значительного количества недостатков в 1952 г. ГОСТ 2486-44 был отменен, а дальнейшее проектирование и сооружение резервуаров велось с использованием утвержденных типовых чертежей [155].

С 1952 г. в практику резервуаростроения внедряется метод рулонирования, как отмечается в [101], являющийся прогрессивным и вытесняющим полистовой метод, который оказался неконкуренентоспособным по трудоемкости и срокам сооружения. Впоследствии, в конце XX века полистовой метод вновь возвращается, вытесняя рулонный, о чем будет отмечено ниже.

В 1929 г. В.П. Вологдин впервые применил метод рулонной заготовки отдельных частей резервуара. Способ был неоднократно проверен в производстве и впоследствии широко применялся [167, 174, 175, 181].

Экспериментальное исследование этого опытного резервуара дало положительные результаты [27, 101, 103].

Первый опытный резервуар емкостью 20 тыс. м³ был смонтирован в 1965г. в районе г. Волгограда [99, 101] (Рисунок 1.18).

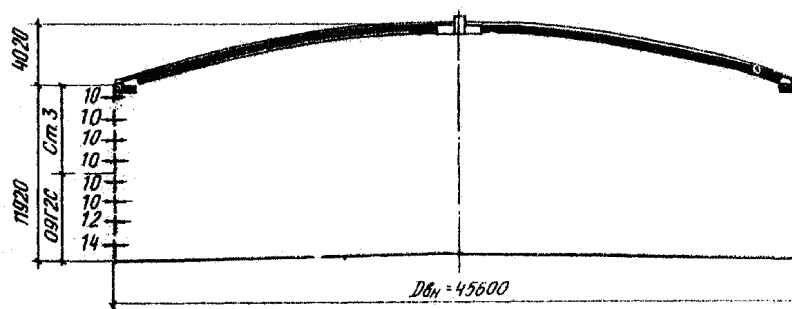


Рисунок 1.18 – Конструкция резервуара емкостью 20 тыс. м³ со сферическим покрытием

Сооружение резервуаров в северных условиях требовало новых проектных решений, учитывающих наличие вечной мерзлоты. Эти решения были применены

при сооружение Трансаляскинского нефтепровода. При сооружении резервуаров использовалась система охлаждения основания резервуаров (Рисунок 1.19) [62].

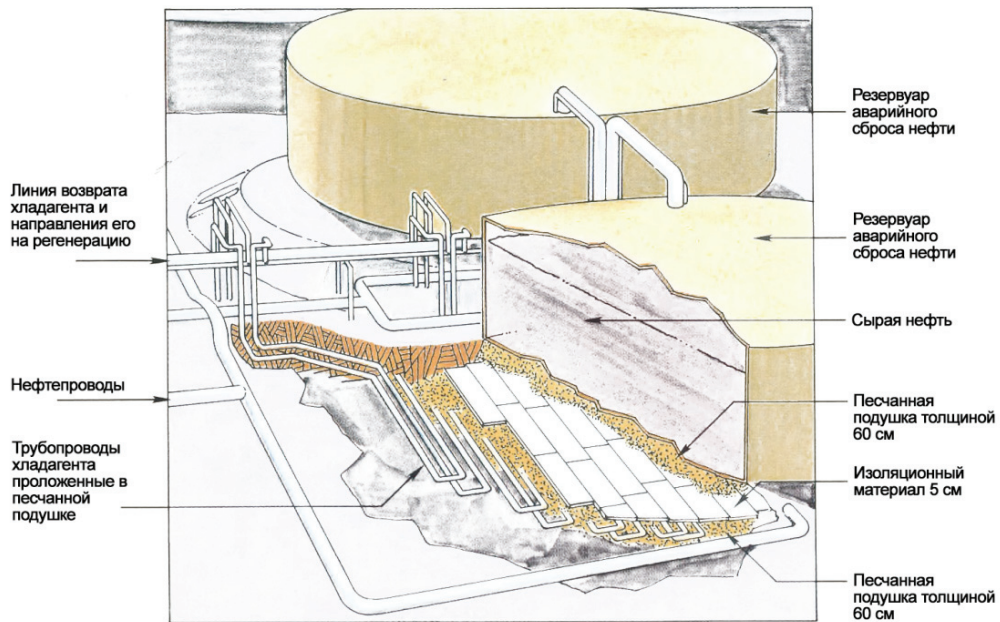


Рисунок 1.19 – Компонновка системы охлаждения основания резервуаров сооруженных на вечномерзлых грунтах

В России в 2011 г. на ГНПС N 1 «Заполярье» завершился монтаж всех восьми резервуаров для хранения нефти - объемом 20 тыс. м³ каждый. Все резервуары стоят на сваях. На сваях и все остальные объекты станции (Рисунок 1.20) [62].



Рисунок 1.20 – Общий вид резервуара на сваях

К 1975 г. наибольшее распространение в СССР получили наземные вертикальные цилиндрические резервуары [169].

Основные параметры резервуаров принимались с учетом размеров используемых листов [42, 84]. В военное время и в начале пятидесятых годов применялись листы 1400×4200 мм. В последующие годы начали применять листы 1500×6000 мм. Перечень основных типовых проектов стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, а также их разработчики представлены в Таблице 1.1.

Все перечисленные дефекты возможно устранить за счет установки дополнительных ребер жесткости или снижения нагрузки за счет понижения рабочего уровня залива нефти [24, 26].

В конце 1991 г. с политической карты мира исчезает СССР. «Главтранснефть» преобразуется в акционерную компанию «Транснефть». К тому времени акционерная компания «Транснефть» эксплуатировала 49,6 тысячи километров магистральных нефтепроводов диаметром 400...1220 мм, 404 насосные станции, 934 резервуара общей вместимостью 13,2 млн м³ [139].

Таблица 1.1 – Перечень типовых проектов резервуаров

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Объем резервуара	Организация, разработавшая проект, и дата ввода в действие
1	2	3	4
704-1-42	Резервуар сварной горизонтальный для нефтепродуктов	3	ЦНИИПроект-стальконструкция (ЦНИИПСК), 7/ХП-1969 г.
704-1-107	Резервуар стальной горизонтальный для нефтепродуктов для строительства в районах с расчетной наружной температурой по строительной части до -65° С и по оборудованию до -40° С	5	Южгипронефтепровод. Введен 1/IV-1975 г. Главнефтьснабом РСФСР

1	2	3	4
704-1-108	То же	10	То же
704-1-109	То же	25	То же
704-1-110	То же	50	То же
704-1-111	То же	75	То же
704-1-112	То же	100	То же
704-1-49	Вертикальный цилиндрический резервуар для нефти и нефтепродуктов, собираемый методом рулонирования, с понтоном и щитовой кровлей	100	ЦНИИПСК, 29/ХП-1969 г,
704-1-50	То же	100	То же
704-1-51	То же	300	То же
704-1-52	То же	400	То же
704-1-53	То же	700	То же
704-1-55	То же	2000	То же
704-1-56	То же	3000	То же
704-1-66	Вертикальный цилиндрический резервуар для нефти и нефтепродуктов, собираемый методом рулонирования, с понтоном и без понтона и щитовой кровлей для строительства в районах с обычными геологическими условиями сейсмичностью до 9 баллов, с расчетной наружной температурой до -40°C	1000	ЦНИИПСК, Южги-протрубопровод. Введен 30 ноября 1972г. Мингаз-промом
704-1-67	То же	5000	То же
704-1-68	То же	10000	То же
704-1-69	То же	15000	То же
704-1-70	То же	20000	То же
704-1-71	То же	30000	То же
704-1-19	Резервуары для нефтепродуктов, предназначенные для эксплуатации в условиях низких температур, в районах с расчетной температурой от -40°C до -65°C Резервуар для хранения светлых нефтепродуктов с объемной массой не более 0,9 кг/см ³	100	Ленинградское отделение ЦНИИПСК, 26/ХП-1966г.
704-1-20	То же	200	То же

1	2	3	4
704-1-21	То же	300	То же
704-1-22	То же	400	То же
704-1-28	Резервуары для нефтепродуктов, предназначенные для эксплуатации в условиях низких температур, в районах с расчетной температурой от -40°C до -65°C Резервуар для хранения светлых нефтепродуктов с объемной массой не более 0,9 кг/см ³	10 000	Ленинградское отделение ЦНИИПСК, 26/ХП-1966г.
704-1-29	То же	20 000	То же
704-1-23	Резервуар для хранения светлых и темных нефтепродуктов с объемной массой не более 1 кг/см ³	700	Ленинградское отделение ЦНИИПСК, 26/ХП-1966г.
704-1-24	То же	1000	То же
704-1-25	То же		То же
704-1-26	То же		То же
704-1-27	То же		То же
704-1-85	Наземный вертикальный резервуар для нефтепродуктов с гладким с внутренней стороны покрытием	400	Аэропроект, 9/ХП-1972 г.
704-1-86	То же	700	То же
704-1-87	То же	1000	То же
704-1-88	То же	2000	То же
704-1-89	То же	3000	То же
704-1-90	То же	5000	То же

Основные характеристики резервуаров акционерной компании «Транснефть» и резервуаров, применяемых в США к началу 1990 года представлены в Таблице 1.2

Таблица 1.2 – Резервуары

Показатели	Ед. изм.	СССР	США
1. Средняя емкость резервуаров на нефтепроводах	м ³ /1 рез.	10 000	
2. Единичная емкость максимальная	тыс. м ³	50	200
3. Резервуары с понтонами и плавающими крышами	%	15-20	60
4. Потери нефти при хранении	%	0,25	0,1

На начало 2020 г. в системе ПАО «Транснефть» находились в эксплуатации резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, из них:

1. По типу резервуара: вертикальный стальной со стационарной крышей без понтона (РВС) – 38%; вертикальный стальной со стационарной крышей и понтоном (РВСП) – 47%; вертикальный стальной с плавающей крышей (РВСПК) – 9%; вертикальный стальной с купольной алюминиевой крышей (РВСПА) – 2%; железобетонные ЖБР (ПК, ПА) – 4%.

2. По устройству фундамента (без учета ЖБР): монолитный – 5%; кольцевой – 68%; свайный – 21%; на песчаной подушке – 2%.

3. По методу сборки стенки (без учета ЖБР): листовая сборки – 63%; рулонной сборки – 33%.

4. С теплоизоляцией (без учета ЖБР): 4%.

5. Имеют уклон днища (без учета ЖБР): от центра днища к стенке – 86%. от стенки к центру днища – 10%.

ГЛАВА 2**РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИЙ КРОВЛИ РЕЗЕРВУАРОВ
И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ВЕРТИКАЛЬНЫХ
ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ**

На первой нефтетранспортной технической конференции в Баку в 1934 г. большое внимание уделялось вопросам предохранения нефти от испарения. Отмечалось что увеличение потерь от испарения происходило в связи с увеличением производства бензина поскольку при испарении нефти улетучиваются прежде всего легкие фракции, входящие в состав бензинов. Планомерное изучение вопроса об испарении нефти на всех этапах движения нефти от скважины до нефтеперегонного завода проводилось в США начиная с 1910 г. Д.Виггинсом. В Баку к изучению вопросов потерь нефти от испарения приступили значительно позднее поскольку производство бензина в СССР в значительных количествах началось с 1930 года [11, 91, 104, 128, 129].

Д. Виггинс считал, что 2,5% нефти из числа теряемых на промыслах, могли бы быть сохранены при использовании герметичных резервуаров. Исследования, проведенные в США, а позже и в СССР (АзНИИ) в 30-е годы двадцатого столетия позволили выявить основные причины возникновения потерь нефти и нефтепродуктов и наметить основные направления их сокращения. Способы уменьшения потери от испарения нефти из резервуаров подразделялись на следующие 4 группы: 1) меры, препятствующие колебаниям температуры внутри резервуара; 2) меры, препятствующие смене воздуха над поверхностью нефти в резервуаре; 3) меры против соприкосновения нефти с воздухом; 4) меры к полному устранению воздуха из резервуара.

Для осуществления этих мер на практике предполагалось применять следующие способы: 1) перекрытие крыши резервуара специальными изоляционными материалами [11]; 2) покрытие крыш резервуаров изолирующим слоем воды [22]; 3) поливание крыш резервуаров водой [43]; 4) снабжение резервуаров герметическими крышами [44]; 5) искусственное образование на

поверхности нефти изолирующего слоя (пены) [51]; 6) применение плавучих крыш [53]; 7) применение «дышащих» крыш [91]; 8) применение вспомогательных компенсационных газовых мешков [121]; 9) применение резервуаров, в которых нефть находится под давлением; 10) применение специального оборудования для улавливания продуктов испарений с извлечением газа из них; 11) окраска резервуаров защитными красками [11].

Как видно из приведенных выше методов сокращения потерь практически все сводится к созданию герметичных покрытий на резервуарах. В начале 30-х годов двадцатого столетия сущность указанных методов заключалась в следующем.

1. Изоляционные перекрытия. Крыши, покрытые изоляционным материалом, например, крыши «Johns Manville» давали до 50% уменьшения потерь по сравнению с крышами, покрытыми кровельным железом.

2. Резервуары с изолирующим слоем воды строились с плоской герметической крышей, имеющей бортик в 3-4 дюйма высотой, дающий возможность покрыть крышу соответствующим слоем воды.

3. Оборудование крыш специальными душами, опрыскивающими их холодной водой в жаркое время. При этом в дополнение к охлаждающему действию воды, имеющей более низкую температуру, чем резервуар, прибавлялось еще охлаждение от испарения воды.

4. Снабжение резервуаров герметическими крышами, покрытыми железом толщиной 6/32" или 3/16" с клепанными или сварными швами и оборудованными дыхательными клапанами.

5. Образование слоя пены на поверхности нефти с помощью специального химического состава «силайт», изолирующего нефть от соприкосновения с воздухом.

6. Снабжение резервуаров плавучими крышами, имеющими целью устранение воздуха из резервуара, т. е. уничтожение газового пространства над нефтью. Кровля находящаяся на поверхности нефти, поднималась и опускалась вместе с ее уровнем по мере наполнения или опорожнения резервуаров.

7. «Дышащие» кровли представляли собой комбинацию нефтяного резервуара и газгольдера в одном варианте. Вся конструкция газонепроницаема и дает возможность изменения величины пространства, занятого в резервуаре смесью паров с воздухом, в зависимости от температуры этой смеси.

8. Компенсационный «дышащий» газовый мешок. Под этим названием подразумевались мешки из хлопчатобумажной ткани, непроницаемые для паров бензина и помещаемые в отдельном здании, которое должно быть достаточно велико чтобы вместить в себя раздувшийся мешок. Мешок соединялся с газовым пространством резервуара, образуя вместе замкнутую систему. При увеличении объема газовой смеси в резервуаре она частично переходила в компенсационный мешок, раздувая его, при охлаждении этот объем засасывается обратно.

9. Резервуары для хранения нефти под давлением. Применение таких резервуаров имело целью полное устранение испарения. Одна из лучших систем того времени – сферические резервуары Хортона, употребляемые для хранения высших сортов бензина.

10 Улавливание продуктов испарения состояло в том, что системой клапанов и труб герметически закрытый резервуар соединялся с очень чувствительными регуляторами, из которых один действовал при повышении давления в резервуаре и открывался для пропуска паров жидкости в линию, идущую к поглотительной газолиновой установке, а другой действовал при образовании вакуума и, открывая соответствующий клапан, впускал необходимое количество отбензиненного газа из линии высокого давления. Таким образом, получалась замкнутая система с постоянным регулированием давления вакуума в резервуаре и полным сохранением паров жидкости.

11. Окраска резервуаров в светлые цвета – белый или серый – уменьшает потери от испарения, т. к. светлые цвета отражают солнечные лучи.

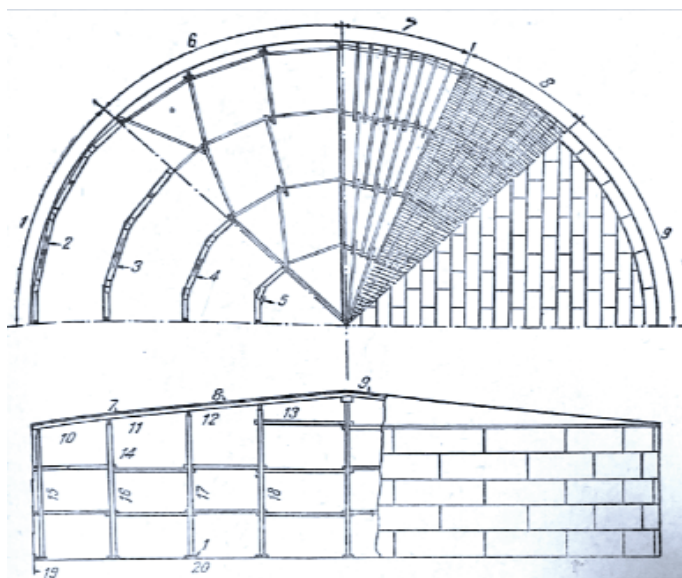
Был сделан и ряд других предложений, которые как будто должны были дать хорошие результаты, но в силу выявившихся недостатков, они не получили практического применения.

2.1. Стальные резервуары с деревянной крышей

Резервуары такой конструкции не были распространены в США в 30-е годы: это были большей частью старые резервуары, оставшиеся от прошлого, когда борьба с потерями на испарение не имела большого значения.

Преимущества этих резервуаров – в их меньшей стоимости; но эта меньшая стоимость не окупалась теми невыгодами, которые эти крыши имели от больших потерь на испарение и увеличения пожарной опасности. Статистика показывала, что из 304 зарегистрированных случаев пожаров нефтяных резервуаров только 73 случая, т. е. 24%, приходились на долю так называемых герметичных резервуаров со стальной крышей, остальные 76% приходились на резервуары с деревянной крышей, земляные и т. п. Защита таких резервуаров от грозových разрядов являлась сложным делом и требовала неустанного внимания. Попытки рационализировать деревянные крыши, делая их герметичными, не получили распространения. Из таких удачных попыток в СССР было предложение А.И. Карташева для резервуара емкостью в 6500 м³. Переделка старых деревянных крыш по методу А.И. Карташева по его подсчетам могла стоить для резервуара емкостью в 5000 м³ около 350 руб. Одна из крупных фирм, занимающихся расчетом и сооружением резервуаров „Чикаго Айрон энд Бридж Уоркс“, была вынуждена иногда делать резервуары с деревянной крышей, исполняя желание заказчиков, но она высказывалась против таких резервуаров и не гарантировала их безопасную работу. На Рисунке 2.1 показана конструкция такой деревянной крыши для резервуара емкостью в 8750 м³.

Внутри резервуара стойки образуют 4 концентрических окружности, на которых уложены перекладины, а поверх последних укладывались радиально стропила. Стропила обшивались деревянной обрешеткой, поверх которой накладывались два слоя кровельной прокладки и слой кровельного железа толщиной в 0,8 мм, который прибивался к обрешетке гвоздями. При покрытии крыш кровельным железом применялась форма коническая с деревянными стропилами, один конец которых укреплялся в особой форме «башмаке» или в угловом железе, укрепляемых в свою очередь в верхней части последнего пояса резервуара, а второй конец – в центровом железном или чугунном кольце.



1 – подкладки на днище под опоры; 2 – $R = 17,5$ м; 3 – $R = 13,34$ м; 4 – $R = 9,07$ м;
 5 – $R = 5,03$ м; 6 – балки между колоннами; 7 – стропила и перекладины;
 8 – обрешетка $2,5 \times 30,5$ см; 9 – черное кровельное железо толщиной 0,8 мм поверх
 двух слоев крышной бумаги; 10 – 144 стропила; 11 – 100 стропил; 12 – 64 стропила;
 13 – 32 стропила; 14 – перекладины; 15 – 24 опоры 15×15 см; 16 – 20 опор 15×15 см;
 17 – 16 опор 15×15 см; 18 – 8 опор 15×15 см; 19 радиус 17,83 м; 20 – радиальное
 сечение; 21 – вид сбоку

Рисунок 2.1 – Конструкция резервуара с деревянной крышей

«Чикаго Айрон энд Бридж Воркс»

Общий вид указанной крыши без кровли показан на Рисунке 2.2, а на Рисунке 2.3 дан вид расположения деревянных стропил и центрального кольца, заснятых из центра резервуара при расположении фотоаппарата объективом вверх. Деревянные стропила, вышедшие было совершенно из употребления, нашли себе вновь применение в утвержденном стандарте железных клепаных резервуаров, где они были призваны в некоторой части заменить стропила железные, и где они уже были применены при герметических крышах из листового металла толщиной от 2,5 до 3 мм. Следует отметить, что коническая форма встречалась и в клепаных крышах из тонкого листового железа при железных стропилах и нашла применение в стандартных резервуарах.

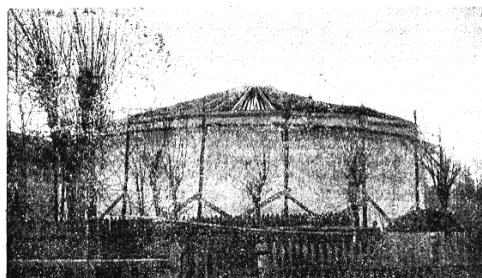


Рисунок 2.2 – Вид крыши без кровли

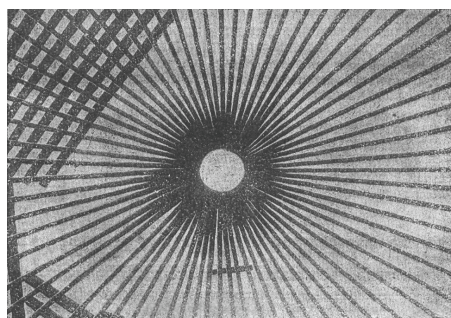


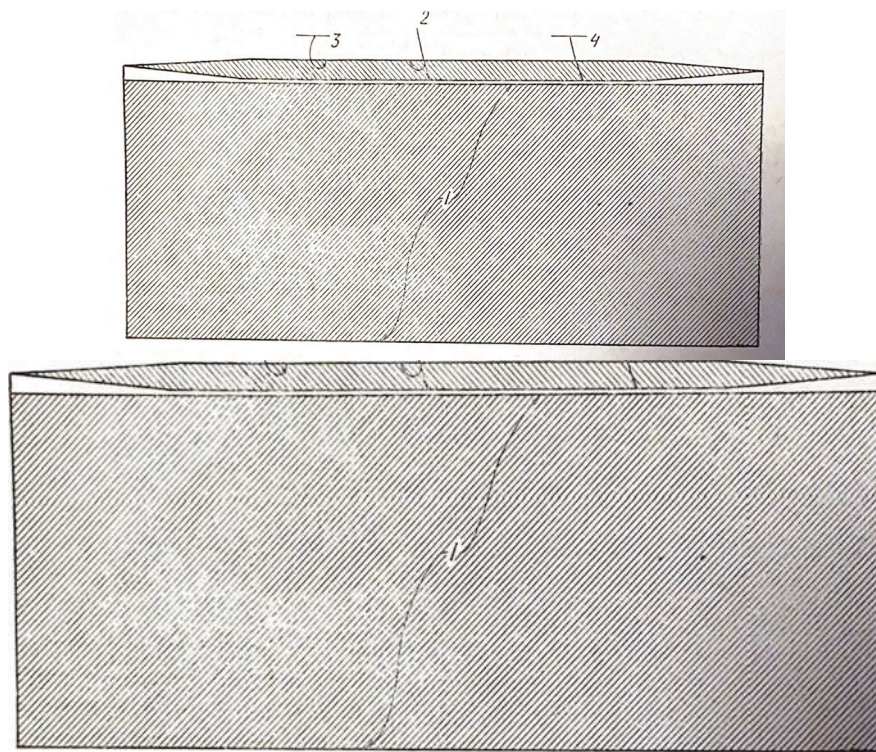
Рисунок 2.3 – Расположение деревянных стропил

Встречалась еще и плоская форма крыши из тонкого листового железа с закраиной (обечайкой) высотой 120—200 мм, позволяющая сохранять на крыше достаточный для ее охлаждения слой воды. Этот тип крыши распространения не получил, так как крыша получалась тяжелая и уход за ней с точки зрения предохранения от коррозии почти никогда не давал нужных результатов.

2.2 Резервуары с дышащими крышами

Чтобы не выпускать пары бензина из резервуара при повышении температуры и не впускать воздух внутрь резервуара при понижении ее и вместе с тем не создавать в резервуаре чрезмерных напряжений Д. Виггинс предложил резервуары с упругой крышей, имеющей возможность подыматься в первом случае и опускаться во втором, тем самым увеличивая и уменьшая объем резервуара. Такие резервуары с дышащей крышей вполне оправдывали свое назначение, когда употреблялись для длительного хранения продуктов с невысокой упругостью паров. Принцип действия этого резервуара понятен из Рисунка 2.4. Здесь представлен резервуар емкостью в 12750 м^3 с дышащей крышей которая в центре может перемещаться на 61 – 66 см. В силу этого крыша делалась с известным напуском,

чтобы под действием, давления газа она могла принять выпуклое положение. Многократно поднимающаяся и опускающаяся крыша вызывала опасение за целостность своих швов и прочность металла в местах попеременного изгибания и выпрямления. Произведенные над крышей испытания показали, что после 293 попеременных поднятий и опусканий все швы крыши не обнаружили ПРИ испытании на прочность и плотность никаких дефектов. В 1935 году профессор А.Ф. Притула при посещении США осматривая резервуары после трехлетней эксплуатации и отметил что они работали вполне удовлетворительно.



1 – нефть; 2 – газовое пространство, образуемое дышащей крышей; 3 – наивысшее положение крыши; 4 – наинизшее положение крыши

Рисунок 2.4 – Схема действия резервуара Д. Виггинса с дышащей крышей:

Экономическая целесообразность применения дышащих крыш, как уже было указано выше, ограничивалась случаями длительного хранения продуктов; дышащие крыши нецелесообразны для оперативных резервуаров. В Таблице 2.1 приведены данные по сравнению экономических результатов эксплуатации обыкновенного резервуара с конической герметичной крышей, для которого взяты

выгодные условия подъема крыши (1:24 вместо обычных 1:8) и такой же емкости резервуара с дышащей крышей.

Таблица 2.1 – Сравнение экономических результатов эксплуатации обыкновенного резервуара с конической герметичной крышей и такой же емкости резервуара с дышащей крышей

Крыши Д. Виггинса	Обыкновенная герметическая коническая крыша
Ежесуточное расширение в м ³ 662,03 Количество сохраняемой дышащей крышей смеси паров бензина и воздуха в м ³ 304,23 Ежесуточная потеря смеси, в м ³ 317,80	Ежесуточное расширение в м ³ 661,37 Количество сохраняемой конической крышей смеси паров бензина с воздухом в м ³ 0,00 Ежесуточная потеря смеси в м ³ 661,37

При сравнении пользовались резервуарами емкостью по 12720 м³.

Наблюдения показали, что применение этого способа для хранения нефтей с большим процентом серы уменьшало разъедание внутренних стенок крыши и корпуса резервуаров по сравнению с разъеданием, имеющим место в резервуарах с обычной герметической крышей. По-видимому, это объясняется тем, что воздух, поступающий в резервуар обычной конструкции, содержит в себе влагу, которая конденсируется на стенках резервуара; соединение сернистых паров нефти с конденсировавшейся влагой образует серно-кислые соединения, которые и корродируют стенки резервуара.

2.3 Изоляция крыш

Хорошие экономические результаты давала теплоизоляция крыши по системе Д. Манвилла. Крыша эта состояла из асбестовых листов, прочно сшитых между собою, в этом виде они составляют плотное, почти герметичное покрытие также и в месте соединения крыши со стенками корпуса. Крыши снабжались

громоотводами, составляющими неотъемлемую часть крыши Д. Манвилла, это – кронштейны вокруг резервуаров, на которых натянута проволочная сетка. Эти крыши давали заметное уменьшение потерь на испарение. Если герметичные стальные резервуары с коническими крышами давали в течение года потери в 7,34%, то при таких же условиях крыши Д. Манвилла давали потери только в 1,54%.

На некоторых нефтеперегонных заводах употреблялась изолированная крыша Стаффа. К стенкам корпуса резервуара толщиной 5,55 мм приваривалось угловое железо 11 размерами 76,2×76,2×9,5 мм (Рисунок 2.5). Это угловое железо служило для прикрепления стального листа по окружности толщиной 3,55 мм и шириною в 1 м. Прикрепление листа к угловому железу делалось при помощи прокладки 12 специальными болтами 13. Крыша покоилась на обрешетке 14 размерами 2,5×25,4 см, поддерживаемой стропилами 15 размером 5х20,3 см. На обрешетку укладывались два слоя пропитанной древесной смолой бумаги или войлока 1; после этого прокладка натрового растворимого стекла 2; сверху один слой пропитанной бумаги 3, прокладка асбестового цемента 4, цемент 5 толщиной в 1,27 см, опять слой асбестового цемента 6; все это перекрывалось крышной тканью 7, прикрывалось резервуарным железом 8 толщиной 3,55 мм и шириной в 1 м лист замазывался 9 пластичной замазкой и красился алюминиевой краской при битуминозной грунтовке 10.

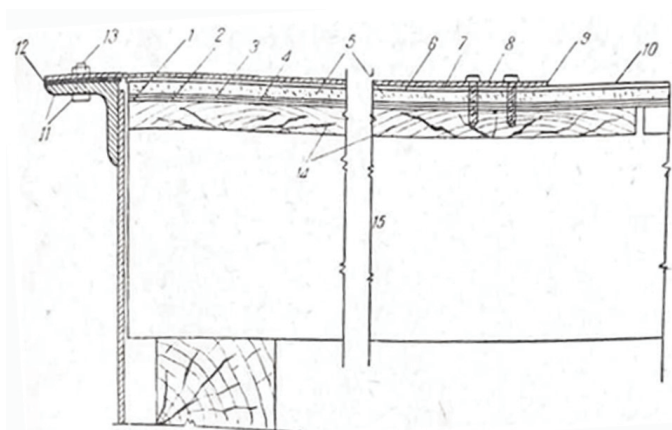


Рисунок 2.5 – Изолированная крыша Стаффа

Для резервуаров небольшой емкости практиковалась заделка в каменную кладку, но это был дорогой способ, и к тому же он имел неудобства в отношении трудности осмотра и ремонта резервуара. Применение железобетонных резервуаров дало бы несомненный эффект в отношении снижения потерь на испарение, но одновременно с тем значительно увеличились бы потери на просачивание (пока отсутствовало какое-либо покрытие, делающее бетон непроницаемым для бензина).

Рассматривалось применение резервуара с двойной стенкой. Внешняя оболочка возвышалась над крышей. Не нашли широкого распространения изоляции крыши асбестом и другими материалами, значительно удорожающими постройку резервуара. К изоляционным же устройствам можно было отнести построенные из бетона, железобетона, самана и прочих местных материалов кожуха, окружающего железные резервуары таким образом, что между ними создавалось воздушное пространство (Рисунок 2.6).

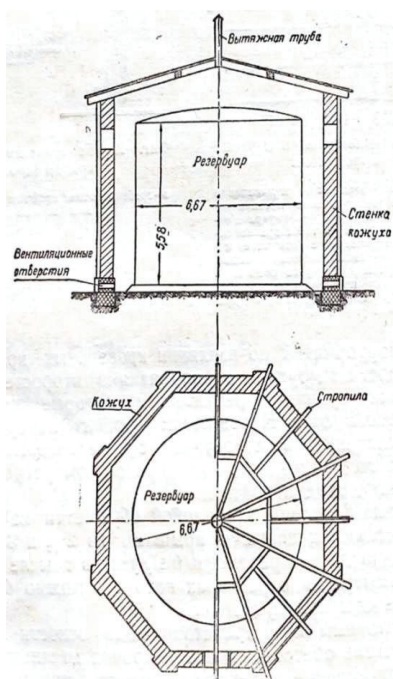


Рисунок 2.6 – Защитный кожух вокруг резервуара

Кожухи сохранялись на некоторых нефтескладах старой постройки, впоследствии от их строительства ввиду их дороговизны в большинстве случаев отказывались. При устройстве кожухов особое внимание обращалось на герметичность крыш резервуаров, так как отсутствие этой герметичности

вследствие постоянного воздушного потока в пространстве между кожухом и резервуаром могло привести к очень большим потерям и свести к нулю все значение кожуха. По американским наблюдениям, применение кожухов снижало потери от испарения почти до 50%. На базах Союзнефтьсбыта производилась опытная проверка изоляций из толя, войлока и известкового слоя, дающих неплохие показатели уменьшения испарения.

Водяное охлаждение применялось с целью понижения температуры смеси паров и воздуха в газовом пространстве и жидкостей, находящихся в резервуаре. Различали два типа охлаждения: залитая водой (плоская) крыша и водяные оросители. Результаты применения водяного охлаждения можно было увидеть из следующих данных, полученных в Америке за 85 летних дней. Наблюдение производилось над 3 герметическими резервуарами небольшой емкости, заполненными бензином удельного веса 0,740 (Таблица 2.2). Резервуары были оборудованы дыхательными клапанами.

Таблица 2.2 – Эффективность применения охлаждения крыши резервуара

Параметр	Резервуар с оросителем	Резервуар с залитой водой крышей	Резервуар без охлаждения
Потери за 85 дней, в %	0,65	0,9	1,54
Средняя температура поверхности бензина, в °С	27	28	35
Средняя температура бензина в резервуаре, в °С	23	26	27
Изменение в удельном весе	0,741	0,742	0,743

Из приведенной Таблицы видно, что применение оросителей уменьшает потери от испарения больше чем на 50%, и что при хранении легко испаряющихся жидкостей эти оросители необходимо обязательно устанавливать. Эти же данные

показывают, что для уменьшения испарения система орошения дает несколько лучшие результаты, чем залитая водой плоская крыша. Объясняется это тем, что при орошении стекающая с крыши вода попадает на боковую поверхность резервуара и, испаряясь на ней, способствует дальнейшему понижению температуры жидкости в резервуаре.

2.4 Стандартные стальные резервуары с конической герметичной крышей

Для хранения обыкновенных нефтей и тяжелых бензинов, керосинов и тому подобных нефтяных продуктов повсеместным распространением пользовались стальные резервуары с конической герметичной крышей. Использование таких резервуаров в значительной степени уменьшает потери от испарения.

Стандартные стальные резервуары для хранения нефти рассчитывались, исходя не из внутреннего давления газов, но из давления, которое столб жидкости будет иметь на каждый пояс резервуара. Такой резервуар большой емкости, примерно 8 750 — 12 750 м³, с крышей из стали толщиной в 3,2 мм может одновременно с давлением жидкости выдержать еще добавочное давление в 76 мм вод. столба. Если бы такой резервуар был снабжен отверстием для свободного выхода излишка газов и входа воздуха, то избыточная прочность его не была бы использована. Для использования прочности резервуара в целях борьбы с испарением нефтяных продуктов герметичные резервуары всех систем снабжаются дыхательной аппаратурой, которая рассчитывается так, чтобы выпускать газ и впускать воздух только тогда, когда внутреннее давление и вакуум переходят за пределы прочности резервуаров. Стандартные резервуары с дыхательными клапанами, отрегулированными на внутреннее давления в 76 мм вод. столба, уменьшают потери на испарение до 1,0 – 1,2%.

При сооружении резервуаров много внимания уделяется фундаментам, так как перекосы резервуара не только затрудняют эксплуатацию, но одновременно с тем вызывает местные перенапряжения и, как следствие этого, течи. Неровная осевшая площадка под резервуаром затрудняет также пригонку крыши, так как

делает резервуар некруглым. Законченный резервуар испытывался заполнением водою до верхнего угольника; испытание крыши производилось созданием внутри резервуара давления, для стандартных резервуаров – 76 мм вод. столба, со смачиванием всех швов с наружной стороны мыльной водою. Давление поддерживалось в течении 30 минут.

Сталь для резервуаров употреблялась мартеновская с содержанием фосфора 0,04 – 0,06%, серы – не выше 0,05 – 0,06%. Вертикальные стальные резервуары с числом поясов не свыше шести делались с телескопическим расположением поясов. В резервуарах с семью поясами второй пояс должен быть снаружи первого, остальные должны были быть внутри второго пояса. В резервуарах, имеющих восемь поясов второй пояс находился внутри первого, но третий снаружи второго, остальные внутри нижележащих. Конструкция резервуаров от 12,5 до 27,4 м показана на Рисунке 2.7.

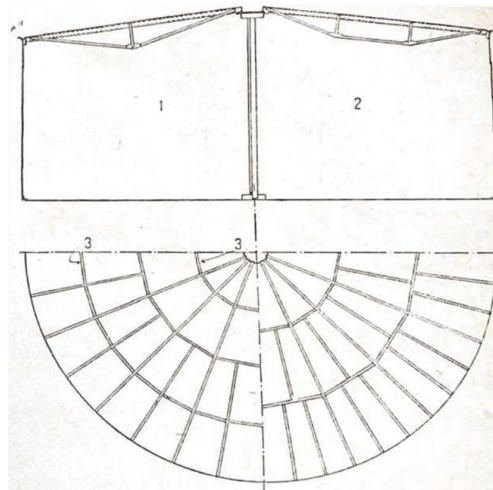


Рисунок 2.7 – Конструкция резервуаров «Чикаго Айрон энд Бридж Воркс» диаметрами 12,5 – 27,4 м

Зачеканка дающих течи неплотных швов не должна была производиться при наполненном резервуаре, так как развивающиеся при этом напряжения могли превысить временное сопротивление материала и последний мог разорваться.

2.5 Резервуары с радиальной крышей

Эти резервуары имели радиально расположенные стропила. Крыша образовывала между этими стропилами своды (Рисунок 2.8). Днище устроено таким же образом из радиально расположенных балок, но своды днища направлены в обратную сторону выпуклостью вниз. Верхние и нижние балки соединялись между собою вертикальными стяжками, которые одновременно являлись опорами для крыши и в то же время растяжками. Благодаря такому устройству резервуары получали дополнительную прочность, что давало возможность повышать внутреннее давление. Так для резервуара емкостью в 6360 м^3 (Рисунок 2.9) внутреннее давление безопасно могло быть поднято до $0,42 \text{ кг/см}^2$.

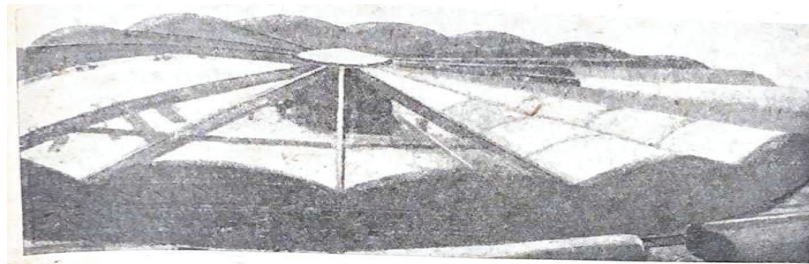
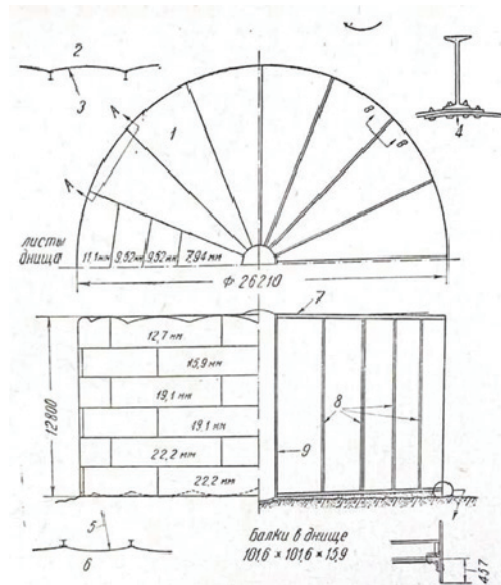


Рисунок 2.8 – Устройство крыши резервуара с радиальными стропилами сверху и радиальными балками

Известны максимальные размеры резервуара – до 12720 м^3 . Повышенная стоимость резервуаров такой конструкции в сравнении с обыкновенными стандартными резервуарами делала их экономически целесообразными только для хранения таких легких продуктов, как бензин из газа, упругость паров которого достигала 7 м вод. столба. Для таких резервуаров обыкновенно употреблялся песчаный фундамент, обделанный по форме дна; несколько выдающиеся внизу стенки резервуара действовали как борты, препятствующие выпячиванию песка из-под резервуара. Иногда фундамент такого резервуара делался в виде радиально расположенных бетонных стенок, причем каждая стенка отвечала радиальной балке днища. При таком устройстве резервуара днище не соприкасается непосредственно с грунтом и его можно окрашивать (Рисунок 2.10).



1 – крышные листы толщиной в 4,76 мм; 2 – разрез по АА через крышу;
 3 – радиус 762 см; 4 – разрез по ВВ днища; 5 – радиус подъема перекрытия днища
 1097 см; 6 – разрез по АА в днище; 7 – 16 радиальных стропил весом по 62,4 кг/м;
 8 – 64 стяжки размерами по 152×152×11,1 мм; 9 – труба 198 см из листовой стали
 толщиной 6,35 мм

Рисунок 2.9 – Основные размеры резервуара
 с радиальной крышей емкостью в 6360 м³

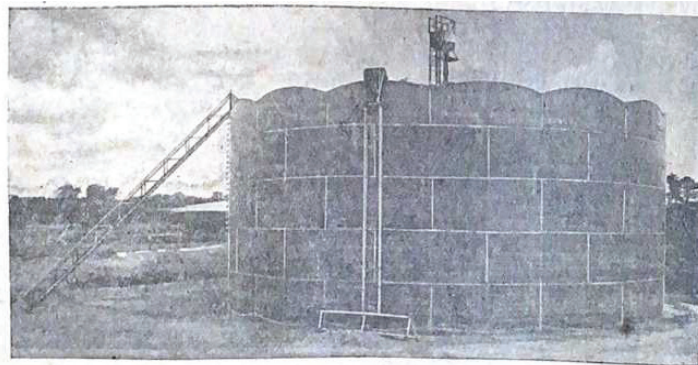


Рисунок 2.10 – Резервуар с радиальной крышей на песчаном фундаменте

2.6 Резервуары для хранения под давлением

Резервуары для хранения под давлением применяются исключительно для высших сортов легких нефтепродуктов [14, 43]. Если поддерживать в хранилищах внутреннее давление, то можно предохранить продукт от испарения, зависящего от изменения температуры. По американским данным внутреннее давление в 42 мм водяного столба, может предупредить испарение от «дыхания» в пределах повышения температуры на 5-6 °С [15, 18]. Сосуды малой емкости, допускающие по своей конструкции сравнительно большое внутреннее давление, обычно предохраняют продукт от испарения, к числу таких можно отнести небольшие хранилища из старых цилиндрических паровых котлов, применяемых на газолиновых заводах, в которых можно было хранить газолин под давлением около 1 атм в зависимости от состояния котла. В начале 30-х годов сфероид Х.Е. Хортон являлся новым видом хранилища для бензина под давлением (Рисунок 2.11). Он стремится сохранить свою форму, и любая часть материала сфероида работает на растяжение [107].

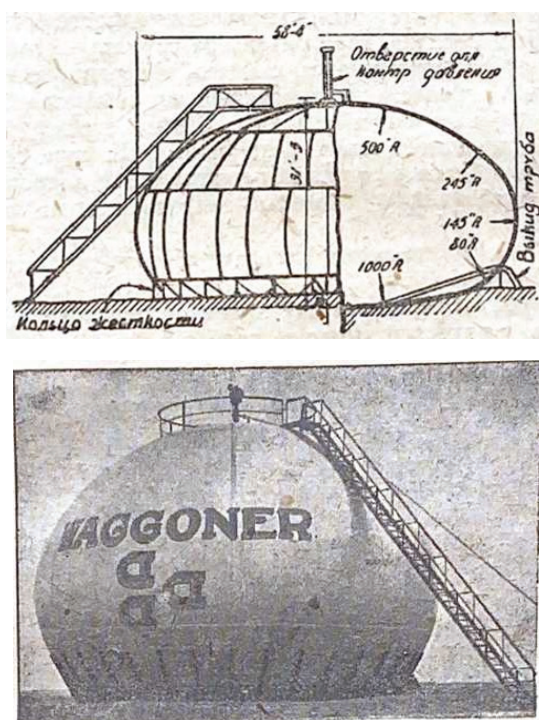


Рисунок 2.11 – Сфероид Х.Е. Хортон

Сфероид Х.Е. Хортона имеет ту форму, какую примет резиновый шар, наполненный водой, подвергнутый внутреннему давлению газа и покоящийся на плоскости. Это дает возможность определить геометрическую форму сфероида Х.Е. Хортона. Предполагая изотропное строение материала пузыря, получаем симметричное распределение усилий, вызванных гидростатический давлением по окружности. Таким образом, горизонтальное сечение сфероида будет круг. Далее, если такая сфера подвергнется сжатию в вертикальном направлении так, что все размеры, параллельные вертикали, изменяются в каком-то отношении; а перпендикулярные к нему остаются без изменения, то она деформируется в эллипсоид вращения. Итак, резиновый шар, при соблюдении этих двух условий, деформируется в эллипсоид вращения. И сфероид Х.Е.Хортона есть ни что иное, как сплюснутый у основания эллипсоид вращения с вертикальной осью вращения.

Преимуществом сфероидального резервуара является его стремление менять форму однообразно. Сфероид Х.Е. Хортона применяется для хранения испаряющихся при обыкновенной температуре жидкостей. Потери газа при хранении сводятся к нулю, так как максимальное давление, возникающее в сфероиде даже в самое жаркое время года, меньше того давления, при котором открывается его выпускной клапан (1,05 атм). Слабым местом, с точки зрения прочности сфероида, является место перехода криволинейных стенок в плоское дно. Возникающие там напряжения становятся особенно опасными вследствие действия горизонтальных и вертикальных сил, меняющихся с изменением уровня жидкости в резервуаре. Поэтому стенки сфероида у основания по периферии снабжены приклепанными к нему угольниками. Изготавливались сфероиды емкостью в 387, 800, 1600, 3200 т. Президент «Чикаго Айрон энд Бридж Воркс» инж. Х.Е. Хортон предложил строить резервуары такой формы, при которой возникающие в них напряжения были бы одинаковы по всем направлениям; эту форму для жидкостей с небольшой упругостью паров он рассматривал в виде плоского сфероида, который получается, если на ровную поверхность положить наполненный водою шар из тонкой резины (Рисунки 2.12,2.13), для хранения жидкости с более высокой упругостью паров резервуар такой формы, которая получится при установке такого

же резинового шара с толстыми стенками на ровную поверхность (Рисунок 2.14). Наконец, для хранения жидкостей с весьма высокой упругостью паров употребляются резервуары в форме шара (Рисунок 2.15). Такая конструкция резервуаров позволяет достигнуть необходимой прочности резервуара

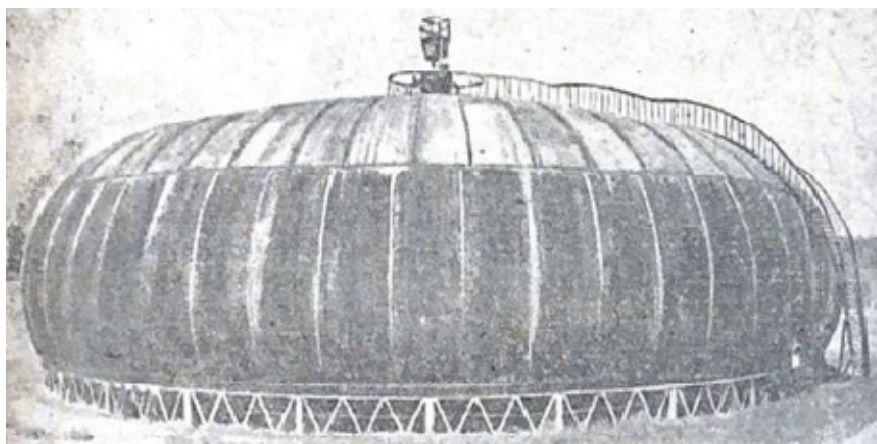


Рисунок 2.12 - Резервуар – сфероид для жидкости с высокой упругостью паров



Рисунок 2.13 – Сохранившийся в 21 веке резервуар для хранения нефти в хранилище Пол Валлей (Оклахома)

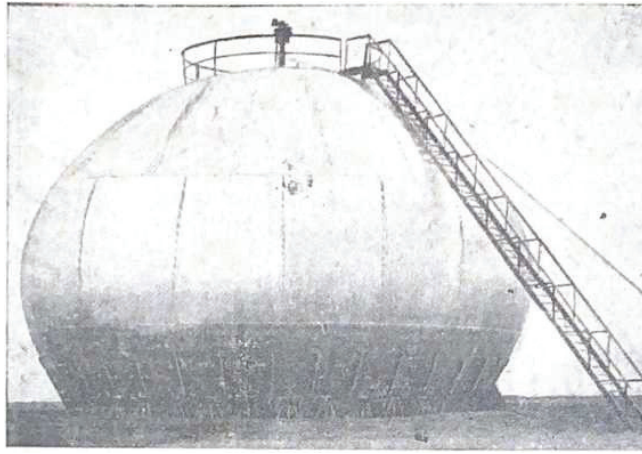


Рисунок 2.14 – Резервуар – сфероид для жидкости с более высокой упругостью паров

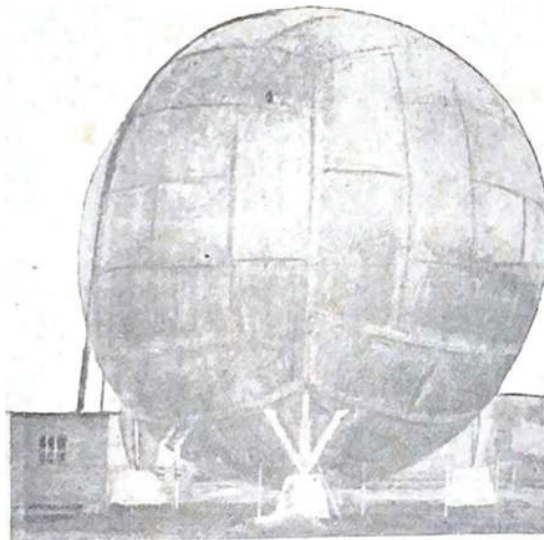


Рисунок 2.15 – Резервуар – сфероид для хранения жидкостей с весьма высокой упругостью паров

Приблизительная стоимость резервуара – сферы, построенного на одном из нефтеперегонных заводов в Понка – Сити (Оклахома) емкостью в 4000 м^3 для внутреннего рабочего давления $2,8 \text{ кг/см}^2$ около 15,1 руб. за 1 м^3 емкости, т. е. примерно в 4 раза дороже обыкновенного резервуара такой же емкости с конической герметичной крышей.

Из перечисленных выше резервуаров различных конструкций каждый может быть с выгодой применяем только в соответствующих условиях. Например,

хранение легкой нефти или тяжелого бензина в сфероидах и тем более в сферах экономически нецелесообразно, так как затраты на эти резервуары не окупятся теми выгодами, которые при этом получатся. Но эти же резервуары, несмотря на свою дороговизну безусловно экономически целесообразны для хранения бензина из газа бутана и т. п. [130].

На Рисунке 2.16 представлена диаграмма, разработанная к концу 30-х годов двадцатого столетия на основе анализа эксплуатации резервуаров различного типа. С помощью этой диаграммы всегда можно было ориентироваться в правильном использовании всех перечисленных выше конструкций резервуаров. На оси абсцисс отложены упругости паров при температуре в $37,8^{\circ}\text{C}$. Из этой диаграммы видно, что для легких нефтей или бензинов с упругостью паров не выше 7 м вод. столба (при указанной выше температуре) целесообразно пользоваться для длительного хранения нефти резервуарами с дышащими крышами или для оперативных резервуаров — с плавающими крышами (если такие резервуары расположены вне парков, отдельно). Для хранения жидкости с упругостью паров 7–14 м вод. столба целесообразно пользоваться резервуарами с радиальной крышей.

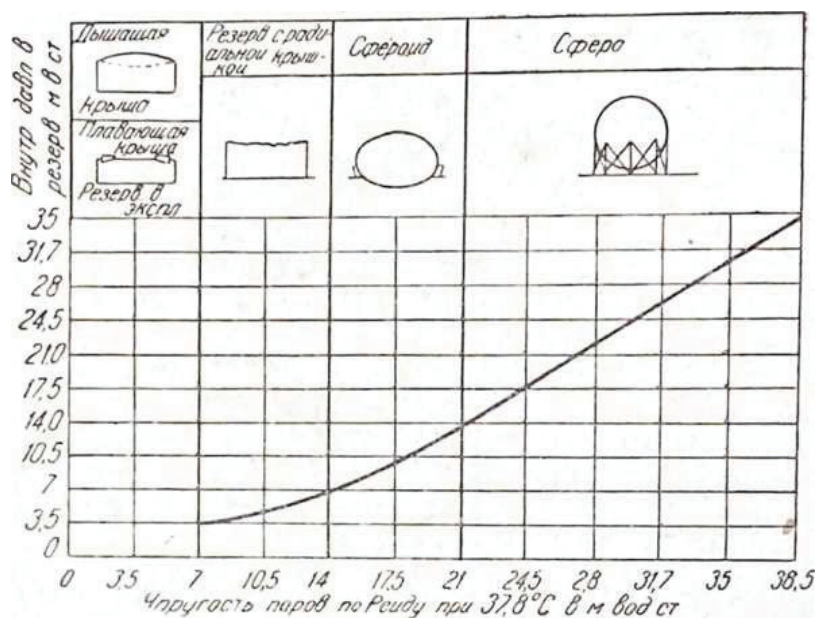


Рисунок 2.16 – Диаграмма для установления условий применения резервуаров различных конструкций

2.7 Защита резервуара от наружной и внутренней коррозии

В отношении наружной коррозии резервуары подразделяются на подвергающиеся действию атмосферной коррозии и действию подземной коррозии. Для резервуаров, не погруженных в почву, подземной коррозии подвергается только наружная поверхность днища, атмосферной же коррозии подвергается вся остальная наружная поверхность резервуара [11, 16].

Атмосферная коррозия не отличается особенной интенсивностью, и применение качественной окраски успешно защитит резервуар от коррозии. Атмосферная коррозия концентрируется главным образом в тех местах, где влага может задерживаться на металле: во впадинах крыши, в углублениях около швов внахлестку и т. п. Поэтому больше всего поражается наружной коррозией крыша. Иногда коррозия крыши обуславливается слишком близким расположением резервуаров около железных дорог. Дым угольных топок паровозов откладывает на крышах резервуаров твердые частицы, увлекаемые вместе с дымом из топок, которые в большинстве случаев содержат серу. Последняя является возбудителем коррозии.

На интенсивность коррозии наружной поверхности днища резервуаров влияют прежде всего химический состав основания и влажность его. Лучше всего, когда основанием резервуара является песок. При создании резервуарных парков надо выбрать площадку под строительство таким образом, чтобы выбранное место было сухим и не затоплялось. На интенсивность коррозии могут оказывать влияние блуждающие токи, если поблизости имеются источники постоянного тока или же проходят трамвай или электрическая железная дорога.

Для уменьшения коррозии в 30-е годы прошлого столетия часто практиковалась заливка основания тяжелой нефтью или асфальтом, причем принимались меры к предотвращению вымывания асфальта из-под резервуара. Иногда заливку основания резервуара время от времени возобновляли. Для этого основание под резервуаром обрабатывалось на конус вершиной вверх, и к вершине конуса подводилась трубка диаметром 5 см. Через эту трубку каждые 3 – 6 месяцев

при помощи ручного насоса закачивали жидкий асфальт или другую нефтяную жидкость до тех пор, пока она не покажется из-под окружности резервуара.

Иногда наружную поверхность днища изолировали так, как изолируют обыкновенные трубопроводы. Днище тщательно чистилось проволочными щетками, на него накладывался слой грунтовки, состоящий из растворенного в бензине асфальта, заботясь о том, чтобы грунтовка заполняла все неровности поверхности металла. На высохшую грунтовку в два слоя накладывался асфальт по возможности толстым слоем. На не успевший остыть асфальт накладывалась и плотно прижималась асбестовая ткань, и в таком виде днище опускалось на основание.

Хорошие результаты для сохранения днища давало устройство под резервуаром бетонного основания; нужно лишь было обращать внимание на то, чтобы на поверхности бетонного основания не оставалось углублений, где могла накапливаться вода и собираться воздух, стимулирующие коррозию.

Не допускалось делать под резервуары подсыпку из шлака или золы, обладающих хорошими дренирующими свойствами и одновременно с тем дешевых, так как зола и шлак содержат серу, которая стимулирует интенсивную коррозию днища. Внутренняя коррозия резервуаров также стимулируется или влажным воздухом, или отдельными составляющими нефти и осаждающейся на дне резервуара водой. Наиболее слабой является коррозия атмосферного характера; она поражает главным образом поверхность крыши и верхние пояса резервуаров, которые чаще всего приходят в соприкосновение с воздухом и влагой.

При более или менее длительном хранении нефти из нее выделяется вода, осаждающаяся на дне резервуара, которая в большинстве случаев является хорошим электролитом. Металл резервуара, а тем более его отдельные листы неоднородны по своему составу; эти неоднородные части, равно как и отдельные заклепки, сварные швы, поврежденные структурно части металла, а также осаждающееся сернистое железо и другие примеси в присутствии электролита обладают различными потенциалами, способными образовать гальванопары, являющиеся возбудителями коррозии. Особенно интенсивно разъедается металл резервуара в случае содержания в воде таких составляющих, как хлористый магний, серноокислый кальций и др.

В одном случае происходит гидролиз хлористого магния, который особенно энергично протекает при подогревании, с выделением соляной кислоты. Во другом случае сернокислый кальций в присутствии какого-либо органического вещества и горячей воды выделяет серную кислоту.

Коррозия от действия осаждающихся вод поражает днище резервуара. Иногда она протекает довольно интенсивно, но значительно уступает по интенсивности той коррозии, которая возникает при хранении в резервуарах сернистых нефтей.

Процесс коррозии сернистыми нефтями протекает примерно по такой схеме. Свободное, пространство над поверхностью нефти в резервуаре днем заполняется парами легкими парами нефти, а ночью при охлаждении их в это же пространство устремляется атмосферный воздух, приносящий с собой влагу. Влага отлагается капельками на внутренней поверхности крыши и на верхних поясах корпуса. В этой воде растворяется выделяющийся из нефти при повышении температуры сероводород и в присутствии кислорода образует с железом сернистое железо. Поскольку выделяющийся из нефти сероводород наиболее постоянно воздействует на внутреннюю поверхность крыши и на верхние части корпуса, эти последние разъедаются особенно сильно (Рисунок 2.17). Боковые стенки корпуса, подверженные действию сероводорода только время от времени — при понижении уровня, разъедаются не так сильно.



Рисунок 2.17 – Разрушенные под действием коррозии элементы кровли резервуара

Образующееся черное сернистое железо электроотрицательно по отношению к железу, между ним и последним образуется гальванопара. По исследованиям Джинтера присутствие сернистого железа на дне резервуара в лабораторных условиях повышает интенсивность коррозии в 45 раз, а в промышленных условиях — в 16 раз в сравнении с коррозией, которая имела бы место в тех же самых условиях, но без сернистого железа. Столь же энергично, как и крыша, разрушается и днище резервуара. Здесь коррозия стимулируется также сернистым железом, приносимым на дно резервуара из скважин и падающим сверху с крыши. Бывали случаи, что днища резервуаров для хранения сернистой нефти разрушались в течение 3–6 месяцев.

Борьба с внутренним разъеданием в резервуарах для хранения сернистых нефтей была направлена прежде всего на предотвращение попадания сернистого железа из скважин в резервуар, для чего нефть перед входом в резервуар должна была обязательно фильтроваться.

Хорошие результаты давало покрытие днища резервуара слоем асфальта толщиной в 2,5–5,0 см, причем асфальт защищался от растворения нефтяными продуктами слоем воды, который постоянно поддерживался между асфальтом и нефтяным продуктом.

Иногда на стальное днище резервуара сверху накладывали деревянное; в небольших (промышленных) резервуарах стальных днищ не делали, заменяя их деревянными. При этом было трудно достигнуть герметичного соединения деревянного днища со стальными стенками.

Особенно рекомендовалось для защиты днища от разъедания сернистыми нефтями покрытие его слоем бетона толщиной 2,5 см. В случаях особенно сильного разъедания промышленных резервуаров днище их делали бетонным, и к нему прикреплялся стальной корпус резервуара. Здесь затруднение вызывало достижение герметичного соединения стального корпуса с бетонным днищем.

Для устранения вредного действия осаждающейся воды на разъедание днища, особенно при сернистых нефтях, днище делалось слегка конусным с вершиной в центре, причем здесь делался зумпф диаметром 1,2–1,8 м и глубиной

0,6–0,9 м. Вода из резервуара стекала в этот зумпф и далее спускалась через специальную трубу, выложенную внутри свинцом для устранения внутреннего разъедания ее.

Экономические и технические преимущества стальных резервуаров сравнительно с резервуарами из других материалов заставляло в первую очередь заниматься защитой именно этих резервуаров от коррозии под воздействием сернистых нефтей, прежде всего при помощи какой-либо искусственной изоляции.

Несмотря на то, что в США на рынке имелось множество различных патентованных красок, якобы защищающих резервуар, от внутреннего разъедания, фактически ни одна из них не являлась надежной в борьбе против коррозии.

Трудность получения надежной краски состояла в том, что эта краска должна была одновременно противостоять описанному выше процессу разъедания сернистыми нефтями, разъеданию осаждающихся вод самого различного состава, хорошо приставать при этом к стенкам резервуара, быть дешевой, иметь коэффициент расширения такой же, как и сталь, так как иначе при изменениях температуры в течение года краска будет разрушаться.

Для защиты крыш от разъедания пробовали делать их из другого, нежели сталь, материала [32-34]. Прежде всего остановились на деревянных крышах. Но такая крыша негерметична, дорога, хотя и хорошо противостоит разъеданию. Защитные качества деревянной крыши сильно повышаются при пропитывании ее креозотом; если после пропитывания креозотом дерево еще пролежит около 3 месяцев на воздухе, то оно приобретает и противопожарную устойчивость. Помимо этого, такая пропитанная крыша безопасна против термитов и других разрушителей дерева. Срок службы крыши при этом удлинняется более чем в два раза.

Для резервуара емкостью в 8750 л требовалось примерно около 60 брусьев размерами 15×15×977 см. В 30-е годы двадцатого столетия в Техасе имелось около 400 резервуаров с деревянной крышей для хранения сернистой нефти. Но деревянные крыши опасны в пожарном отношении. Сернистое железо при соединении с кислородом воздуха образует окись железа и сернистый ангидрид, причем эта реакция сопровождается сильным выделением теплоты. Если струю

воздуха продувать через сернистое железо, то оно на глазах раскаляется до появления пламени. Было несколько пожаров резервуаров с деревянными крышами по этой причине.

Для хранения сернистых нефтей пробовали употреблять алюминиевые резервуары. Испытание алюминиевых резервуаров дало следующие результаты. В Пенхендле (Техас, США) алюминиевый резервуар после 12-месячного хранения сернистой нефти показал лишь слабые следы разъедания в тех местах, где алюминий подвергался непосредственному воздействию осадившейся воды; но алюминиевый змеевик был за это время совершенно разъеден. В другом резервуаре также не обнаружили следов разъедания, в то время как два змеевика из алюминия были разъедены водою. После замены алюминиевых змеевиков стальными разъедание последних прекратилось, но усилилось разъедание днища, а также стенок на 15 см снизу.

Эти испытания позволили сделать вывод, что алюминиевые резервуары хорошо сопротивляются разъедающему действию сернистых нефтей, но сами разъедаются осаждающейся внизу водою.

При тех же самых условиях резервуары, окрашенные внутри алюминиевой краской с алюминиевым змеевиком внутри после 6 месяцев хранения сернистой нефти оказались в удовлетворительном состоянии, кроме тех мест, где осадившаяся вода непосредственно воздействовала на сталь. Алюминиевая краска на стальном змеевике исчезла при этом в течение нескольких суток. Стенки резервуара около соединения со змеевиком через 4 месяца оказались разъеденными.

После 12-месячного испытания резервуара для хранения сернистой нефти пришли к выводу, что алюминиевая краска довольно хорошо защищает резервуар от разъедания, кроме стенок резервуара ниже спускной трубы, где разъедание заметно уменьшило их толщину. На крыше, стропилах и на болтах появились отложения сернистого железа. Самые же днища сверх ожидания сохранились довольно хорошо, что объяснялось возможным отложением вязких парафиновых составляющих нефти.

Поскольку сама по себе сернистая нефть резервуаров не разъедает, пытались вводить в эксплуатацию стальные резервуары с алюминиевыми крышами и верхними поясами. При сравнительной дешевизне эти резервуары должны были быть достаточно стойкими против разъедания сероводородом.

Так как алюминий имеет меньшую прочность, нежели сталь, то в силу этого алюминиевые стенки делались толще стальных. Например, если для стального резервуара емкостью 80 м^3 требовалась толщина листов в 2,77 мм, то для алюминиевого резервуара толщина стенки делалась 2,9 мм. Тем не менее, и при увеличенной толщине стенки алюминиевые резервуары по весу составляют только 35% стальных. Именно, для стального резервуара указанной выше емкости потребно 2,82 т металла, тогда как для алюминиевых только 1,05 т.

Сравнительная дороговизна алюминия заставила делать стальные резервуары, у которых наиболее уязвимые места (крыши и верхние пояса) покрывались алюминиевой фольгой.

При этом получила распространение сферическая крыша (Рисунок 2.18), позволяющая эксплуатировать хранилище с завешенными уставками по давлению по сравнению с другими типами крыш [169, 180].

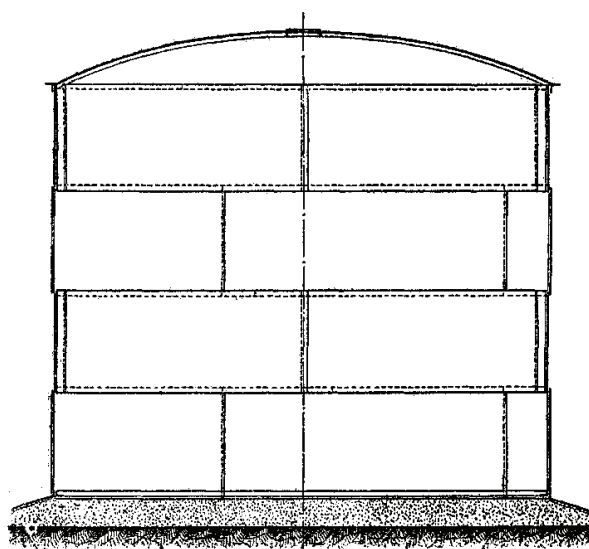


Рисунок 2.18 – Резервуар со сферической крышей

ГЛАВА 3

ПЛАВАЮЩИЕ КРЫШИ И ПОНТОНЫ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ ИСПАРЕНИЯ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ

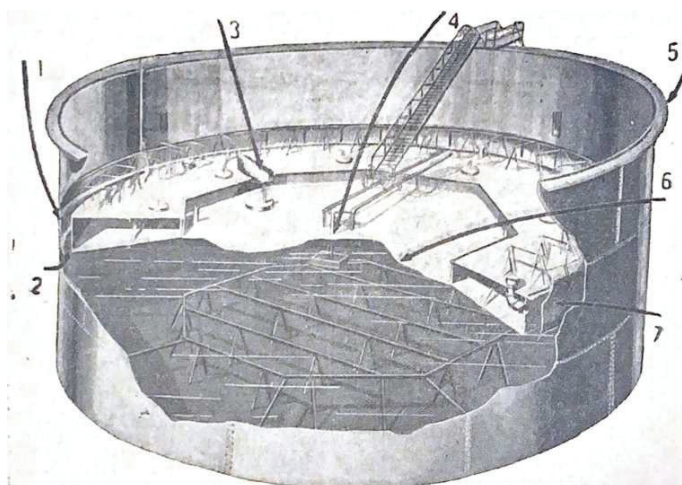
3.1 Резервуары с плавающей крышей

Уменьшение потерь от испарения достигается еще тем, что газовое пространство над жидкостью в резервуаре уменьшается до минимума; увеличение же объема жидкости при наполнении и повышении температуры, равно как и уменьшение его при опоражнении и понижении температуры достигаются устройством плавающей крыши [51, 83, 119]. Одной из самых распространенных конструкций плавающей крыши является конструкция Д. Виггинса.

Первоначально крыша Д. Виггинса состояла просто из стальной крыш-диска, плавучесть которой на поверхности нефти достигалась устройством у этого диска бортов; впоследствии же конструкция плавающей крыши была Д. Виггинсом изменена, и плавучесть стала достигаться устройством в этой крыше наполненных воздухом полостей (понтон), как это видно на Рисунке 3.1.

В Таблице 3.1 показаны экономические преимущества резервуаров с плавающими крышами; как видно из этой Таблицы, выгоды особенно значительны для бензина в оперативных резервуарах, так как потери при плавающих крышах в 22 раза меньше потерь в стандартных резервуарах; при длительном хранении бензина выгоды снижаются, так как потери в этом случае в 7,5 раза меньше при плавающих крышах в сравнении со стандартными резервуарами; но и в этом последнем случае выгоды остаются значительными.

Резервуары с плавающими крышами чаще всего строятся сварными, так как это дает возможность сделать внутреннюю поверхность резервуара более гладкой и удобной для движения плавающей крыши вверх и вниз. Применение сварки при сооружении резервуаров было ускорено именно теми требованиями, которые предъявили к резервуарным швам плавающие крыши.



1 – герметический затвор между внутренней стенкой резервуара и понтоном крыши; 2 – газовое пространство внутри герметизатора; 3 – радиальные перегородки внутри понтонов; 4 – простое приспособление для спуска попадающей на крышу воды; 5 – наружный ободок для усиления прочности стенок резервуара; 6 – внутренняя часть плавающей крыши, состоящая из стального диска; 7 – вертикальные башмаки, образующие скользящее соединение крыши и внутренних стенок резервуара.

Рисунок 3.1 – Резервуар с плавающей крышей Д. Виггинса

Таблица 3.1 – Экономические преимущества плавающих крыш Д. Виггинса

Количество перекачиваемой жидкости, в м ³ /сут	Сорт перекачиваемой жидкости	Годовые потери, м ³	
		в обыкновенных герметизированных резервуарах	в резервуарах с крышей Виггинса
Оперативные резервуары			
795	Моторный бензин	516 – 770	24,6
1590		1032 – 1545	47,5
795	Легкая нефть	287 – 367	17,5
1590		476 – 367	32,8
Резервуары для длительного хранения			
8720	Моторный бензин	147,0 – 178,5	19,85 – 31,8
8720	Легкая нефть	74,6 – 90,5	11,15 – 14,3

Диаметр крыши делается на 40,6 см меньше внутреннего диаметра резервуара. Плавуемость крыши достигается при помощи понтона. Понтоны приварены к балкам из корытного железа высотой 38,2 см, которые образуют замкнутое кольцо. Дно понтона имеет уклон от центра к окружности, чтобы предотвратить скопление паров бензина по окружности под понтонами. Понтон варится из стальных листов толщиной 4,8 мм.

Внутри понтон разделен радиальными перегородками (Рисунок 3.1, поз.3) для придания ему нужной жесткости. Помимо этого, для той же цели внутри понтона устраиваются одно концентрическое кольцо для резервуаров диаметром 12,2 – 21,4 м и два таких же кольца для диаметров 24,4 – 36,7 м. Кольца эти делаются из уголков 50,8×38,2×4,8 мм. Размеры понтонов делаются такими, чтобы крыша не потеряла своей плавучести даже и в том случае, когда дождевая вода заполнит наружную поверхность плавающей крыши до переливания через борты ее. Высота внешнего борта (считая снизу понтона) достигает 1,685 м и внутреннего – 1,8 м. Центральная часть плавающей крыши, окруженная понтоном, не имеет никакого специального укрепления, так как предполагается, что всякая добавочная нагрузка, например от дождевой воды, будет уравниваться действующим в обратную сторону внутренним давлением паров бензина. Помимо этого, сам понтон будет доставлять добавочную прочность для центральной части плавающей крыши. Сварка плавающей крыши производилась внахлест с перекрытием в 2,54 см. Для придания крыше нужной плавучести необходимо, чтобы дополнительная нагрузка от снега или дождевой воды, равно как и дополнительные сопротивления при движении крыши вверх и вниз вместе с нормальными силами от веса крыши и давления поднимающейся нефти находились в заданном соотношении.

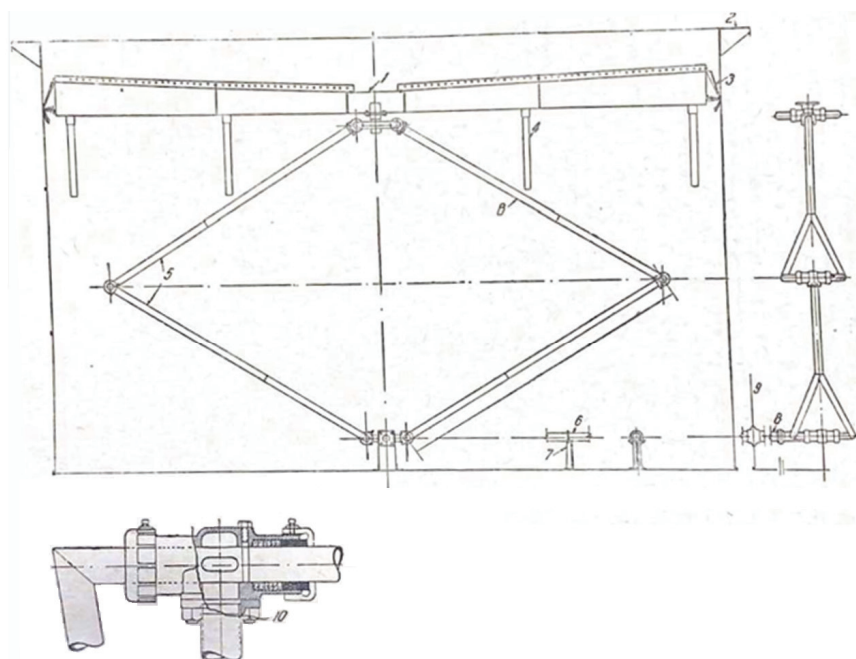
Помимо описанного, наиболее распространенного типа плавающей крыши Д. Виггинса в употреблении имеется еще плавающая крыша Галлахера. Последняя отличается тем, что она вся состоит из понтонов; это удорожает стоимость крыши и одновременно с тем уменьшает потери от испарения, так как понтоны на всей поверхности нефти в резервуаре лучше защищают жидкость от изменения температуры, нежели простой лист стали как в центральной части резервуара Д.

Виггинса. Крыша Галлахера представляет ряд концентрических колец (5 –8), составленных из отдельных стальных камер (понтон) соединенных между собою по всем направлениям болтами. Внутреннее кольцо имеет 8 таких понтонов; число понтонов в других кольцах по направлению от центра к окружности для сохранения одинакового размера их постоянно увеличивается и достигает 150 – 200 в зависимости от размера резервуара. Средний вес понтона – 248 кг, длина – 2946 см и ширина – 2286 см по наружной поверхности и 1727 см по внутренней поверхности. Эти средние размеры понтонов имеют отклонения для различных колец от 5,08 до 15,2 см. Понтоны изготавливаются на заводе, на месте они лишь собираются и сбалчиваются между собою. Общий вид такого резервуара показан на Рисунке 3.2. Понтоны изготовлены из листовой отожженной стали толщиной в 2 мм, соединения вертикальных и горизонтальных стенок понтонов сварные. Вертикальные стенки понтонов выдаются над верхней поверхностью понтона на 6,35 см. Необходимая жесткость понтонов достигается при помощи уголков. Герметичность соединения понтонов между собою достигается при помощи асбестовых прокладок, которые иногда заменяются пробковыми. Болты для скрепления диаметром 9,5 мм и расстояние между центрами их – 38 мм.

Поверхность крыши имеет вид опрокинутого конуса, что позволяет воде стекать через отверстия в вертикальных стенках к центру крыши, где устроен зумпф; отсюда собирающаяся вода по шарнирной трубке, описанной выше, отводится из резервуара (Рисунок 3.2).

Наружный диаметр плавающей крыши на 30,5 см меньше внутреннего диаметра резервуара. Герметичность между крышей и внутренними стенками резервуара достигается специальным запорным приспособлением, показанным на Рисунке 3.2. Запор этот состоит из ряда металлических пластин, прикрепленных по окружности верхним концом к внешним (крайним) понтонам, а нижним концом упирающихся во внутреннюю стенку резервуара. Ширина каждой пластины (башмака) – около 50 см. Под башмаками проложено специальное полотно, не пропускающее нефтяных газов. Полотно прикрепляется железными накладками, под которыми проложены еще резиновые и пробковые уплотнители. Полотно это

состоит из слоев полотна и асбеста со включением медной проволочной сетки, и все это пропитано алюминиевой краской. Все шарниры, а также обращенная к стенкам резервуара поверхность башмаков защищены этой тканью. Для предупреждения слишком интенсивного истирания последней о стенки резервуара места соприкосновения усиливаются металлическими предохранителями. Положительные особенности уплотнения крыши системы Д. Виггинса дают ей преимущества перед системой Галахера, кроме того, сплошной двойной понтон Галахера удорожает конструкцию. Плавающие крыши, имеющие целью уничтожить газовое пространство над нефтью, должны давать хорошие результаты в смысле уменьшения потерь от испарения, в особенности при сооружении их на промышленных сборных и сдаточных резервуарах, которые, по характеру своей работы, находятся в постоянном чередовании наполнения и опорожнения.



- 1 – зумпф; 2 – укрепление стенки резервуара против смятия ветром;
 3 – герметический затвор; 4 – ножки крыши; 5 – шарнирная труба для спуска воды с
 крыши; 6 – труба для выпуска воды из резервуара; 7 – опора этой трубы; 8 – труба
 для спуска воды от резервуара; 9 – стенка резервуара; 10 – сальник шарнирной
 трубы

Рисунок 3.2 – Общий вид резервуара с плавающей крышей Галахера

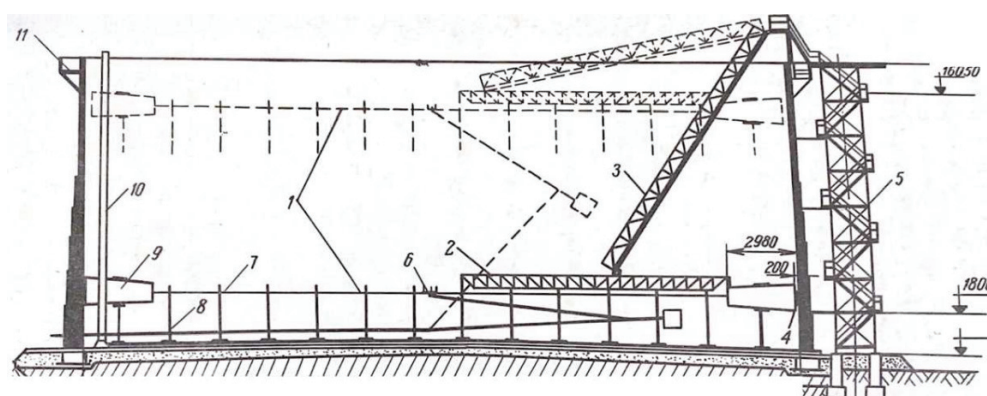
Отсутствие опыта в применении плавучих крыш в 30-е годы двадцатого столетия вызывало некоторые сомнения в отношении условий работы крыши при снеге и температуре ниже нуля; трущиеся башмаки, вероятно, будут ускорять разъедание металла, также не малое затруднение представит конструкция приспособления, обеспечивающая отвод воды с крыши при любом положении ее.

Однако, поскольку произведенные в Америке опыты показывали, что применение плавучих крыш дает возможность снижать потери почти в 10 раз, по сравнению с потерями из обычных герметических резервуаров, возникла необходимость построить опытную плавучую крышу, испытание которой даст возможность выявить на практике указанные выше сомнения.

В Советском Союзе первые исследования плавающих крыш были начаты в 1950 г. под руководством И.И. Константинова. В зависимости от назначения резервуары оснащаются оборудованием, отвечающим заданному технологическому процессу. В 1966 г. был построен первый в СССР опытный резервуар с плавающей крышей емкостью 10 тыс. м³ в г. Москве. Резервуар вертикальный стальной цилиндрический диаметром 34,2 м, высотой 12 м, в сварном исполнении построен индустриальным методом с применением рулонных заготовок стенки, днища и центральной части плавающей крыши. Стенка резервуара состояла из 8 поясов, собранных из листов 6000×1500 мм, толщиной от 6 до 14 мм. Для нижних поясов применялась сталь марки 09Г2С. В 1968 г. построен второй опытный резервуар с плавающей крышей емкостью 10 тыс. м³ в г. Сызрани. Проект стальных конструкций резервуара разработан ЦНИИпроектстальконструкцией. Проект КМД (деталировочные чертежи металлических конструкций) разработан Куйбышевским заводом рулонных и монтажных заготовок. В 1968 г. в г. Энгельсе были построены два резервуара с плавающей крышей емкостью по 3 тыс. м³ каждый. Резервуары сооружены по проекту ЦНИИпроектстальконструкции диаметром 19 м, высотой 12 м. Резервуары вертикальные стальные цилиндрические, в сварном исполнении с наружным кольцом жесткости на уровне восьмого пояса. Стенка резервуаров состояла из 8 поясов, сваренных из листов размером 6000×1500 мм. Толщина листов нижнего пояса 7 мм, остальные по 6 мм. Днища резервуаров сварены из листов

толщиной 5 мм. В качестве уплотнений установлены импортные затворы мягкого типа «Тьюб-Зил» (Япония) и Sft-7 (Франция). В резервуарах хранился бензин. В 1970-1971 гг. на Херсонской перевалочной нефтебазе Крымского управления Главнефтеснабсбыта УССР по проекту ЦНИИпроектстальконструкции были сооружены два резервуара емкостью по 3 тыс.м³ с плавающими крышами с характеристиками, описанными выше. На этих резервуарах установлены два отечественных уплотняющих затвора механического типа РУРП-1 и РУМ-1. В 1968-1969 гг. в г. Грозном построен резервуар с плавающей крышей емкостью 50 тыс. м³ (Рисунок 3.3) диаметром 60,7 м, высотой 17,94 м. Полезная емкость резервуара с учетом расположения плавающей крыши составляет 46400 м³. Резервуар сооружен по проекту ЦНИИпроектстальконструкции для хранения сырой нефти плотностью 0,8 – 0,9 т/м³.

Стенка резервуара состояла из 9 поясов. Днище резервуара имело сегментные окрайки (32 шт.) толщиной 14 мм из стали марки 09Г2С. Центральная часть днища толщиной 6 мм из малоуглеродистой стали по ЧМТУ 5232-55 поставлялась в виде четырех рулонированных полотнищ. С наружной стороны у верхнего пояса корпуса устроена площадка - кольцо жесткости.



- 1 – положение плавающей крыши (верхнее, нижнее); 2 – направляющие катушек лестницы; 3 – катучатая лестница; 4 – затвор; 5 – шахтная лестница;
6 – водоприемник; 7 – центральная часть плавающей крыши; 8 – опорная стойка;
9 – короб понтонного кольца; 10 – направляющая плавающей крыши; 11 – кольцо жесткости

Рисунок 3.3 – Резервуар с плавающей крышей емкостью 50 тыс.м³ (разрез)

Плавающая крыша имела по периметру понтонное кольцо, состоящее из 32 коробов трапециевидной формы. Центральная часть плавающей крыши толщиной 5 мм монтировалась из четырех рулонированных полотнищ. Диаметр плавающей крыши - 60,3 м. Плавающая крыша в нижнем положении покоилась на трубчатых опорных стойках, а при заполнении резервуара поднималась вместе со стойками. Имела две направляющие из труб диаметром 500 мм, внутри которых были смонтированы пробоотборник и уровнемер. Вода с плавающей крыши отводилась по дренажной системе, состоящей из стальных труб с шарнирами. Доступ на плавающую крышу осуществлялся по катушей лестнице. Резервуар емкостью 50 тыс. м³ с плавающей крышей отличался от предшествующих проектных решений рассмотренных резервуаров с плавающими крышами. Зазор между стенкой резервуара и кольцом жесткости составлял 10-20 мм. Этот зазор предназначен для прохождения воды при охлаждении стенки резервуара во время пожаротушения.

В СССР были разработаны проекты резервуаров с плавающими крышами емкостью 50 тыс.м³ (№83039КМ) и емкостью 100 тыс.м³ (№83050КМ). Разработки осуществлены: стальных конструкций резервуаров – ЦНИИпроектстальконструкцией, оснащения резервуаров оборудованием – институтом Гипротрубопровод, проекта производства работ – Гипронефтеспецмонтажем, затвора жесткой конструкции ЦНИИпроектстальконструкцией, водоспуска – Гипрогрознефтью.

Резервуары предназначались для хранения нефти и нефтепродуктов. Резервуар емкостью 50 тыс.м³ (диаметр 60,7 м и высота 18 м) предназначался для строительства в районах со снеговой нагрузкой до 1 кПа (~100 кгс/м³), ветровой нагрузкой до 0,45 кПа (~45 кгс/м²), с сейсмичностью района до 8 баллов, с температурой воздуха до минус 40°С. Резервуар емкостью 100 тыс. м³ (диаметр 88,7 м и высота 18 м) предназначался для строительства в районах со снеговой нагрузкой до 0,7 кПа (~70 кгс/м³), ветровой нагрузкой до 0,45 кПа (~ 45 кгс/м²), сейсмичностью района 7 и 8 баллов, с температурой до минус 40°С. Конструктивно все плавающие крыши, применяемые в современном резервуаростроении, разделяются на две группы; однодечные (одинарные) и двудечные (двойные).

Классификация конструкций плавающих крыш представлена на Рисунке 3.4.

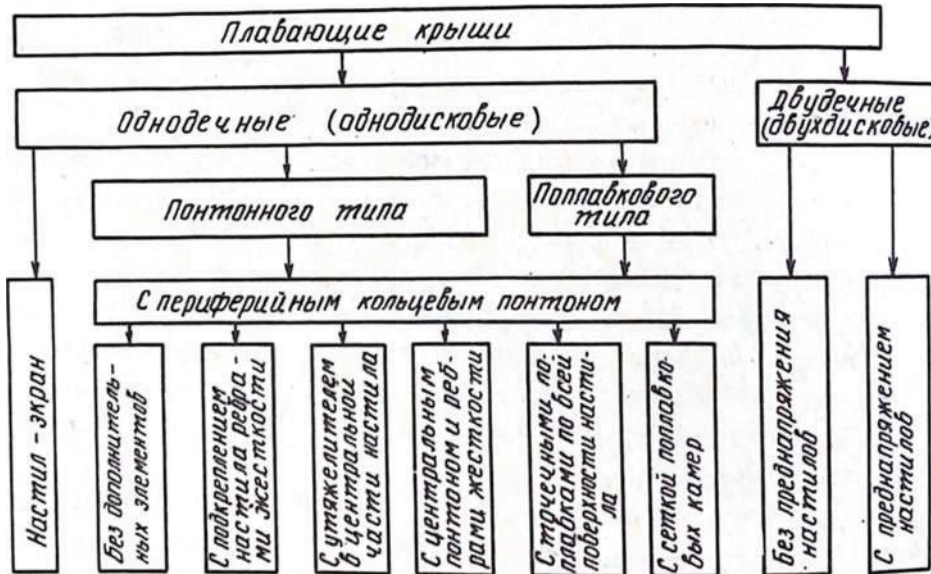


Рисунок 3.4 – Классификация конструкций плавающих крыш

Однодечные плавающие крыши имеют одинарный настил, дополняемый другими конструктивными элементами: фермами, балками, кольцевыми ободами, кольцевыми и радиальными коробчатыми понтонами, центральным понтоном, поплавками. В зависимости от вида дополнительных конструктивных элементов однодечные плавающие крыши (Рисунок 3.4) могут быть следующих типов: простейшего (в виде настила-экрана), понтонного и поплавкового. Конструкция однодечной плавающей крыши простейшего типа представляет собой одинарный настил 1 в виде неглубокого конуса, создающего дренажный уклон к центру крыши (Рисунок 3.5). По контуру настила расположен вертикальный обод. Настил, плавающий непосредственно на поверхности продукта, усиливается поперечными фермами. В резервуаре образуется минимальный паровой объем и выделяющиеся пары направляются к периферийному ободу. Резервуар оборудовался дренажной системой 2.

Однодисковые плавающие крыши в виде экрана-настила рационально использовать в качестве понтона в резервуарах со стационарным покрытием. Открытые плавающие крыши такого типа в настоящее время не применяют. Для повышения плавучести и устойчивости формы однодечных плавающих крыш используют понтоны и поплавки различных конструкций.

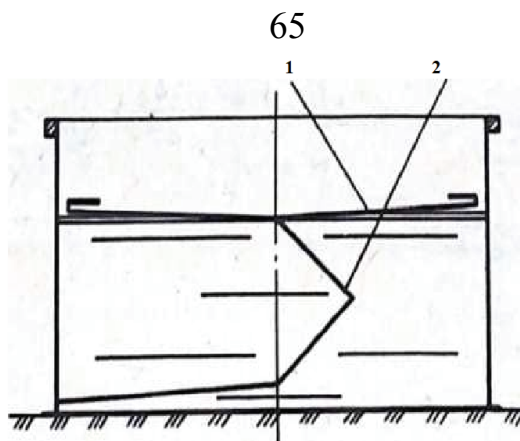
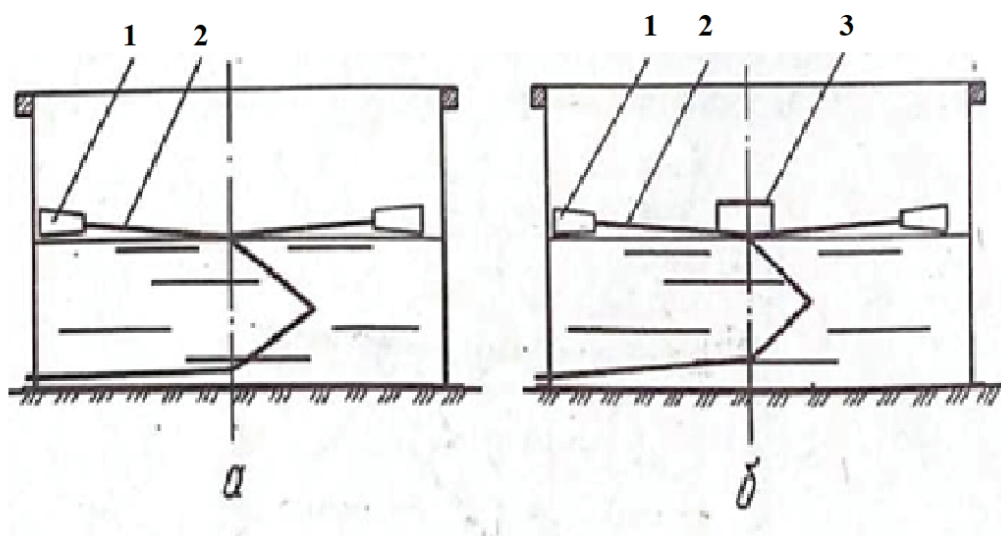


Рисунок 3.5 – Плавающая крыша простейшего вида

Крыши понтонного типа представляют собой конструкции, состоящие из одинарного настила 2 и прикрепленных к нему понтонов 1, расположенных по контуру настила (периферийный кольцевой понтон (Рисунок 3.6, а) и в центральной части 3 (центральный понтон (Рисунок 3.6, б)). Настил выполняется из тонколистового металла толщиной 4–6 мм. Понтоны, собираемые из отдельных герметичных секций, занимают 20–50 % площади крыши. Согласно СНиП II-П.3-70 понтоны должны обеспечивать непотопляемость конструкции из расчета выталкивающей силы продукта плотностью $0,7-103 \text{ кг/м}^3$ при аварийном заполнении продуктом двух смежных отсеков (секций) понтона и центральной части крыши на высоту 500 мм с учетом нагрузки от оборудования, снега, дождя и т.п.

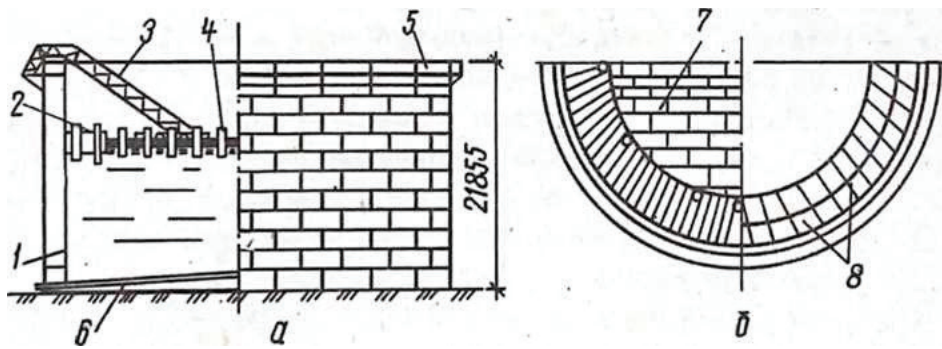


а – с периферийным кольцевым понтоном; б – то же с центральным понтоном

Рисунок 3.6 – Плавающие крыши понтонного типа

Однодисковые понтонные плавающие крыши применяют для резервуаров вместимостью до 100 тыс. м³ и более. Они получили широкое распространение в СССР, Японии, ФРГ, Нидерландах, Франции и других странах.

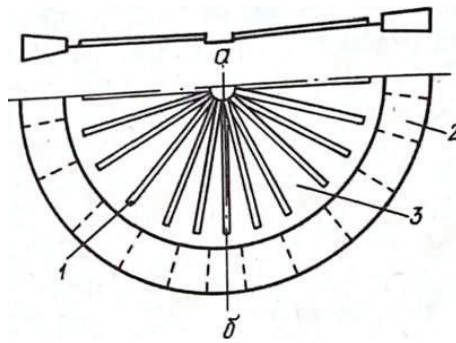
Ниже рассмотрены примеры конструкций плавающих крыш крупных резервуаров для хранения нефти. Фирма «Чиёда» (Япония) разработала резервуар вместимостью 100 тыс. м³ плавающая крыша которого состоит из плоского центрального диска, прикрепленного по периферии к кольцу коробов-понтонов (Рисунок 3.7). Это наиболее распространенный в мировой практике тип крыш.



- а – общий вид; б – вид сверху; 1 – направляющие плавающей крыши;
 2 – периферийный кольцевой понтон; 3 – катушечная лестница; 4 – опорные стойки;
 5 – кольцевая площадка жесткости; 6 – дренажная система; 7 – одинарный настил;
 8 – коробка-понтоны

Рисунок 3.7 – Резервуар вместимостью 100 тыс. м³ с плавающей крышей с периферийным кольцевым понтоном

Фирмами «Де Врис Роббе» (Голландия) и «Карл Шпетер» (ФРГ) построены резервуары с плавающими крышами с периферийным кольцевым понтоном и ребрами жесткости вместимостью 100 и 105 тыс. м³. Однодечная часть крыши подкреплена радиально направленными развитыми балками коробчатого сечения, которые обеспечивают уклон крыши к центру и надежный сток воды к дренажному устройству (Рисунок 3.8). В США применяют плавающие крыши с радиальными балками в виде решетчатых ферм. Однако при такой конструкции защищать балки от коррозии сложнее, чем, когда ребра выполнены из замкнутых листовых коробок.



а – общий вид; б – вид сверху; 1 – радиальные балки коробчатого сечения;
2 – периферийный кольцевой понтон; 3 – одинарный настил

Рисунок 3.8 – Плавающая крыша понтонного типа с радиальными ребрами жесткости

В отечественной практике строительства резервуаров вместимостью 50 тыс. м³ также применяют однодечные плавающие крыши. Для восприятия ветровой нагрузки центральная часть плавающей крыши укреплялась 36 радиальными ребрами жесткости в виде штампованных уголков и швеллеров [1].

В СССР была сконструирована подобная крыша, но с периферийным кольцевым понтоном и пригрузом в центральной части настила (Рисунок 3.9) [2].

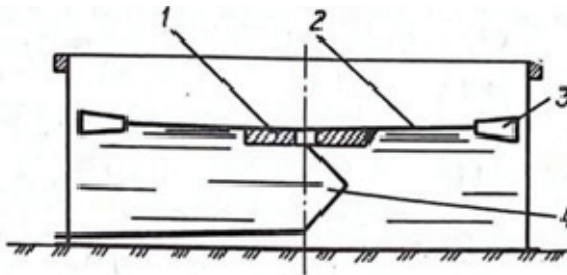


Рисунок 3.9 – Плавающая крыша с периферийным кольцевым понтоном и пригрузом в центральной части настила

В резервуарах с внутренним диаметром 76 и 95 м вместимостью 100 и 105 тыс. м³ соответственно, разработанных фирмами «Де Врис Роббе» (Голландия) и «Карл Шпетер» (ФРГ), плавающие крыши, помимо периферийного кольцевого понтона, имеют центральный понтон (короб).

В ЦНИИ ПСК была разработана однодечная плавающая крыша повышенной плавучести и непотопляемости [4]. Из-за сложности конструкции и повышенной

трудоемкости при сооружении, она не нашла широкого применения. Практический интерес представляла конструкция плавающей крыши с периферийным кольцевым понтоном и радиальными ребрами [5]. Для удаления снега с периферийного кольцевого понтона на нем устанавливались нагревательные элементы [6].

Дальнейшее развитие конструкции плавающих однодисковых крыш нашло отражение в создании поплавковых плавающих крыш, в которых использован принцип равномерного распределения снеговой нагрузки на настил [3].

В 1971 г. в США было сооружено два резервуара диаметрами 55 и 71,3 м с плавающими крышами поплавкового типа. Крыша состояла из 47 круглых поплавков диаметром 2210 мм, размещенных по прямоугольной сетке. Масса поплавков составляла около 390 кг и позволила обеспечить плавучесть участка настила массой в 1,5 т. Суммарная масса всех поплавков (18,3 т) значительно меньше, чем масса периферийного кольцевого понтона плавающей крыши понтонного типа. Размеры каждого поплавка определены с 20%-м запасом плавучести по сравнению с полной возможной нагрузкой. Кольцевой понтон также имеет запас плавучести для сохранения конструктивной целостности в случае пробоя двух любых смежных отсеков. Плавающие крыши поплавкового типа успешно были использованы для резервуаров вместимостью 50-100 тыс. м³ во Франции, Голландии, Англии [118].

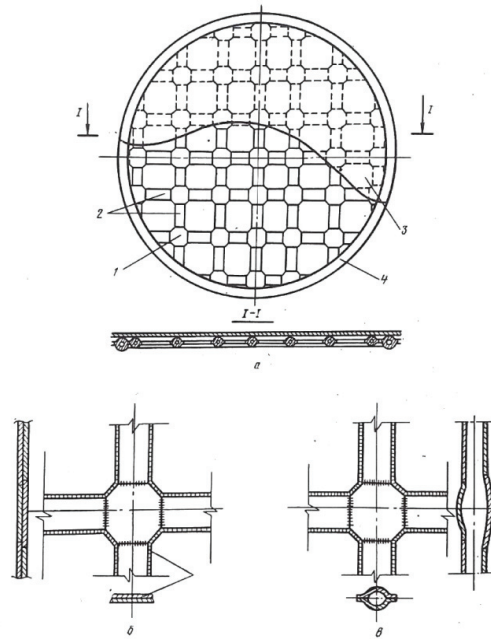
Другой разновидностью поплавковых плавающих крыш являются крыши с поплавками в виде полых или трубчатых балок. В 1976 г. в Англии была предложена конструкция поплавковой плавающей крыши. Особенность ее конструкции состоит в том, что поплавки выполнены в виде радиальных полых балок трапецеидального или круглого поперечного сечения. Балки расположены в шахматном порядке по поверхности однодечной части крыши. Такая конструкция по сравнению с плавающей крышей типа «байориф» характеризуется меньшей трудоемкостью в изготовлении и сооружении, лучшей организацией водослива. Однако предложенная конструкция имеет меньшую жесткость, что значительно снижает ее надежность при эксплуатации крыши [77].

Плаву́честь плавающей крыши, запатентованной в США [79], осуществляется за счет равномерно распределенных поплавков, которые выполнены в виде продолговатых полых полуцилиндров, приваренных с наружной стороны настила. В этом случае исключается возможность образования паровых карманов, как это имеет место в тех случаях, когда вспомогательные средства обеспечения требуемой плавучести располагают под днищем плавающей крыши. Интерес представляет конструкция поплавковой плавающей крыши, поплавки которой изготавливаются в виде заглушенных по концам пустотелых трубчатых элементов [75, 76]. Секции труб могут образовывать треугольную или четырехугольную решетку.

В ФРГ запатентована конструкция плавающей крыши поплавкового типа [78]. Роль поплавков выполняет теплоизоляционный слой, обеспечивающий одновременно несущую способность настила. Теплоизоляционный слой сформирован из располагаемых рядом друг с другом секций, каждая из которых представляет собой корытообразный тонкостенный лоток, заполненный теплоизоляционным материалом и герметизированный сверху, шириной не менее 1 м. Секции изготовлены из листового металла или металлической фольги. Между теплоизоляционным слоем и настилом размещены прокладки для осуществления гибкости связи секций с настилом. Такая крыша сложна в эксплуатации. Кроме того, не исключена возможность образования паровых карманов под плавающей крышей.

В отечественном резервуаростроении разработана конструкция плавающей крыши поплавкового типа из рулонированных полотнищ (Рисунок 3.10) [31]. Плавающая крыша состоит из сплошного настила, периферийного кольцевого понтона и решетки из полых дутовых элементов, соединенных между собой при помощи полых дутовых узловых элементов. На стадии изготовления решетка представляет собой плоскую конструкцию, которая сворачивается в рулон вместе с плоским настилом. Полый дутовый узловой элемент решетки выполнен из двух плоских металлических фасонки многоугольной формы в плане с двумя сторонами, где Π – число поплавков, сходящихся в одном узле. Фасонки изготавливаются разных размеров так, чтобы при наложении одной фасонки на другую между их

краями образовался зазор шириной не менее 10 мм для удобства наложения сварного шва. Остальные стороны предназначены для прикрепления стыковым швом сходящихся к узлу поплавков. Поплавки решетки выполнены из двух металлических полос постоянной ширины и толщины и длиной, равной размеру ячейки решетки. Одна из двух полос на 20 мм шире другой для удобства наложения сварного шва при скреплении их по продольным кромкам.



1 – дуговой узловой элемент для соединения двух поплавков; 2 – поплавок в виде полос до раздутия; 3 – одинарный настил; 4 – периферийный кольцевой понтон;
 а – общий вид; б – фрагмент соединения поплавков до раздутия; в – фрагмент соединения поплавков после раздутия

Рисунок 3.10 – Поплавковая плавающая крыша из рулонных заготовок

К достоинствам плавающих крыш поплавкового типа можно отнести следующее: небольшую металлоемкость за счет уменьшения размеров периферийного кольцевого понтона; высокую плавучесть; большую жесткость однодечной части крыши, что позволяет сохранить плоскую форму, уменьшить вибрации и колебания под действием ветра; надежность в эксплуатации; возможность применения для крупных резервуаров вместимостью 160-200 тыс.м³.

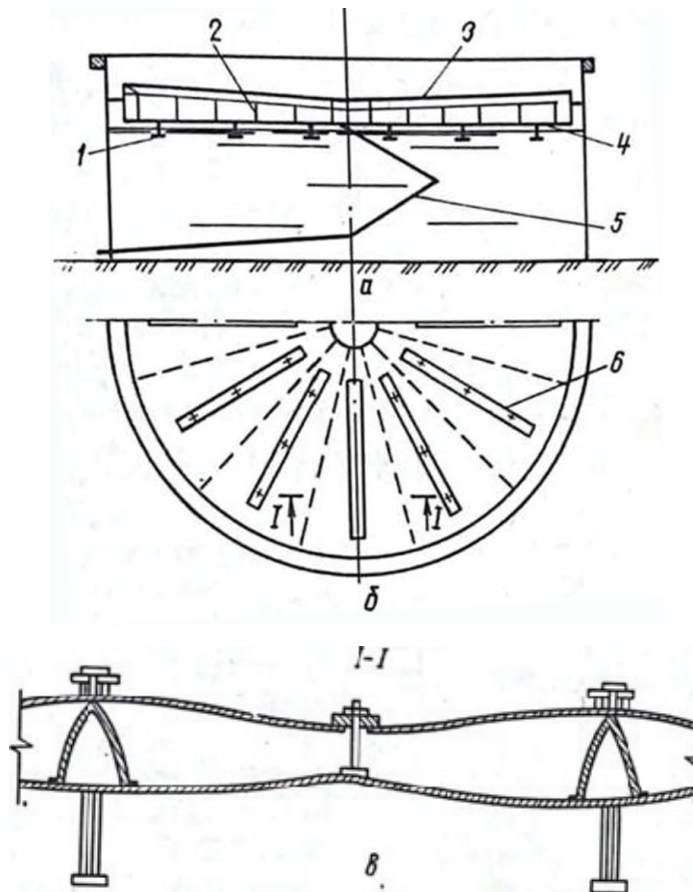
Недостатками поплавковых плавающих крыш являются: трудоемкость изготовления и сооружения, сложность конструкции, наличие большого объема монтажных и сварочных работ, трудность организации водослива.

Различают двудечные плавающие крыши с обычным двойным настилом и преднапряженным настилом. Двудечные крыши из сборных кассет с преднапряженными настилами были разработаны в ЧССР. Плавающая крыша состоит из квадратных кассет размером 2500x2500x250 мм, выполненных из листовой стали толщиной 3 мм. Кассеты унифицированы для резервуаров всех диаметров. Для повышения жесткости кассет нижний и верхний настилы напрягают с помощью стержня с гайкой, помещенных в центре кассет.

В отечественном резервуаростроении разработана конструкция двудечной плавающей крыши повышенной плавучести и надежности (Рисунок 3.11) [6]. Верхний и нижний настилы выполнены из рулонизируемых полотнищ. Пространство между настилами разделено радиальными ребрами, прикрепленными к нижнему настилу. Заданная геометрическая форма плавающей крыши создается за счет стяжных устройств, расположенных между радиальными ребрами. Стяжные устройства состоят из опорных элементов в виде балок, прикрепленных к верхнему настилу, через которые пропущены стяжные болты, жестко скрепленные с нижним настилом. Уклоны верхнего настила, созданные за счет стяжных устройств, обеспечивают надежный сток воды к дренажной системе.

Уплотнение кольцевого пространства между стенкой и крышей резервуара осуществляется затвором. Основные требования к затворам были сформулированы в [28, 102]. Уплотняющие затворы подразделяются по виду на линейные или щелевые и по конструкции - на механические и мягкие [65, 66].

Классификация типов затворов для резервуаров с плавающей крышей приведена на Рисунке 3.12 [83]. Общий вид резервуара с плавающей крышей представлен на Рисунке 3.13.



а – общий вид; б – вид сверху; в – конструктивный элемент (вид I-I);

1 – опорные стойки; 2 – радиальные ребра; 3 – верхний настил; 4 – нижний настил; 5 – дренажная система; 6 – опорные элементы в виде балок

Рисунок 3.11 – Двудечная плавающая крыша

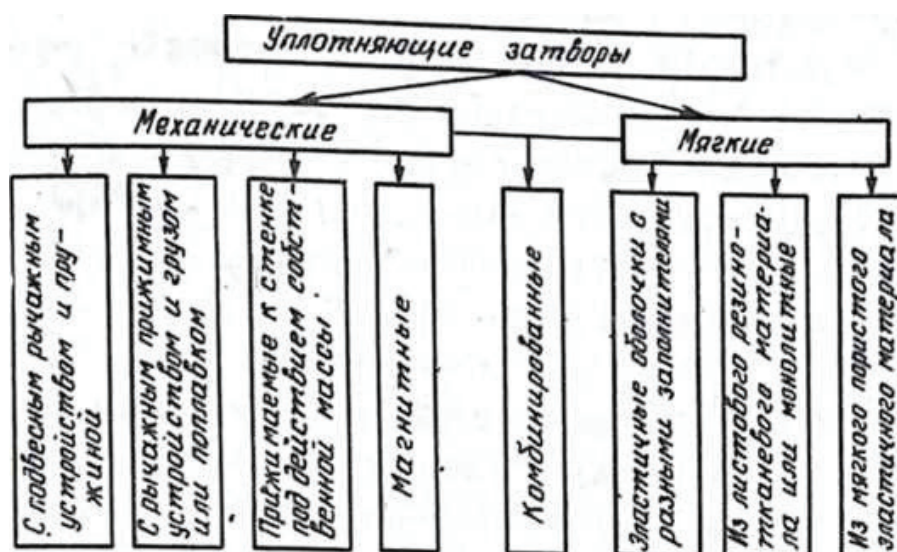


Рисунок 3.12 – Классификация уплотняющих затворов плавающих крыш

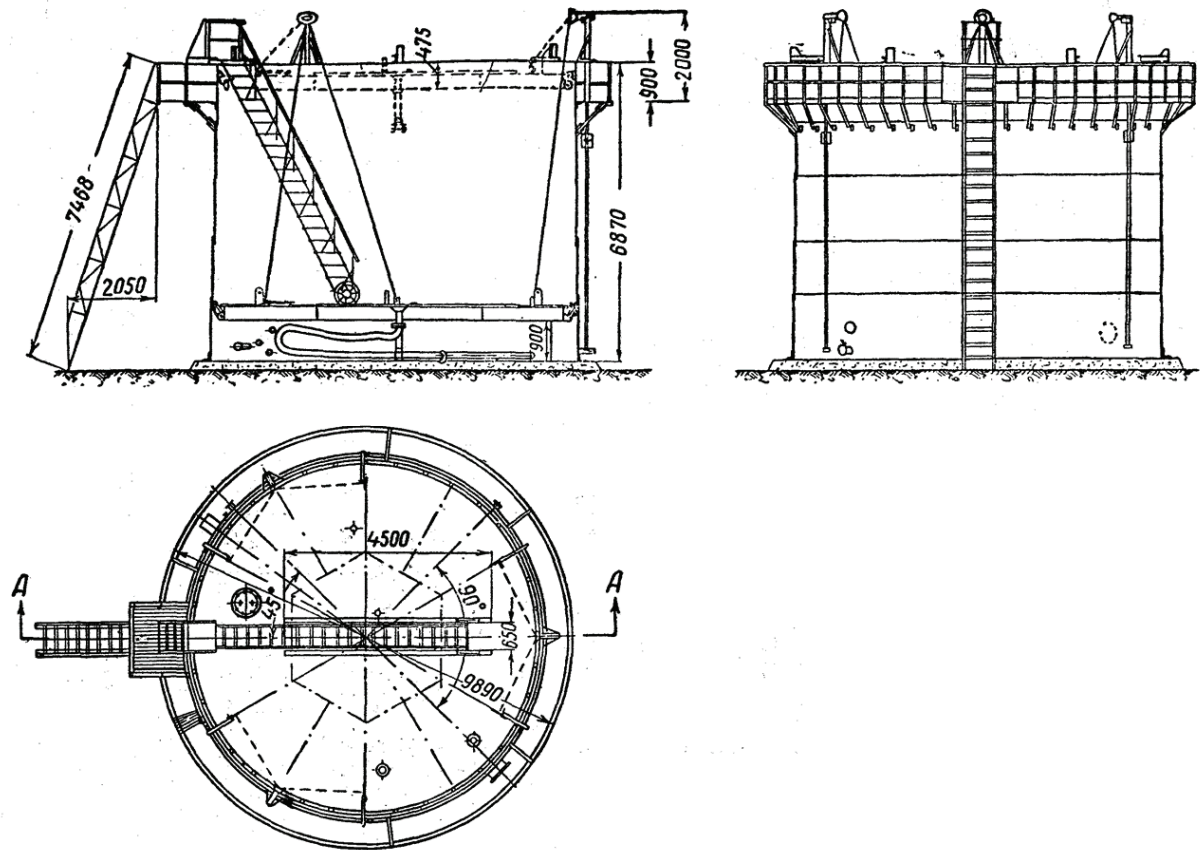


Рисунок 3.13 – Общий вид построенного резервуара с плавающей крышей

Как следует из изложенного, основным направлением в сооружении стальных резервуаров большой емкости в настоящее время является рациональное применение резервуаров с плавающими крышами, которые наиболее полно удовлетворяют требованиям эффективности в строительстве и эксплуатации: снижение металлоемкости, на единицу продукции, уменьшение коррозионного износа конструкций, отсутствие газового пространства под крышей и максимальное снижение пожаро- и взрывоопасности, резкое снижение безвозвратных потерь продукта от испарения, удобство в эксплуатации и ремонте.

Площадь застройки под резервуарами с плавающей крышей меньше, чем для других типов конструкций. В зарубежной практике высота резервуаров принимается несколько большей, чем в отечественной типовой конструкции резервуаров, что дает некоторую экономию металла в резервуарах большой емкости, сокращает площадь застройки и снижает объем работ по строительству оснований [84, 118].

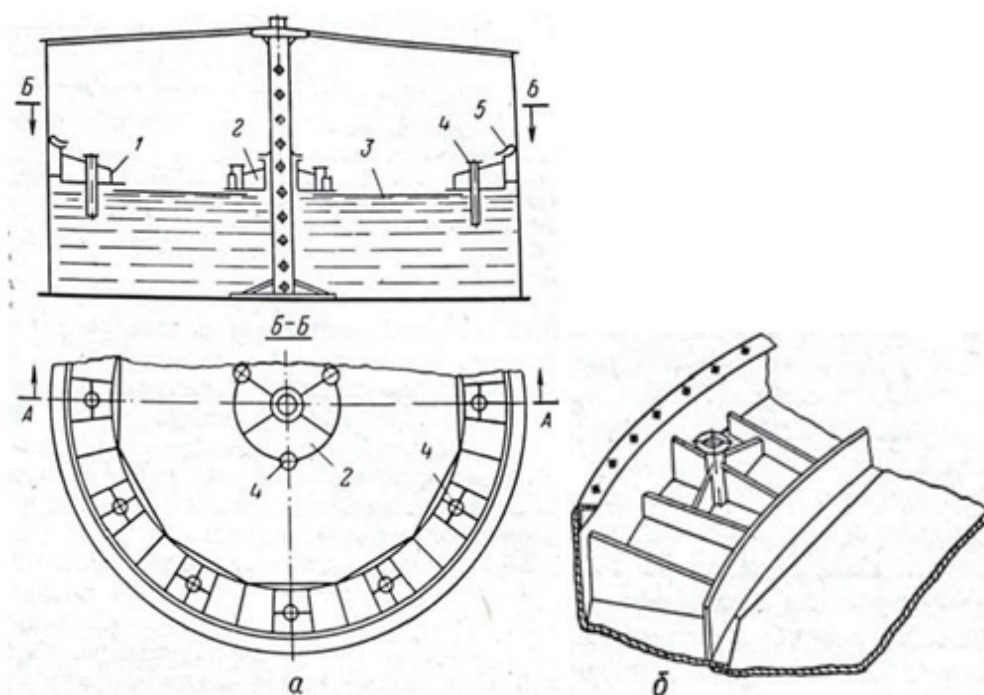
В Советском Союзе этот тип резервуаров находит широкое применение на предприятиях с большой оборачиваемостью нефти или легкоиспаряющихся нефтепродуктов. В зависимости от вязкости нефти и нефтепродукта и климатических условий резервуары с плавающей крышей должны иметь соответствующие типы затворов, отвечающих современным требованиям эксплуатации резервуаров. Накопленный отечественный опыт по эксплуатации экспериментальных резервуаров с плавающими крышами, а также материалы зарубежных фирм по строительству и эксплуатации таких резервуаров позволяли более широко применять их на предприятиях Нефтехимпрома СССР и в других отраслях народного хозяйства.

3.2 Конструкции понтонов для сокращения потерь нефти от испарения

Как было отмечено выше плавающую крышу простейшего вида в виде экрана-настила рационально использовать в качестве понтона в резервуарах со стационарным покрытием. Открытые плавающие крыши такого типа в настоящее время не применяют. В 1970-е гг. было внесено много предложений по модернизации стальных понтонов. Сущность большинства из них сводилась к отказу от двудечных коробов. Проверка таких понтонов в эксплуатационных условиях показала хорошие результаты.

При применении однодечных понтонов (Рисунок 3.14) обеспечивается большая надежность их плавучести и сокращается расход металла, идущего на изготовление понтона. Оборудование и аппаратура для резервуаров с понтонами выбирают с учетом условий эксплуатации этих емкостей. Имелись проектные решения резервуаров со стационарной кровлей и стальными понтонами вместимостью до 50 тыс. м³

В этот период предлагалось с целью экономии металла заменить металлические понтоны в резервуарах на понтоны из синтетических материалов. Конструкция таких понтонов разработана на все типоразмеры резервуаров вместимостью до 50 тыс. м³. НИИТранснефтью созданы понтоны из синтетических материалов для резервуаров вместимостью от 100 до 2000 м³.



а – общий вид; б – открытый короб;

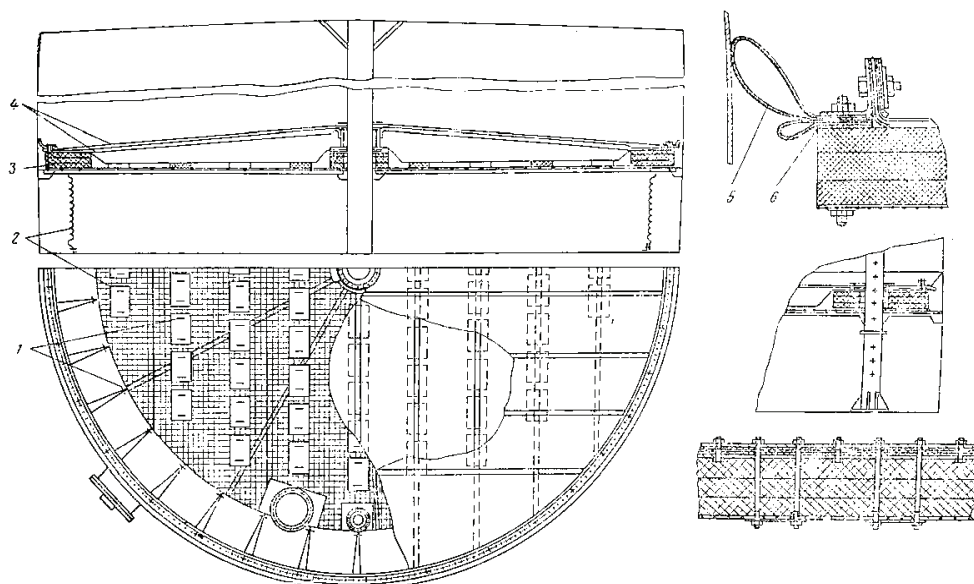
1 – наружное кольцо жесткости; 2 – центральное кольцо; 3 – днище понтона;

4 – опорная стойка; 5 – петлевой затвор

Рисунок 3.14 – Открытый металлический понтон

Об эффективности таких понтонов можно судить по резервуару вместимостью 1000 м^3 . Масса металлического понтона в нем 6,7 т, а понтона из синтетических материалов - 2,9 т, в том числе масса металлических деталей составляет 1,6 т. Понтоны сооружались в резервуарах со стационарной кровлей, которая предотвращала попадание атмосферных осадков на поверхность понтона. Конструкция понтона из синтетических материалов сборная (Рисунок 3.15).

Понтон из синтетических материалов может быть применен в резервуарах нефтебаз, перекачивающих станций и нефтеперерабатывающих заводов при температурах нефтепродуктов до $60 \text{ }^\circ\text{C}$. Он может быть смонтирован как в строящихся, так и в эксплуатирующихся резервуарах со щитовой кровлей. Монтаж понтона производится внутри резервуара из предварительно собранных узлов без применения вспомогательных механизмов. Все детали и собранные узлы понтона вносят в резервуар через люк-лаз. Крепление узлов осуществляется резьбовыми соединениями.



1 – крепежные детали; 2 – сетка; 3 – поплавки; 4 – верхний и нижний ковры;
5 – уплотняющий затвор; 6 – кольцо жесткости

Рисунок 3.15 – Понтон из синтетических материалов

Отдельная секция весит до 50 кг. Понтон можно установить в эксплуатирующихся резервуарах с покрытием из стропильных ферм при условии замены существующей кровли щитовой для сохранения полезного объема резервуара. При осмотре обслуживающий персонал может перемещаться по периферийному кольцу поплавков. Отсутствие полых поплавков гарантирует понтон от затопления. Конструкция понтона позволяет монтировать в резервуаре приборы для замера уровня и отбора проб. В СССР были разработаны неметаллические понтоны типа «Колесо» для резервуаров со щитовой кровлей и центральной стойкой; и типа «Ковер» для резервуаров со сферической кровлей.

В качестве стационарных крыш резервуаров использовались: резервуары с конусной кровлей; резервуары с щитовыми покрытиями [131]; резервуары со сферическим покрытием [38, 39].

Резервуары с конусной кровлей вместимостью 100–5000 м³ изготавливались из рулонных заготовок корпуса и днища или методом листовой сборки. В обоих вариантах настил покрытия монтировался и сваривался из отдельных листов непосредственно на резервуаре.

Резервуары со щитовыми покрытиями. Покрытия резервуаров собирались из отдельных щитов заводского изготовления. Щит перекрытия представлял собой каркас, к которому приваривался настил.

Резервуары со сферическим покрытием имеют вместимость от 10 до 50 тыс. м³. Они предназначались для хранения жидкости с плотностью до 0,9 т/м³ и могли сооружаться в районах с сейсмичностью до 7 баллов и расчетной температурой не ниже минус 40° С.

К 2001 г. были смонтированы и прошли гидроиспытания два резервуара. Они были оснащены стальными купольными покрытиями и алюминиевыми понтонами (Рисунок 3.16).

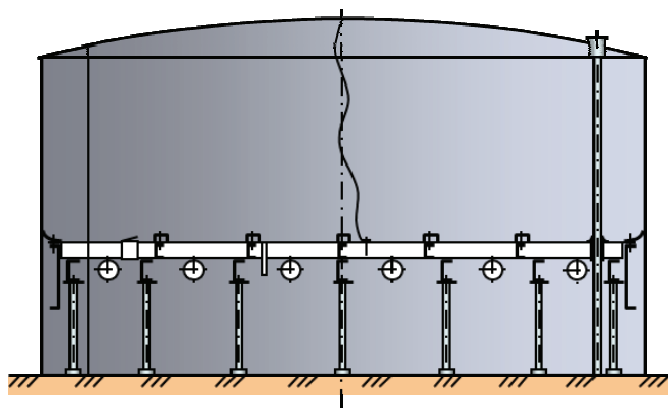


Рисунок 3.16 – Схема алюминиевого понтона

На Рисунке 3.17 приведен общий вид резервуара РВСП-20000 на НПС «Староликеево» с отечественным купольным покрытием.

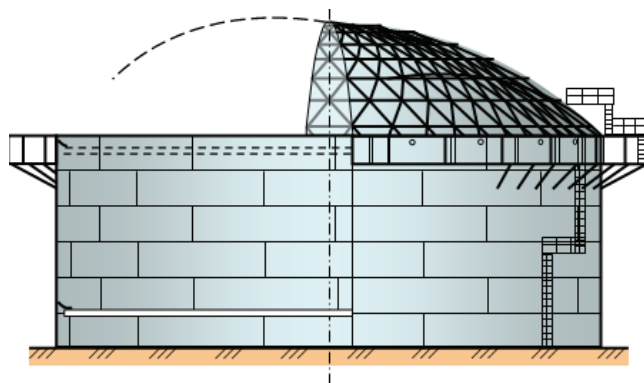


Рисунок 3.17 – Резервуар с алюминиевым купольным покрытием

Таким образом, в начале XXI века разработан и внедряется повсеместно, прежде всего на предприятиях транспорта нефти новый тип резервуаров. Этому способствовали также от 27.09.2000 г. «Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (ПБ 03-381-00)» [80]. В Правилах объединены и приведены в систему действующие разрозненно требования различных нормативных документов по вертикальным резервуарам. Правила разработаны ведущими специалистами АОЗТ ЦНИИПСК им. Мельникова, ЗАО «Трест Коксохиммонтаж», ООО «Коксохиммонтаж-Проект», АООТ «ВНИИМонтажспецстрой», АООТ «ПИ Нефтеспецстройпроект» [92-95].

Монтаж стационарных крыш в зависимости от их конструкции выполняют:

- монтаж каркасных конических и сферических крыш;
- с использованием центральной стойки;
- монтаж сверху, без центральной стойки: применяют для бескаркасных конических и сферических крыш, а также каркасных конических и сферических крыш с отдельными элементами каркаса и настила;
- монтаж изнутри резервуара, без центральной стойки; применяют для крыш с отдельными элементами каркаса и настила;
- монтаж каркасных сферических крыш внутри резервуара с последующим подъемом в проектное положение.

При разработке технологии монтажа стационарных крыш резервуаров необходимо учитывать монтажные нагрузки на крышу в целом и ее конструктивные элементы. При необходимости должны устанавливаться временные распорки, связи и другие устройства, препятствующие возникновению деформаций. На резервуарах со сферической каркасной крышей высотные отметки центрально щита, монтажной стойки должны определяться с учетом проектной высоты и строительного подъема, предусмотренных рабочей документацией. Понтон или плавающую крышу монтируют на днище резервуара после его сборки и контроля на герметичность.

Опыт эксплуатации резервуаров с понтоном позволил выявить следующие недостатки их конструкции и монтажа.

На стационарных крышах обнаружены дефекты:

- коррозия локальная сквозная;
- отверстия сквозные.

На понтонах обнаружены следующие дефекты:

- отсутствие монтажных нижних угловых швов нахлесточных соединений полотнищ ковра понтона;

- как следствие предыдущего пункта, разрушение верхних угловых швов ковра понтона ;

- сквозные отверстия – ИМ2ЭО – прожоги при монтаже резервуара.

Направляющие понтона имеют дефекты:

- отклонение от вертикали, полученное при монтаже;
- отклонение от вертикали, полученное из-за просадки днища и разрушения нижних сварных соединений.

Затвор понтона у большинства резервуаров потерял служебные упругие свойства.

Произошедшее затопление металлического понтона на РВС-10 000 на НПС «Рязань» явилось причиной поиска новых решений оснащения понтонами. Одним из таких решений является новая конструкция понтонов с алюминиевыми поплавками, каркасом и настилом (Рисунок 3.16). Опыт годичной эксплуатации данной конструкции понтона показал его высокую эффективность. Следует отметить, что полистовая сборка резервуаров и оснащение их алюминиевыми купольными крышами были внедрены в ОАО «Верхневолжскнефтепровод» впервые в системе АК «Транснефть». С начала 2000 годов начинается строительство резервуаров методом полистовой сборки с оснащением их алюминиевыми купольными крышами, что также является первым опытом в АК «Транснефть» (Рисунок 3.17) [109].

ГЛАВА 4

РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИИ КУПОЛЬНОЙ КРЫШИ

Многие инженеры-проектировщики считают, что своими «корнями» купольная крыша уходит к геодезическим куполам.

Геодезический купол - сферическое архитектурное сооружение, собранное из балок, образующих геодезическую структуру, благодаря которой сооружение в целом обладает хорошими несущими качествами. Геодезический купол является несущей сетчатой оболочкой.

Форма купола образуется благодаря особому соединению балок - в каждом узле сходятся ребра слегка различной длины, которые в целом образуют многогранник, близкий по форме к сегменту сферы.

4.1 Историческая связь геодезического архитектурного купола и купольных крыш резервуаров для нефти и нефтепродуктов

В 1919 году немецкий архитектор, инженер и руководитель оптической компании «Carl Zeiss» Вальтер Бауэрсфельд начал проводить опыты по строительству оболочек-сводов, с помощью которых можно было бы создавать нерасчлененные объемные пространства. Был разработан самонесущий купол, основанный на вписанных в сферу многогранниках, предназначавшийся для планетария, который строила фирма «Carl Zeiss». В 1925 г. появился патент на первый геодезический купол.

В 1940 г. Ричард Фуллер изучил свойства куполов более подробно. Эта конструкция заинтересовала его из-за малой массы при большом внутреннем пространстве. Фуллер Р. надеялся, что новое строительство поможет решить послевоенный жилищный кризис.

Геодезические архитектурные купола действительно нашли свое применение в различных архитектурных строениях - больших оранжереях, планетариях, аудиториях, складах, ангарах. Жилые же купола не оправдали своих надежд из-за

высокой стоимости. Геодезический купол обладает рядом преимуществ, одно из которых – большая несущая способность, причем, чем больше купол, тем она выше. Сооружения создаются очень быстро из достаточно легких элементов силами небольшой строительной группы: структуры до 50 м собираются даже без строительного крана. Купола также обладают идеальной аэродинамической формой, благодаря чему их можно возводить в ветреных и ураганных районах. Однако есть и недостатки. Обычно современные материалы для создания граней купола имеют прямоугольное сечение, их приходится дополнительно обрабатывать, придавая треугольное, из-за чего появляется много лишних отходов.

В целом, геодезические купола являются основой многих неповторимых архитектурных сооружений, незаменимы они и в полярных условиях (Рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 – Геодезический купол антарктической научной станции «Амундсен-Скотт» на Южном полюсе

Существует много компаний, которые занимаются производством геодезических куполов, но среди реализованных проектов у них есть и купольные крыши для резервуаров нефтяной промышленности. Одной из таких компаний является «Aluminum Domes», специализирующаяся на проектировании, производстве и монтаже купольных конструкций из алюминия. При проектировании

алюминиевых купольных крыш эта компания в первую очередь уделяет внимание нескольким геометрическим требованиям.

Специалисты «Aluminum Domes» считают, что для купольных крыш было бы идеально иметь все балки определенной длины и все секции определенных размеров [178]. Это упростило бы проектирование, производство и монтаж. Однако, использование всех балок одной длины, не позволит иметь куполу необходимую крутизну. Это будет плоская поверхность без большой конструкционной прочности. Лучшей геометрической формой для купола будет та, которая позволит максимально увеличить конструкционную прочность и минимизировать число балок различной длины и секции различных размеров.

Главный инженер компании «Aluminum Domes» отмечает, что прежде, чем реализовывать на практике те или иные сочетания форм, необходимо убедиться в отсутствии различных ограничений, например, опасного действия нагрузок на модель купола и др [173].

4.2 Возможные конструкции купольных крыш для резервуаров нефтяной промышленности

4.2.1 Бескаркасные сферические (купольные) крыши

Бескаркасные сферические крыши рекомендуется использовать для РВС диаметром не более 25 м при толщине гладкой сферической оболочки от 5 до 10 мм. Крыша должна быть образована листовым настилом в виде пологих сферических оболочек (Рисунок 4.2).

Геометрические параметры бескаркасной сферической крыши должны соответствовать следующим требованиям: - минимальный радиус сферической поверхности должен составлять 0,8 диаметра резервуара; - максимальный радиус сферической поверхности - 1,2 диаметра резервуара.

Сферическую оболочку собирают в единую конструкцию на монтажной площадке на специальном кондукторе из отдельных лепестков, изготовленных в заводских условиях.

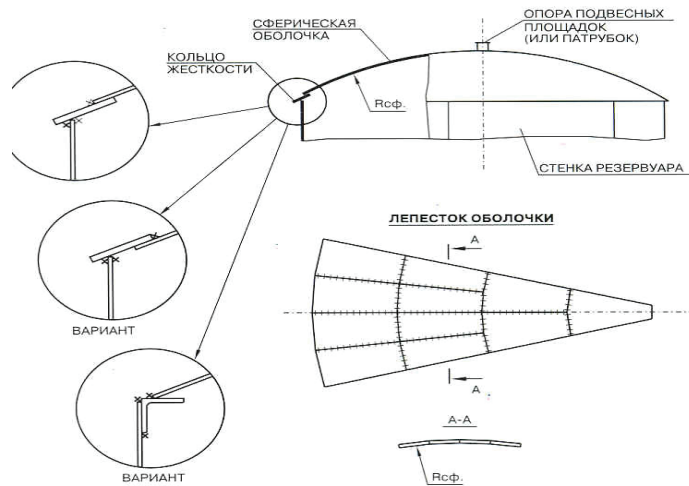


Рисунок 4.2 – Схема сферической бескаркасной крыши

4.2.2 Каркасные сферические крыши

Сферические каркасные крыши рекомендуются для РВС диаметром 25 м и более. Эту крышу можно изготавливать в виде секторных щитов или отдельно из секторных каркасов и набора листов настила (Рисунок 4.3).

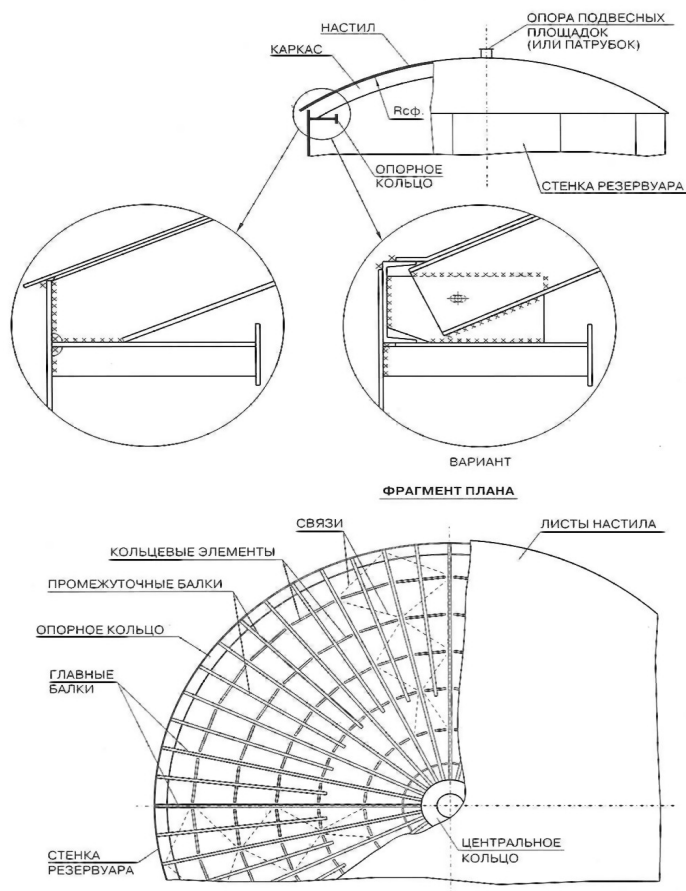


Рисунок 4.3 – Схема сферической каркасной крыши

Геометрические параметры для каркасной сферической крыши:

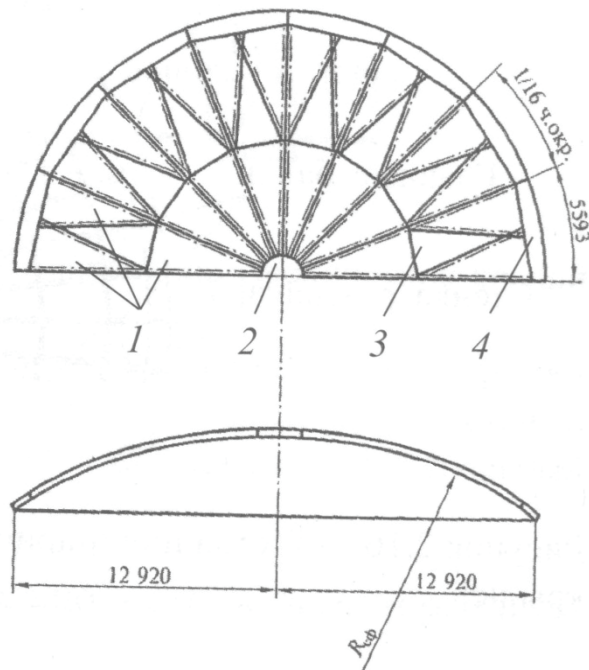
- минимальный радиус сферической поверхности должен составлять 0,8 диаметра резервуара;

- максимальный радиус сферической поверхности - 1,5 диаметра резервуара.

При приложении рабочих нагрузок на крышу этой конструкции в узле сопряжения со стенкой возникают существенные усилия распора. Для их восприятия по верхней кромке стенки монтируют опорное кольцо жесткости, которое имеет различные конструкции. Каркасные крыши могут быть обычного или взрывозащищенного исполнения. В каркасных крышах обычного исполнения листовой настил следует прикреплять ко всем элементам каркаса, т.е. изготавливать комплект трапециевидных щитов на заводе. В каркасных крышах взрывозащищенного исполнения листовой настил должен быть прикреплен только к стенке по периметру крыши. Катет сварного шва в соединении между настилом и кольцевым элементом жесткости принимают равным 4 мм. Каркасные крыши этого варианта изготавливают на заводе из конструктивных элементов в виде секторных каркасов, кольцевых балок каркаса, центрального щита и рулонизируемых полотнищ настила. Настил крыши укладывают на полностью собранный каркас.

4.2.3 Современные конструкции купольных крыш резервуаров для нефти и нефтепродуктов

В последнее время разработаны и постепенно внедряются в практику новые конструкции купольных крыш [69]: сетчатые купола, собираемые из унифицированных щитов пяти типоразмеров (Рисунок 4.4); алюминиевые купола, состоящие из сетчатого несущего каркаса, собираемого из стержней на высокопрочных болтах, и настила из алюминиевого сплава толщиной 1,2 мм (Рисунок 4.5) [163, 171].



1 – унифицированные щиты; 2 – центральное кольцо; 3 – листовая вставка;
4 – опорное кольцо

Рисунок 4.4 – Сферический купол резервуара из унифицированных элементов



Рисунок 4.5 – Общий вид резервуара с купольной крышей

Современная модель купольной крыши из алюминия предназначена для установки на стальных и железобетонных резервуарах [19]. Купольную крышу проектируют для конкретного заказчика, учитывая особенности каждого резервуара. Сборку купола ведут внутри самого резервуара, что исключает необходимость

оборудования специальной монтажной площадки. Несущий каркас выполнен в сетчатом варианте. Стержневая сетка имеет необходимое количество опор, которые закреплены на стальном опорном кольце резервуара.

Таблица 4.1 – Основные характеристики современных куполов из алюминия

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

В Таблице 4.1 представлены основные характеристики современных куполов. Все элементы каркаса купола представляют собой прямолинейные стержни из пресованных двутавров высотой 160 мм. При этом применяют два типа сечения: один тип для всех элементов купола, второй – для опорных стержней купола.

Все элементы каркаса купола соединяют на болтах (Рисунки 4.6, 4.7).

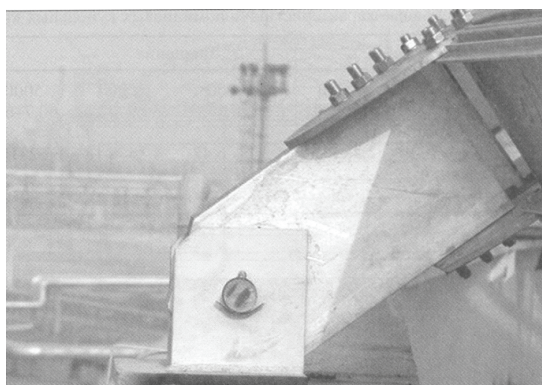


Рисунок 4.6 – Узел крепления каркаса купола к стенке резервуара

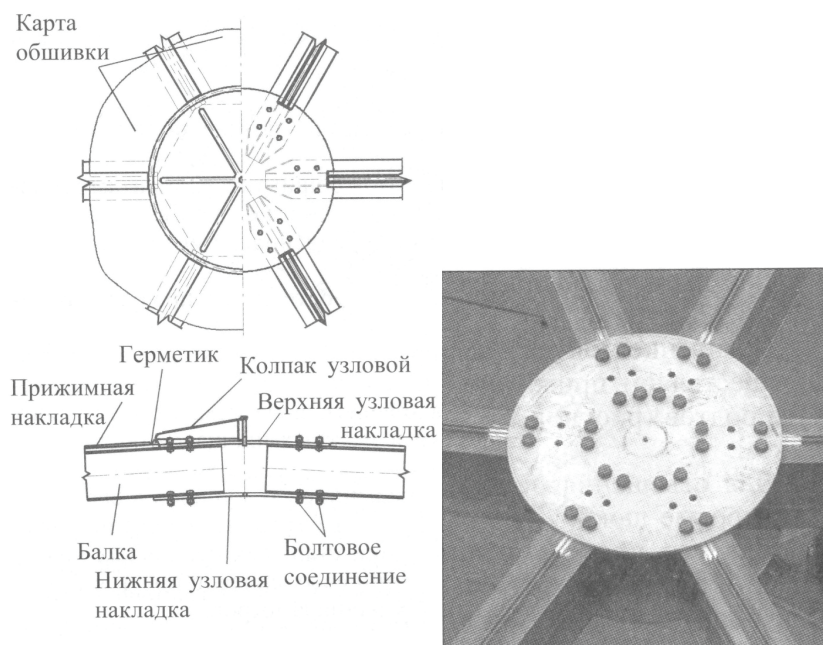


Рисунок 4.7 – Узел крепления стержней каркаса

В 2001 году инженером ЦНИИПСК им. Н.П. Мельникова Ружанским И. Л. был получен патент на купольную сетчатую крышу резервуара [100]. Его соавторами также являются Мосягин Д. Л., Дмитриев М. Г., Каравайченко М. Г., Фатхиев Н.М.

С целью совершенствования резервуаров для нефти и нефтепродуктов ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» разработало в 2010 герметичные алюминиевые купольные крыши, которые можно устанавливать на резервуарах без понтона [9]. Тем самым, частично решалась проблема с потерей нефтепродукта от испарения и загрязнением окружающей среды. Конструкция герметичной алюминиевой крыши является прототипом вентилируемой алюминиевой купольной крыши. Отличием же является то, что настил кровли толщиной не менее 4 мм является полностью (герметичным), при этом крепится только к периферийному кольцу резервуара, что обеспечивает взрывозащищенную конструкцию кровли. Герметичная алюминиевая крыша оснащается всем необходимым оборудованием для эксплуатации резервуара, в том числе дыхательной арматурой.

На Рисунке 4.8 показан процесс сборки герметичной алюминиевой крыши.



Рисунок 4.8 – Герметичная алюминиевая купольная крыша по проекту
ЗАО «Нефтемонтаждиagnostика»

4.3 Необходимость внедрения в резервуаростроении купольных конструкций из алюминия

Опыт эксплуатации РВС в нефтяной промышленности России показал, что они подвержены интенсивному коррозионному поражению. Это, в свою очередь, требует остановки и проведения ремонтных работ, с целью обеспечения промышленной и экологической безопасности, а также достижения нормативного срока службы. Остановка и ремонт – колоссальные убытки для любой компании. Но так как резервуары – незаменимые элементы технологического процесса перекачки нефти и ее продуктов, необходимо искать решения данной проблемы.

Изучая сложившуюся проблему, специалисты нефтяной промышленности пришли к выводу, что наиболее частому интенсивному поражению подвержены крыша и днище (Рисунок 4.9). Причиной коррозии кровли резервуара является газовая фаза, которая содержит пары воды, углекислый газ и сероводород. Скорость коррозии крыши без защиты достигает 0,5 – 4,5 мм в год, а срок службы из-за небольшой толщины стенки кровли обычно не превышает 1,5-2 года [47].



Рисунок 4.9 – Опыт эксплуатации резервуаров со стальной кровлей

При этом нужно помнить, что работа по замене кровли дорогостоящая и довольно трудоемкая. Как показывает опыт эксплуатации РВС, к моменту первого вывода резервуара в ремонт замене подлежит от 30 до 80 % кровли. А так как частичная ее замена нецелесообразна, то в основном приходится менять листовой металл кровли полностью. Наиболее эффективными и реально применяемыми на практике методами антикоррозионной защиты являются: антикоррозионные покрытия; использование пленкообразующих и «летучих» ингибиторов; установка протекторов.

Эти средства действительно эффективны для защиты днища и обечайки. Но качественное нанесение покрытия для крыши практически неосуществимо, так как она имеет сложную конструкцию с большим количеством опорных элементов, зазоров и застойных полостей, куда без особых проблем заходит газопаровая среда, находящаяся над поверхностью продукта. Также стоит отметить, что сероводород диссоциирует с выделением атомарного водорода, проникающего в любые незащищенные места. Эффект от нанесения на поверхность крыши пленкообразующих ингибиторов в сочетании с летучими ингибиторами тоже невелик и не позволяет вывести срок службы кровли резервуара на нормативный, который составляет 20 лет [29]. Отметим, что стоимость одного покрытия, например, для резервуара РВС – 5000 м³ составляет приблизительно 1,363 миллиона рублей. При этом срок службы антикоррозионного покрытия при эксплуатации резервуара не превышает 10 лет, а чаще и того меньше [9].

Очевидно – при строительстве резервуаров кровлю нужно делать не из стали, а из другого материала, который обладал бы более широким комплексом физико-химических свойств, обеспечивающих в свою очередь значительное повышение коррозионной стойкости крыши. И таким материалом может быть алюминий. Алюминиевые сплавы хорошо переносят воздействие углекислого газа, а кислород и сероводород для них являются ингибиторами. Их преимуществами также считаются: малая плотность и как следствие, снижение напряженного состояния корпуса резервуара и скорости коррозии под напряжением; хладостойкость; отсутствие склонности к искрообразованию; отсутствие склонности к парафиноотложению.

Кравцов В. В. отмечает, что на воздухе поверхность алюминия быстро теряет металлический блеск, покрываясь тонкой и прочной защитной пленкой, состоящей из оксида алюминия [54]. Эта пленка предохраняет металл от дальнейшего окисления, что и гарантирует алюминию высокую коррозионную стойкость. Однако автор отмечает, что при определенных условиях алюминиевые сплавы склонны к специфическим видам коррозионного разрушения – питтингу, межкристаллитной коррозии, коррозионному растрескиванию, расслаиванию, водородному охрупчиванию. Это объясняется тем, что в реальных конструкциях имеются щели и зазоры, вследствие чего поступление кислорода к металлу будет различным, и алюминий будет подвергаться усиленной коррозии. Также нужно помнить о том, что алюминиевые сплавы очень чувствительны к контактам с другими металлами. Особенно при соединении алюминиевых изделий со стальными последние должны покрываться специальными защитными покрытиями (цинком, кадмием) во избежание гальванической коррозии.

Несмотря на это, в 1994 году в России было решено провести промышленное испытание первой экспериментальной сферической кровли, изготовленной из алюминиевого сплава. Проект был разработан «ВНИИТНефть» для РВС-5000 м³ АНК «Башнефть» [47]. При проектировании, изготовлении и монтаже резервуара были учтены основные положения американских стандартов и отечественный опыт изготовления алюминиевых конструкций. В процессе эксплуатации оценивалась

коррозионная стойкость кровли. После двадцати месяцев резервуар вывели из эксплуатации для детального контроля состояния наружной и внутренней поверхностей крыши, элементов ее каркаса и узлов крепления. Экспертная комиссия сделала заключение: внешняя поверхность кровли находится в отличном состоянии, никаких следов коррозии обнаружено не было; на всех внутренних элементах крыши наблюдается лишь очаговое изменение цвета поверхности (потускнение), в то время как на стальных крышах в аналогичных условиях эксплуатации возникли сквозные коррозионные поражения.

На основании изложенных выше фактов промышленное испытание алюминиевой кровли в России признали успешным. Нужно обратить внимание на то, что данное испытание проводилось именно для купольной кровли, и это не удивительно, ведь она имеет много преимуществ. Одним из них является высокая несущая способность крыши при небольшой ее массе (в сравнении со стальной), а отсутствие центральной стойки значительно упрощает процесс монтажа.

Суровые климатические условия и сложности в осенне-зимний период в России показали, что повсеместно применять резервуары с открытыми плавающими крышами невозможно. Возникла довольно актуальная задача: что делать с резервуарами с плавающими крышами в тех районах, где их дальнейшая эксплуатация невозможна. С одной стороны, можно провести демонтаж плавающей крыши и ее замену традиционной стационарной кровлей. Тогда появятся дополнительные проблемы и затраты с установкой понтона, ведь резервуару без понтона будут характерны большие потери от испарения.

Решение проблемы кажется очевидным – почему бы плавающую крышу не использовать как понтон, а дополнительно провести установку купольной кровли, тем более, ее конструкция и процесс монтажа не предполагают возникновение каких-либо трудностей. Изучением данного вопроса занимались американские авторы. В своих исследованиях они рассматривали, какую крышу (алюминиевую или стальную) лучше установить на резервуары, на которых уже имеются плавающие крыши [171]. Причем, плавающая крыша по их задумке будет служить понтоном. Philip E. Myers и его коллеги пришли к выводу, что при установке на

резервуарах с плавающими крышами стационарных покрытий, переход к алюминиевым купольным крышам обычно наиболее эффективен, независимо от размера резервуара. Они объясняли это тем, что при монтаже алюминиевых купольных крыш не требуется очистка резервуара или длительное время простоя по причине проведения огневых работ. Алюминиевый купол – это конструкция, скрепленная болтами, которая может быть собрана на резервуаре без огневых работ. Стальные же крыши требуют огневых работ, поэтому опасность проведения монтажных работ в данном случае возрастает. Авторы также обращали внимание на коррозионную стойкость рассматриваемых материалов. В их исследованиях отмечено, что стальные крыши часто имеют непокрытую защитным слоем внутреннюю поверхность. В результате создаются тонны коррозионных продуктов, которые со временем отделяются от нижней поверхности стационарной крыши и собираются на дне резервуара. Алюминиевые купольные крыши не образуют продуктов коррозии. На Рисунке 4.16 показано принципиальное различие между алюминиевыми купольными и стальными коническими крышами резервуаров.



Рисунок 4.10 – Различия купольной и конической крыш

Как видно из Рисунка 4.16, одним из отличий конических крыш является наличие опор. Стоит отметить, что поддерживающие крышу опоры увеличивают вероятность возникновения у резервуара коррозии днища и коррозии крыши. Стандарт API-650 не разрешает опорам быть прикрепленными к днищу резервуара, так как оно может подвергнуться осадке [144]. При этом контроль под основаниями опор обычно не возможен из-за сложности поднятия опоры. По этой причине

возрастает риск распространения коррозионного повреждения. Philip E. Myers также отмечал, что опоры могут задерживать углеводороды. Многие пожары и взрывы начинались из-за задержки углеводородов в опорах крыши во время работ внутри резервуара. Ввиду того, что купольные конструкции не требуют наличия опор, подобные проблемы с ними не возникает. Еще одним преимуществом алюминиевых купольных крыш является взрывопожаробезопасность. Этот аспект рассмотрен в статье Клубаня В. С. [50]. В 2006 году ЗАО «Нефтемонтиагностика» провело сравнительный анализ резервуаров объемом 50000 м³ с плавающей и стационарной купольной крышей. Результаты отражены в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Сравнительный анализ резервуаров объемом 50000 м³

Наименование показателей	Тип резервуара		
	С плавающей крышей		С купольной крышей и понтоном из алюминиевых
	стальная однодечная	стальная двудечная	
Диаметр резервуара, м	60,7	60,7	60,7
Высота резервуара, м	18,0	18,0	18,0
Полезный объем резервуара, м ³	48900	48500	49700
Общая масса резервуара, т	880	1050	750
в том числе крыши, т	185	320	43 (купол) плюс 14 (понтон)
Стоимость металлоконструкций крыши, тыс. руб.	12250,00	19000,00	25000,00
Стоимость металлоконструкций крыши с монтажом, тыс. руб.	17000,00	25000,00	31000,00
Стоимость покрытия (типа «Амерлон», «Амеркоут»), тыс. руб.	17000,00	17000,00	-
Всего, тыс. руб.	34500,00	42500,00	31000,00

Philip E. Myers также отмечает, что как правило, алюминиевые купольные крыши имеют более высокую начальную стоимость. Однако их дальнейшая эксплуатация способствует лучшей конечной окупаемости по сравнению со стальными коническими кровлями [171]. По этим причинам алюминиевые купольные крыши получили широкое распространение. Если говорить о дальнейшем развитии конструкций купольных крыш в резервуаростроении, то в перспективах возможно использование других материалов, которые бы ничем не уступали, а по некоторым показателям даже превосходили качество алюминиевых сплавов. В последнее время актуальным становится вопрос отказа от использования традиционно приемлемых материалов и перехода к новым ПКМ. Сравнительные характеристики ПКМ по сравнению с другими материалами представлены в Таблице 4.3, откуда следует, что в сравнении с традиционными материалами, ПКМ выигрывают по ряду параметров.

Таблица 4.3 – Сравнительные характеристики материалов

Физико-механические характеристики	Базальто-пластик	Стекло-пластик	ПВХ	Сталь	Алюминий
Плотность, т/м ³	1,5-2,0	1,6-2,0	1,4	7,8	2,7
Разрушающее напряжение при сжатии (растяжении), МПа	420-1200	410-1180	41-48	410-480	80-430
Разрушающее напряжение при изгибе, МПа	800	690-1240	80-110	400	275
Модуль упругости при растяжении, ГПа	70	21-41	2,8	210	70
Модуль упругости при изгибе, ГПа	70	21-41	2,8	210	70
Коэффициент линейного расширения, $\times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	5-14	5-14	57-75	11-14	22-23
Коэффициент теплопроводности, Вт/м $^\circ\text{C}$	0,25	0,25-0,3	0,15-0,16	46	140-190

Их преимуществом также являются: высокая прочность; долговечность; отсутствие коррозии и химическая стойкость; простота и скорость выполнения работ. Богданов С. В. в [20] рассмотрел применение КНЭ для стенок резервуара, который представляет собой композитную структуру, состоящую из пространственно-развитой неразъемной сварной оболочечной арматуры и бетонного заполнителя. Эффективное применение КНЭ в сварных стенках вертикальных цилиндрических резервуаров обусловлено конструктивными особенностями сварной оболочечной арматуры, обеспечивающей действенное восприятие и распределение эксплуатационных нагрузок от веса хранимой жидкости и вышерасположенных элементов резервуара, повышенную устойчивость к потере несущей способности. Богданов С. В. отмечает, что в результате изменения металлоемкости конструкции стенок резервуара при использовании КНЭ и быстровозводимых монтажных стыков достигается снижение конечной стоимости стенок резервуара относительно типового исполнения примерно на 17-19 %. Дополнительная экономия достигается за счет коррозионной защиты от атмосферных воздействий сварной оболочечной арматуры, обеспечиваемой бетонным компонентом. Большинство исследователей считают - главным недостатком композитных материалов является сложность технологии получения и, как следствие, их дороговизна. Также необходимо учесть, что при разработке проекта стального резервуара с купольной кровлей из композита нужно учесть правильность выбора связующего материала. И если в Европе накоплен опыт подбора связующего звена, то в нашей стране он отсутствует. С одной стороны, можно закупать композитный материал для кровли резервуара и связующего элемента за рубежом. При этом нужно помнить, что европейские марки стали и отечественные по определенным показателям различаются. Таким образом, то, что для европейских стран является надежно испытанным и проверенным, для нашей отрасли резервуаростроения может оказаться совсем не эффективным. Тем не менее, за композитными материалами неоспоримое будущее. И чем раньше будет изучен вопрос внедрения полимерных материалов при строительстве кровли стального резервуара, тем больший экономический эффект можно будет получить.

4.4 Компании, занимающиеся проектированием купольных крыш

4.4.1 Зарубежные компании, занимающиеся проектированием купольных крыш

Одним из ведущих в области проектирования и производства купольных крыш на является американская компания «Тетсог», которая была основана в 1964 году. В 1968 году компанией был реализован проект первой купольной крыши резервуара для воды; в 1969 - для сточных вод; в 1977 году - для нефти [176].

Руководство «Тетсог» утверждает, что их конструкции легко перенесли экстремальные климатические условия: - жару пустыни Среднего Востока; - тайфун со скоростью 300 км/ч на острове Тихого Океана; - снеговые нагрузки 1500 кг/м² в Антарктиде.

Международным лидером в области проектирования, изготовления и монтажа купольных кровель геодезического типа является американская корпорация «Ultraflote», основанная в 1972 году. За время ее существования было изготовлено свыше 1000 купольных кровель, эксплуатируемых более чем в 200 фирмах мира, в том числе США, Канада, Европе, Японии, Ближнем Востоке (Рисунок 4.11).



Рисунок 4.11 – Алюминиевая купольная крыша, изготовленная фирмой «Ultradome» для НПЗ в Одессе

По мнению руководства фирмы, алюминиевая купольная кровля «Ultradome» является идеальной конструкцией, которая нашла применение на многих промышленных объектах: на резервуарах для воды и на водоочистных сооружениях (как для новых конструкций, так и для модернизации старых); на резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов (для переоборудования резервуаров с наружной плавающей кровлей на крытые; для установки над новыми внутренними плавающими кровлями и для замены существующих стальных и железобетонных кровель).

Купольная крыша «Ultradome» – полностью триангулированная, сферическая каркасная конструкция, рассчитанная как самонесущая от периферии, в которой первичное распорное усилие находит противодействие в цельнонапряженном кольце. Покрытие каркаса сделано из негофрированных алюминиевых листов [35].

Для обеспечения безопасности и сохранности кровли при любых нагрузках фирмой разработана интерактивная программа матричного анализа, которая позволяет исследовать как минимум 16 различных вариантов нагрузок. Все составные части кровли изготавливаются предварительно по точным допускам с использованием выполненных на компьютере расчетов себестоимости материалов и таблиц выкройки. Программа технической инспекции и гарантии качества позволяет быстро производить монтаж кровли на месте без нарушения графика. Все главные составные части имеют предварительно просверленные отверстия и, если это требуется, могут быть предварительно смонтированы, что исключает ошибки во время сборки, ускоряет монтаж, снижает его себестоимость. Руководство данной корпорации утверждает, что диаметр устанавливаемой купольной крыши по их проектам зависит не от возможностей конструкции, а только от финансового положения заказчика. Ими также был проведен анализ случаев обрушения купольных крыш других производителей, на основании которых был сделан вывод: нельзя применять в рассматриваемых конструкциях жесткие шарниры на стыках крыши и стен резервуара. При низких температурах стальной корпус резервуара и алюминиевая купольная крыша по-разному изменяют свою геометрию, что приводит к возникновению нагрузки дополнительно к снеговой, а далее – к

разрушению жестких шарниров и обрушению крыши. Отметим, что купольные крыши корпорации «Ultraflote» благодаря своей конструкции со скользящими опорами успешно работают в районах с высокой снеговой нагрузкой (Канада, Аляска), а также в сейсмоопасных регионах (Япония). Случаев их обрушения не было.

Ведущим мировым производителем алюминиевых купольных крыш также является немецкая компания «Vasopo», которая специализировалась не только на проектировании инженерных конструкций, но и на выплавке алюминия и его сплавов. Компанией реализовано более 4000 проектов. Крыши готовы к эксплуатации в любых климатических условиях: от минус 50 °С до плюс 90 °С [179]. Крыша «Vasopo Dome» – это объемная конструкция, состоящая из самонесущего каркаса, покрытого треугольными алюминиевыми листами (Рисунок 4.12).



Рисунок 4.12 – Алюминиевая купольная крыша компании «Vasopo» в сборе

Основой конструкции купола являются алюминиевый балочный профиль и алюминиевые листы треугольной формы. Крыши проектируются и рассчитываются с учетом современных технических средств. После проектирования данные при помощи компьютера направляются в автоматизированный производственный цех, в котором происходит изготовление всех элементов крыши (профили, косынки, листы, покрытия и др.) на самом современном оборудовании. Такая система практически полностью исключает человеческий фактор, а значит и возможное появление ошибок и неточностей. Сам профиль спроектирован так, что исключается применение силикона для герметизации стыков в зажимной планке.

Согласно технологии, разработанной компанией «Vasop», между зажимом и пластинами размещают надежную герметизирующую прокладку, выполненную из этиленпропилендиенового мономера каучука, отлично зарекомендовавшего себя практически во всех отраслях промышленности. Данный каучук бесцветен, имеет отличную стойкость к воздействию тепла, холода, ультрафиолета, кислорода и озона. При относительно невысокой стоимости материал обладает хорошей устойчивостью к нефти и нефтепродуктам. По работоспособности в агрессивных средах его превосходит только намного более дорогостоящий фторкаучук.

Листы купола, также как профиль, производятся из высокопрочных алюминиевых сплавов заводским способом, в антикоррозионном исполнении. Они обладают превосходными антикоррозионными свойствами, особенно в агрессивной влажной или солевой среде. Дополнительное защитное покрытие не требуется даже после нескольких десятков лет использования, поскольку алюминиевые сооружения рассчитаны даже на больший срок эксплуатации (более 30–40 лет), нежели резервуары, для которых они предназначены. Следовательно, обслуживание крыши резервуара сводится практически к нулю. Все листовые ячейки имеют форму треугольника с загнутыми кромками. Это обусловлено технологией крепления листов к профилю.

На протяжении пятнадцати лет проектированием, разработкой и строительством купольных крыш для резервуаров также занимается инжиниринговая компания «ENCE GmbH» (Швейцария). Интересно, что компания специализируется на исследованиях и поиске нестандартных, эффективных и энергосберегающих решений. «ENCE GmbH» предлагает алюминиевые геодезические куполообразные крыши диаметром до 120 метров. Конструкция крыши разработана как независимая куполообразная крыша, только ее наружная кромка соприкасается со стенкой резервуара. Центральные распорки, которые проходили бы через установленные плавающие крыши и уменьшали бы эффективность системы, больше не нужны. Этот передовая конструкция позволяет существенно уменьшить потери испарения [8].

4.4.2 Отечественные компании, занимающиеся проектированием купольных крыш

В 2000 г. впервые в нашей стране ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» совместно с институтом ЦНИИПСК им. Н.П. Мельникова разработало проект купольной крыши из алюминиевых сплавов. В 2001 г. в районе города Кстово на ЛПДС «Староликеево» ОАО «АК «Транснефть» по предложенному проекту было построено два резервуара (№ 26 и 27) вместимостью 20000 м³ каждый.

Согласно проекту ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» купольная крыша построенных резервуаров представляет собой сетчатую конструкцию из стержней, которые образуют ячейки в виде треугольников, вписанную в сферическую поверхность. Стержни купола соединены между собой узловыми накладками при помощи высокопрочных болтов. Каркас купола покрыт настилом толщиной 1,5 мм из коррозионно-стойкого сплава. Элементы настила купола соединены между собой на стержнях накладками и самонарезающими болтами, а узловые соединения закрыты колпаками. На купольной крыше установлены световые, смотровые люки и вентиляционные отверстия.

В статье [97] упоминается, что согласно данному проекту опоры купола шарнирно закреплены на стальном опорном кольце жесткости резервуара, которое одновременно является нижним распорным кольцом купола. Так как резервуары, установленные на ЛПДС «Староликеево» по-прежнему находятся в эксплуатации, данный проект купольной кровли можно считать успешным.

В России безусловным лидером в проектировании, обследовании и экспертизе в области металлостроительства является ЦНИИПСК им. Н.П. Мельникова. В 2004 г. инженером Ружанским И. Л. был создан проект алюминиевого сетчатого купола для резервуаров в Нижнем Новгороде НПС «Староликеево» (Рисунок 4.13).

Все элементы купола соединялись на болтах. Узел соединения был разработан с условием применения высокопрочных болтов. Это соединение можно назвать «сдвигоустойчивым». Его преимуществом является то, что оно требует на порядок меньшей точности изготовления, чем соединения на срезных болтах системы «Ultraflote». Узловые силовые накладки – конусные, причем угол

раскрытия конуса – величина расчетная, что позволило иметь один типоразмер накладки для всего купола.



Рисунок 4.13 – Алюминиевый сетчатый купол по проекту Ружанского И. Л.

Общая устойчивость купола обеспечена конструкцией каркаса в сочетании с узловыми соединениями. Можно отметить, что в России это один из наиболее грамотно продуманных проектов алюминиевой купольной крыши. Крупнейшим проектом ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» является купольная крыша на РВСПА - 50000 м³ одной из НПС действующих магистральных нефтепроводов (2006 год).

4.5 Технология производства и монтаж купольных крыш

Общие сведения о производстве и монтаже купольных крыш резервуаров для нефти и нефтепродуктов приводятся в стандарте API-650. В американском стандарте [144] в первую очередь указывается, что подрядчик, выполняющий монтаж купольной кровли, должен производить работы, используя квалифицированных руководителей, обладающих навыками и опытом в производстве и монтаже рассматриваемых конструкций.

Производство и монтаж купольных крыш резервуаров для нефти и нефтепродуктов в России осуществляется с учетом отечественных стандартов. В [81] существует раздел «Монтаж стационарных крыш». Отметим, что отдельный подраздел для купольных крыш отсутствует. В данном документе устанавливаются предельные отклонения размеров и формы смонтированной каркасной стационарной крыши: разность отметок смежных узлов верха радиальных балок и

ферм на опорах не должны превышать 20 мм для резервуаров любого диаметра. Монтаж стационарной крыши выполняют одним из следующих способов: монтаж центральной стойкой; монтаж сверху без центральной стойки; монтаж изнутри без центральной стойки.

Способ монтажа с центральной стойкой применяется для каркасных конических и купольных крыш. Более подробные сведения о монтаже куполов можно найти в книге Кузнецова В. В. [55]. В данном справочнике говорится, что способы монтажа сетчатых куполов довольно разнообразны.

Ружанский И. Л. в своей статье [97] детально описывает монтаж алюминиевых сетчатых куполов, который был разработан специалистами ЦНИИПСК им. Мельникова. Он пишет, что сам каркас купола монтируют методом подращивания.

Сборку каркаса алюминиевых куполов производили на днище уже смонтированных резервуаров (Рисунок 4.14). При этом ограждающие панели устанавливают на каркас купола в процессе его сборки.

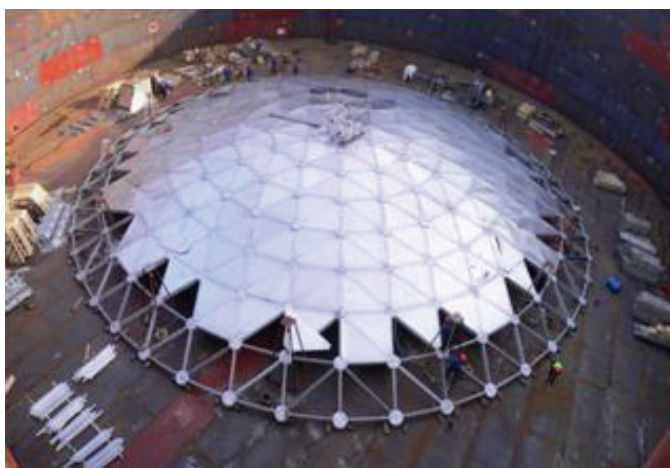


Рисунок 4.14 – Сборка купола на днище резервуара

Таким образом, алюминиевые купола поднимают на проектную отметку с уже установленными ограждающими конструкциями. Окончательное закрепление купола производится на последнем поясе резервуара (Рисунок 4.15).

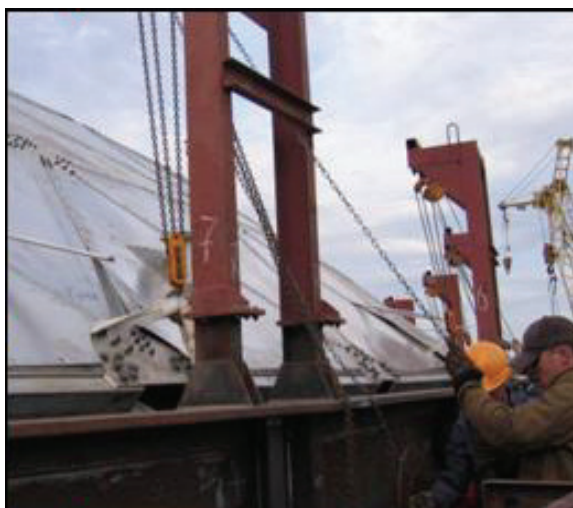


Рисунок 4.15 – Окончательное закрепление купола

4.6 Недостатки конструкции купольной крыши резервуаров для нефти и нефтепродуктов

Одним из осложнений при эксплуатации купольных крыш является воздействие на них ветровых и снеговых нагрузок. Исследования влияния этих факторов рассматривалось в многочисленных работах.

В феврале 2004 года в городе Кириши произошло обрушение двух алюминиевых купольных крыш конструкции американской фирмы «Conservatec» на соседних резервуарах РВС-50000 м³ (Рисунки 4.16, 4.17). Согласно официальным данным, инцидент произошел в условиях пурги с мокрым снегом. В заключение экспертизы говорилось о том, что обрушение купольных крыш произошло под действием снеговой нагрузки. Как известно, разработкой проекта занимались американские специалисты, и нужно отметить, что уже на стадии заказа между обеими сторонами возникло недопонимание. Согласно [144] перед началом выполнения работ заказчик должен предоставить проектной организации информацию, необходимую для сооружения купольной крыши. К такой важной информации, безусловно, относится и снеговая нагрузка. В России заказчик всегда указывает значение нормативной нагрузки. Проектная организация же в расчетах должна использовать расчетную нагрузку, которая получается путем умножения нормативной на соответствующий коэффициент.



Рисунок 4.16 – Общий вид резервуара с разрушенной купольной крышей



Рисунок 4.17 – Обрушение купольной крыши резервуара в городе Кириши

Для резервуаров, расположенных в городе Кириши, заказчиком была указана именно нормативная нагрузка, с полной уверенностью, что американская компания сделает необходимый перевод этой нагрузки в расчетную. Однако в ходе расследования выяснилось, что по американским нормам заказчик должен всегда указывать значение уже расчетной нагрузки. По этой причине операция умножения нормативной нагрузки на какой-либо коэффициент не выполнялась, и купольная кровля резервуаров была спроектирована с учетом нормативной (не расчетной!) снеговой нагрузки. Что произошло с этими резервуарами, можно наблюдать на Рисунке 4.18.



Рисунок 4.18 – Вид на обрушившуюся кровлю изнутри резервуара

На резервуаре РВСПА-50000 №3 на одной из НПС действующего магистрального нефтепровода 1 марта 2009 года произошло разрушение купольной крыши в зоне расположения лестницы обслуживания патрубков с 1-го по 14-ый ярус (Рисунки 4.19-4.20.). По основному металлу претерпела разрушение 81 балка (55 - радиальных, 26-кольцевых), в основном, по сечению, проходящему через центры отверстий болтовых соединений М12. Всего по проекту купольной крыши было 624 кольцевых балок и 1170 – радиальных. Причем, в районах, прилегающих к месту разрушения, с деформацией и разрушением было зафиксировано 864 балок (302 кольцевых и 562 радиальных). Деформации были подвержены верхние и нижние узловые накладки, а также шайбы в болтовых соединениях М12.



Рисунок 4.19 – Общий вид резервуара с разрушенной крышей

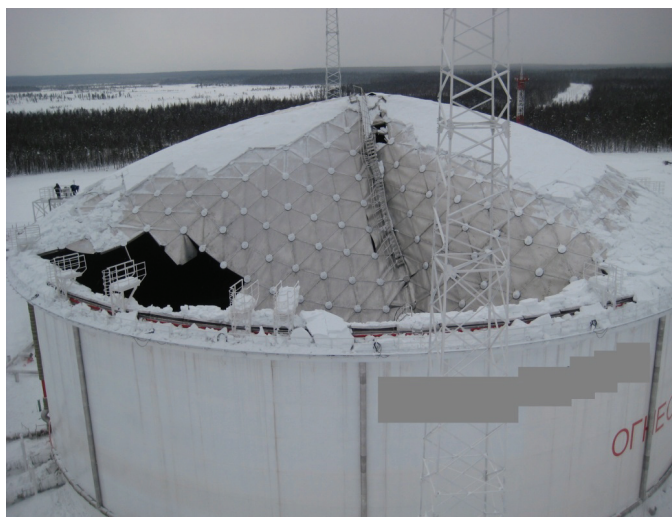


Рисунок 4.20 – Разрушенная купольная крыша РВСПА-50000 №3

Важно отметить, что в результате разрушения конструкции купольной крыши и обрушения снега внутрь резервуара частично были разрушены и деформированы конструкции алюминиевого понтона марки «Контакт». Площадь деформированных конструкций понтона составила 1200 м^2 , в том числе полностью разрушено – 680 м^2 .

Во время экспертизы были отобраны пробы металлоконструкций (39 шт.), образцы болтов М20 и М12 (по 60 шт.), образцы гаек М12 (30 шт.) и шайб М20 и М12 (по 10 шт.). В результате исследования отобранных проб было выявлено, что болты М12х40 изготовили из стали 20Г2Р с гальваническим покрытием вместо проектного материала – стали 40Х покрытия ТД25. Также было зафиксировано, что в связи с повышенной склонностью к хрупкому разрушению болты М12х40 требуют замены, так как технически их применение невозможно. Отметим, что компания, которая занималась поставкой болтов М12х40 для резервуара РВСПА-50000 №3, также выполняла работы и для РВСПА-50000 №4 все той же рассматриваемой НПС. Во избежание неблагоприятных последствий последний резервуар пришлось разобрать. Несоответствие болтов М12х40 на другом резервуаре подтвердилось.

Одним из независимых экспертов в ходе проведения экспертизы был ЦНИИПСК имени Мельникова в лице Ружанского И. Л. В выводах этой организации было сказано, что проект разрушенной купольной крыши выполнен с отступлениями от действующих нормативных документов и его несущая

способность не соответствует основным критериям прочности и деформативности при расчетной нагрузке.

По мнению специалистов ЦНИИПСК имени Мельникова официальными причинами разрушения купольной крыши РВСПА-50000 №3 были признаны:

- проект купола резервуара выполнен с отступлениями от действующих нормативных документов;

- рабочая документация купольных крыш выполнена без учета преобладающих ветров в зимний период («розы ветров»), что привело к увеличению снегового покрова в месте установки лестницы обслуживания вентиляционного патрубка и превышению несущей способности крыши;

- размеры, определяющие просвет между поверхностью купольной крыши и деталями лестницы для обслуживания вентиляционного патрубка указаны проектной организацией с примечанием «уточняются при монтаже». Интересно, что в монтажном чертеже размеры, определяющие просвет между поверхностью купольной крыши и деталями лестницы для обслуживания вентиляционного патрубка, отсутствуют;

- подрядной организацией при проведении монтажных работ не установлено порядка 30% стоек лестницы для обслуживания вентиляционного патрубка, кроме того монтаж стоек лестницы выполнен перпендикулярно к несущему швеллеру лестницы, хотя проектом определено расположение стоек крепления лестницы вертикально относительно горизонта. В результате допущенных нарушений, опирание конструкций лестницы произошло на один или несколько узлов крепления несущих балок под воздействием снеговой нагрузки;

- при применении стальных канатных стропов типа «УСК» при монтаже каркаса купольной крыши, возможно смятие и задиры алюминиевых профилей каркаса, что приводит к возникновению концентраторов напряжений в балках и уменьшает их сечение;

- при проведении монтажных работ не обеспечен момент затяжки высокопрочных соединений М20 в соответствии с требованиями [106]. Анализ влияния малого момента затяжки высокопрочных болтов М20 показывает, что

малый момент затяжки приводит к ослаблению болтового соединения М20 в 1,6 раза. Также вследствие подвижности составляющих данного узла при увеличении нагрузки на купольную крышу происходит растягивание конструкции, сопровождающееся появлением зон деформации и как следствие перераспределению усилий между элементами с ростом усилий в менее нагруженных узлах и элементах. Такое перераспределение усилий сопровождается повышенной деформативностью конструкции, что в свою очередь ведет к росту усилий в узлах и элементах. Важно отметить то, что значение момента затяжки высокопрочных соединений М20 проектной организацией не указано, а завод изготовитель указывает, но величину ошибочную – 70 Н×м. В монтажных чертежах указания по соединениям на высокопрочных болтах отсутствуют.

Виновниками случившегося были признаны 3 предприятия, которые занимались составлением проекта, поставкой и монтажом купольных крыш. Именно они должны были возместить затраты на проведение работ по диагностике, проведению экспертизы, повторному приобретению материалов, демонтажу и монтажу купольной крыши и понтонов, а также на проведение испытаний после монтажа.

В 2008 году на РВСПА-50000 м³ №1, 3, 4 НПС, расположенной в 5-ом снеговом районе, произошло накопление снега на северной стороне купола каждого резервуара (Рисунок 4.21). Накопление снега именно на северной стороне объяснялось тем, что преобладание ветров в данном районе наблюдается с южной стороны. Из-за скопления снега произошло нарушение целостности, разгерметизации и механических повреждений деталей и конструкций купольных крыш (Рисунок 4.21, 4.22).



Рисунок 4.21 – Купольная крыша РВСПА-50000 м³ №4 в зимний период 2008



Рисунок 4.22 – Повреждение (обрыв кабеля) датчика аварийного уровня



Рисунок 4.23 – Повреждение смотрового люка купольной крыши в результате схода снега

В результате схода снежных масс с кровли резервуаров были зафиксированы: деформация и повреждения краевых листов купольных крыш; повреждение и выход из креплений отдельных карт обшивки купольных крыш; деформация крышек монтажных люков и разрушение их обечаек на купольных крышах; деформация и сдвиг узловых колпаков купольных крыш ; повреждение площадок обслуживания смотровых люков купольных крыш.

В результате данного инцидента были предприняты всевозможные меры по устранению дефектов. Должное внимание стали уделять зачистке купольных крыш от снега. С этой целью была доработана инструкция по эксплуатации резервуаров с купольными крышами в зимний период [25]. Для более эффективной очистки нанимали отряд альпинистов, который выполнял процедуру зачистки купольных крыш от скопившегося снега.

В 2010 году на одной из НПС, расположенной в 5-ом снеговом районе, было впервые применено противообледенительное защитное покрытие на РВСПА – 50000 м³ №1,3,4 с целью уменьшения скопления снега и льда на купольной поверхности. Данное покрытие представлено специальными ЛКМ. Предполагалось, что за счет их использования осадки в виде льда и снега будут иметь меньшее сцепление с окрашенной поверхностью и легче скатываться с купольной крыши по сравнению с неокрашенной поверхностью. К ЛКМ были разработаны следующие требования: материалы должны наноситься на гладкую обезжиренную алюминиевую поверхность без предварительной абразивоструйной очистки (толщина алюминиевых листов 1,2 мм, а толщина плакирующего слоя – 50 мкм, что не позволяет проводить абразивоструйную очистку поверхности); покрытие должно быть атмосферостойким; покрытие должно обладать высокой степенью гладкости, препятствующей скоплению снега и льда на поверхности; покрывной слой должен колероваться в заданный цвет по требованию заказчика; срок эксплуатации покрытия должен составлять 10 лет.

Было выявлено, что перечисленным требованиям удовлетворяют системы покрытий эпоксидно-полиуретанового и полиуретанового типов. Рекомендуемые системы покрытий приведены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Системы ЛКМ для окраски купольных крыш из алюминиевых сплавов резервуаров РВСПА

Производитель/ Поставщик	Система покрытия	Общее кол-во слоев	Кол-во слоев и толщина слоя, мкм	Толщина покрытия, мкм	Ориентировоч- ная цена, евро/м ²
Jotun/ООО «Йотун Пэйнтс»	Penguard Primer Hardtop Flexi	2	1x50 1x150	200	6,1
Sika Deutschland/ ЗАО «АМВИТ»	Sika Permacor 2040 Rapid Sika Permacor 2330 RAL 9010	2	1x120 1x80	200	5,6
International/ ООО «Антикор Инвест»	Integard 269 Interhane 1070	2	1x40 1x150	190	5,7
Hempel/ ЗАО «Хемпель»	Hempadur 15553 Hempathane HS 55610	2	1x50 1x65	115	3,6
Teknos/ООО «Текнос»	Teknodur Combi 3560-05	1	1x120	120	4,3

Окраска купольных крыш производилась в следующей последовательности: входной контроль ЛКМ; подготовка поверхности перед окраской; подготовка ЛКМ; окраска поверхности; отверждение покрытия; контроль качества покрытия.

Каждый этап работ подлежал обязательному контролю. ЛКМ наносили методом безвоздушного распыления, в соответствии с технической документацией на систему покрытия. Для этого использовали аппарат безвоздушного распыления, расположенный в каре резервуара при помощи системы гибких шлангов. Работы по нанесению противообледенительного защитного покрытия на купольную крышу резервуара производили сегментами - в направлении от центра купольной крыши к ее краям. Несмотря на проведение данного мероприятия, практика показала, что на сегодняшний день отсутствуют специальные ЛКМ, которые бы полностью предотвращали скопление снега и льда на металлической поверхности.

В том случае, когда на крыше купола наблюдается превышение допустимой высоты снегового покрова, рекомендуется его удаление при помощи деревянных и (или) алюминиевых лопат. Однако практика показала отрицательные последствия такого удаления снежной массы. Также стоит отметить сложность выполнения работ по очистке купольных крыш рабочим персоналом на резервуарах объемом 50000 м³. В связи с этим разработка мероприятий по зачистке купольных крыш стала актуальной задачей. Изучением данного вопроса и поиском решения проблемы занимался инженер отдела эксплуатации РРНУ Кузьмин Ю. Ю. Им было предложено несколько вариантов [46].

Один из них - зачистка купола резервуара при помощи установки двух вентиляторов во взрывозащищенном исполнении с подветренной стороны крыши для создания направленного потока воздуха с целью предотвращения накопления снега на кровле резервуара.

Второй вариант зачистки купола резервуара - при помощи размыва снегового покрова теплой водой. Для осуществления этого варианта предлагалось установить на кровлю резервуара ствол лафетный в количестве трех штук. Возможность использования этого варианта только при температурах не ниже минус 5 °С. При температурах ниже минус 5 °С с целью предотвращения накопления льда на ветровом кольце резервуара, а также для предотвращения резких температурных перепадов настила крыши резервуара использование этого метода запрещено.

Также на рассматриваемой НПС было принято решение о проведении испытания устройств генерирующих вибрационное воздействие на элементы купольной крыши для получения эффекта «встряхивания» снежного покрова с кровли. Создание вибрации предполагалось достичь при помощи установки на световые люки купола пневмо- гудков. Проведение испытаний показало, что эффект от использования пневмо-гудков является не существенным. Также стоит отметить главный недостаток внедрения этого варианта зачистки – на куполе создаются опасные микро - вибрации. Отметим, что каждый из предложенных вариантов зачистки купольной крыши резервуаров нуждается в детальной доработке.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ**5.1 Системы обнаружение утечек в резервуарах нефтепродуктов
в России и за рубежом**

Главным назначением резервуаров является надежное хранение жидкости. Поэтому главная проблема этих сооружений – возможное возникновение утечек. Источниками возникновения утечек из резервуаров являются переливы, сквозные повреждения в стенке и днище резервуара, повреждения резервуарного оборудования, лавинообразные разрушения стенки резервуара [60, 111, 132, 141].

Все описанные утечки условно можно разделить на две категории: «быстрые» и «медленные». К «быстрым» утечкам относятся переливы, лавинообразные разрушения стенки и некоторые виды разрушений резервуарного оборудования, такие например, как обрыв водоспуска. При таких утечках за короткий промежуток времени происходит выход значительного объема нефти/нефтепродукта в каре резервуара. К «медленным» утечкам относятся утечки через сквозные повреждения в стенке и днище резервуара и утечки, вызванные повреждениями резервуарного оборудования. Будучи расположенными в местах, недоступных для визуального осмотра, такие утечки в течение длительного времени, от нескольких месяцев до нескольких лет, могут никак себя не проявлять и оставаться незамеченными.

Утечки в резервуарах имеют свои особенности и могут быть весьма «коварны». В 1995 году компанией «Kinder Morgan» на резервуаре диаметром 125 футов (38,1 м) терминала San Jose, Калифорния, США, был проведен эксперимент по определению скорости миграции утечки в основании резервуара. В ходе эксперимента имитировалась утечка бензина производительностью 1 галлон/ч (3,8 л/ч) через отверстие в днище резервуара. Основание резервуара, на котором проводились испытания, представляло собой грунтовую подушку. Результаты эксперимента по определению скорости миграции утечки в основании резервуара

приведены на Рисунке 5.1. В ходе эксперимента было установлено, что за 30 дней утечка распространяется в горизонтальном направлении на 14,3 фута (4,4 м), за 180 дней – на 35 футов (10,7 м), за 575 дней – на 62,5 футов (19,05 м). Таким образом, срок от возникновения данной утечки до ее обнаружения составил 575 дней.

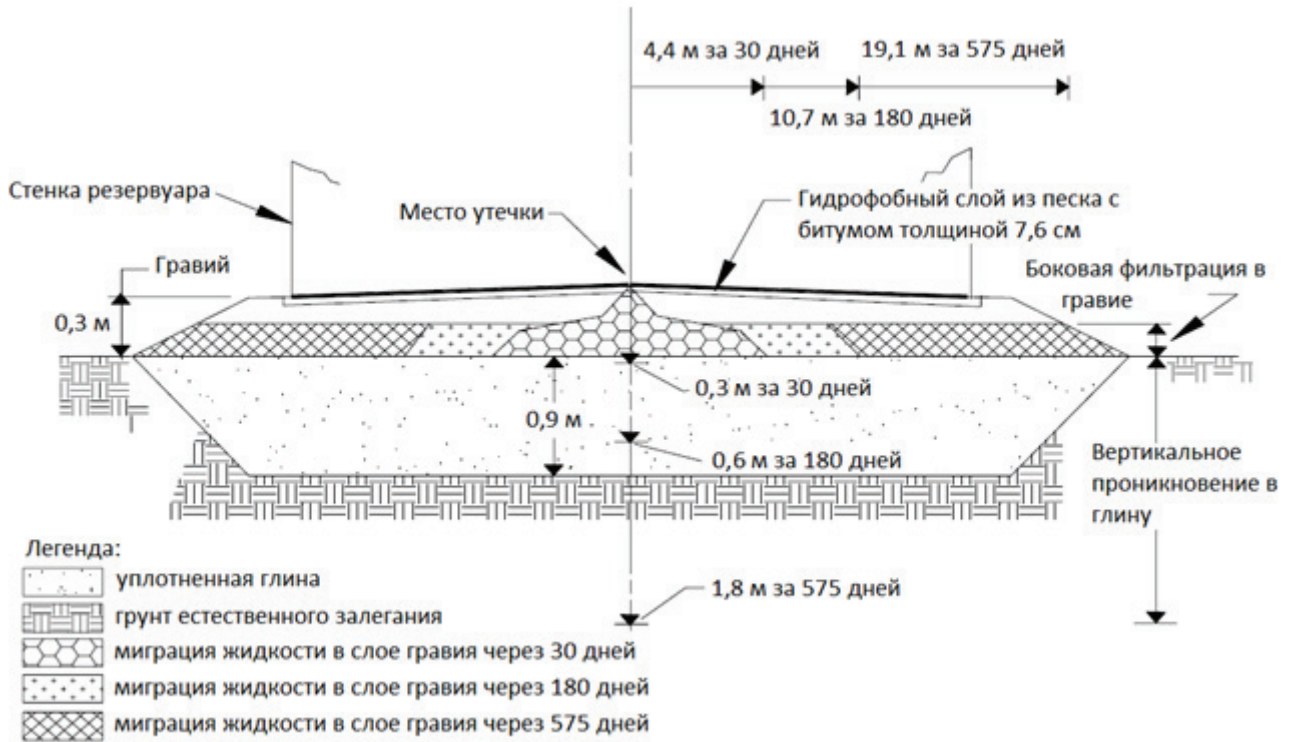


Рисунок 5.1 – Результаты эксперимента по определению скорости миграции утечки в основании резервуара

Известно, что распространение потока из точечного источника описывается законом обратных квадратов. В таком случае, расстояние, на которое мигрирует утечка, должно описываться зависимостью:

$$x = kt^a \quad (5.1)$$

где x – расстояние от источника утечки до границы ее распространения;

k – коэффициент пропорциональности;

t – время распространения утечки;

a – показатель степени, в идеальном случае принимает значение 0,5.

При приближении экспериментальных данных, представленных на Рисунке 5.10, степенной функцией получается зависимость расстояния распространения утечки от времени:

$$x = 0,8111t^{0,497}, \quad (5.2)$$

что позволяет применять закон обратных квадратов к моделированию распространения утечки из резервуара.

Зависимость расстояния распространения утечки в основании резервуара от времени приведена на Рисунке 5.2. Получается, что на резервуаре объемом 50000 м³ (диаметр 60,7 м) данная утечка была бы выявлена через 1463 дня (4 года).

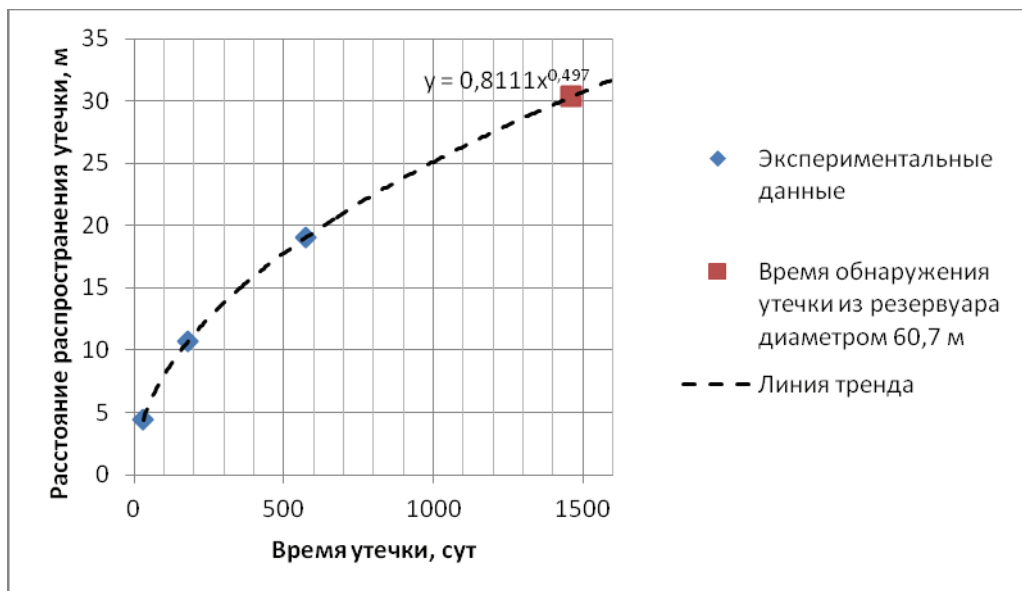


Рисунок 5.2 – Зависимость расстояния распространения утечки в основании резервуара от времени

Интерес представляют системы обнаружения утечек из резервуаров и технические решения, применяемые при их сооружении для их предотвращения. В рамках работы проанализировано состояние данного вопроса в России и за рубежом, сделаны выводы об уровне его отечественных решений. Контроль утечек из резервуаров иерархически включает в себя следующие компоненты: предотвращение возникновения утечек; обнаружение утечек; защиту от распространения утечек. Для предотвращения возникновения утечек в

отечественных типовых проектных решениях резервуаров приняты технические решения по обеспечению сохранения герметичности резервуара в процессе эксплуатации, в том числе, решения по защите от коррозии. Для защиты от коррозии на внутреннюю поверхность дна резервуара наносится антикоррозионное покрытие со сроком службы не менее 20 лет (для вновь построенных резервуаров): усиленного типа – при хранении нефти 1, 2, 3 класса агрессивности по ГОСТ Р 51858 и светлых нефтепродуктов; особо усиленного типа – при хранении нефти 4 класса агрессивности по ГОСТ Р 51858.

Помимо этого, типовыми проектными решениями предусмотрена индивидуальная система электрохимической защиты каждого резервуара, обеспечивающая защиту от коррозии внешней (находящейся в контакте с гидрофобным слоем) поверхности дна. Для обнаружения утечек типовыми проектными решениями предусмотрена установка системы обнаружения утечек в основании резервуара и датчика загазованности в дождеприемном колодце с хлопушкой в каре резервуара (Рисунок 5.3).

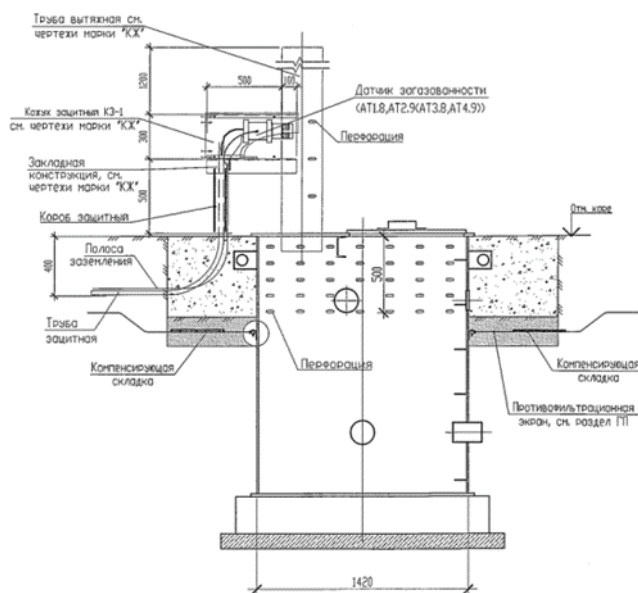


Рисунок 5.3 – Схема установки датчика загазованности в дождеприемном колодце

Датчик для контроля загазованности подключается непосредственно к входным модулям УСО МПСА НПС по унифицированному токовому сигналу 4-20

мА или цифровому стандартному каналу связи RS-485. При обнаружении загазованности в дождеприемном колодце предусмотрены следующие действия МПСА и технологического оборудования: без выдержки по времени: визуальная и звуковая сигнализация, оперативное сообщение в операторной, МДП; с выдержкой времени 3 с: а) визуальная и звуковая сигнализация, оперативное сообщение в операторной, местном диспетчерском пункте; б) закрытие задвижки в колодце за пределами обвалования резервуара на линии после дождеприемного колодца.

На Рисунках 5.4, 5.5 приведены варианты конструкций системы обнаружения утечек нефти / нефтепродуктов под резервуаром для резервуаров с железобетонным кольцевым и плитным фундаментами соответственно.

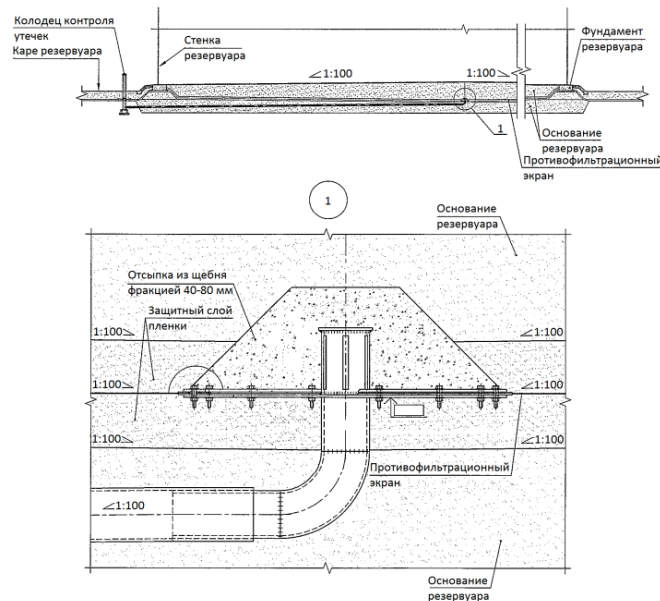


Рисунок 5.4 – Конструкция системы обнаружения утечек под днищем резервуара (для резервуара с железобетонным кольцевым фундаментом)

К наиболее низкой точке противофильтрационного экрана, уложенного в основании резервуара, подведен дренажный трубопровод из полиэтиленовой трубы, выходящий в колодец контроля утечек, расположенный в непосредственной близости от резервуара. Обнаружение утечек производится визуальным осмотром колодца на предмет наличия в нем нефти / нефтепродуктов.

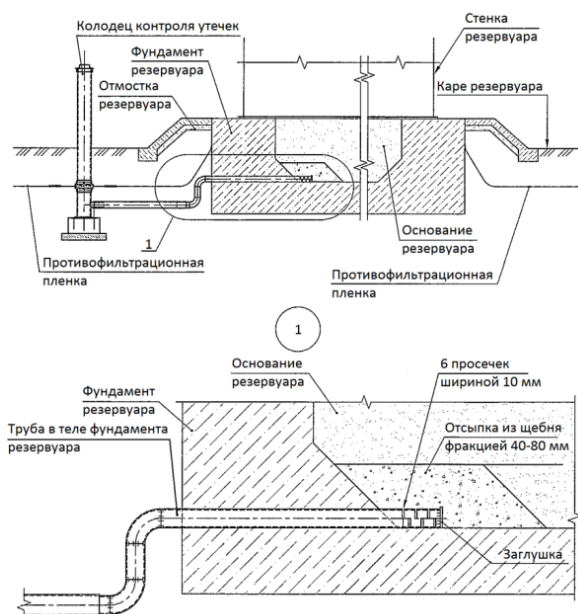


Рисунок 5.5 – Конструкция системы обнаружения утечек под днищем резервуара (для резервуара с железобетонным плитным фундаментом)

Схема размещения дождеприемного колодца с хлопушкой в каре резервуара приведена на Рисунке 5.6. Нормальное положение хлопушки – закрытое. При обнаружении скопления осадков в дождеприемном колодце обслуживающий оперативный персонал резервуарного парка производит открытие хлопушки и слив осадков в систему производственно-ливневой канализации.

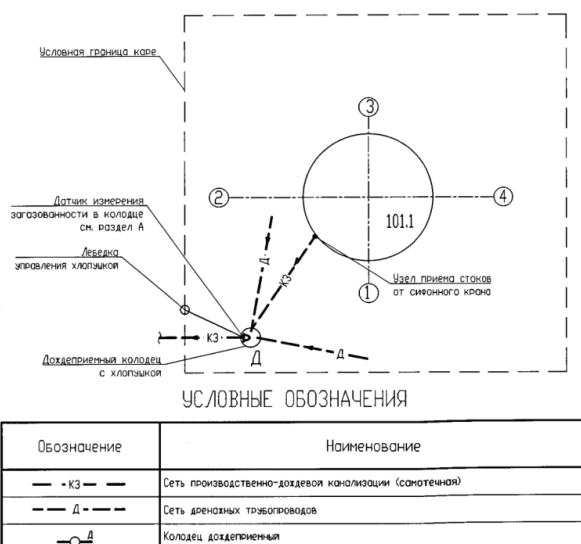


Рисунок 5.6 – Схема размещения дождеприемного колодца в каре резервуара

Схема дождеприемного колодца с хлопушкой приведена на Рисунке 5.7.

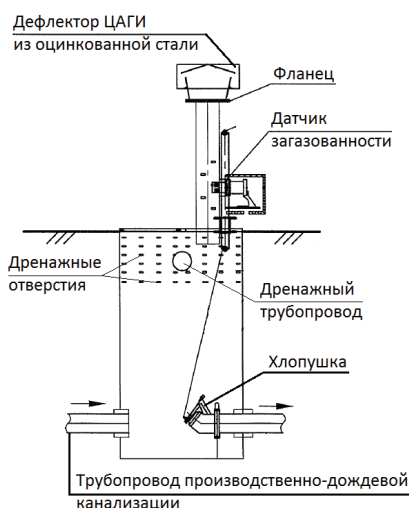


Рисунок 5.7 – Схема дождеприемного колодца с хлопушкой

В колодец попадают дождевые и талые воды с крыши и каре резервуара, вода от охлаждения резервуара при пожаре, вода, образующаяся в период испытания системы водяного охлаждения резервуаров, подтоварная вода, дренируемая из резервуара через сифонный кран. Для защиты от распространения утечек типовыми проектными решениями предусмотрены: устройство каре; укладка противофильтрационного экрана в каре и в основании резервуара; герметизация узлов сопряжения противофильтрационного экрана со строительными конструкциями и инженерными коммуникациями; установка на выходе из дождеприемного колодца с хлопушкой электроприводной задвижки.

В рамках анализа мирового опыта применения систем обнаружения утечек из резервуаров исследованы технологии обнаружения утечек предприятий – участников Международной ассоциации транспортировщиков нефти (МАТН): ОАО «Гомельтранснефть Дружба» (Республика Беларусь); АО «МЕРО Ч.Р.» (Чешская Республика); АО «ТРАНСПЕТРОЛ» (Словацкая Республика); АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум».

В дальнем зарубежье на резервуарных парках широко распространены системы мониторинга утечек (англ. Fuel Leak Detection System). Одним из разработчиков и производителей такой технологии является американская компания Flotech. Ее система мониторинга утечек TraceTek (Рисунок 5.8) способна не только

вовремя обнаружить утечку, но также предоставить ее точные координаты для быстрого обнаружения. Система включает в себя следующие основные компоненты:

- сенсорные кабели (англ. Sensor cables), осуществляющие раннее обнаружение и идентификацию утечек;

- зонды (англ. Probes), которые позволяют обнаружить разлив нефти или нефтепродукта на территории резервуарного парка, в подтоварной воде, отстойниках и т.п. Зонды мгновенно реагируют даже на небольшое количество нефти;

- блоки тревоги и модули интерфейса сенсорных кабелей (англ. Sensor Interface Modules and Alarm Panels), предназначенные для зарядки кабелей и зондов, а также контроля их состояния и анализа поступающей информации о возможных утечках. В случае обнаружения утечки блоки тревоги дают сигнал оператору резервуарного парка.

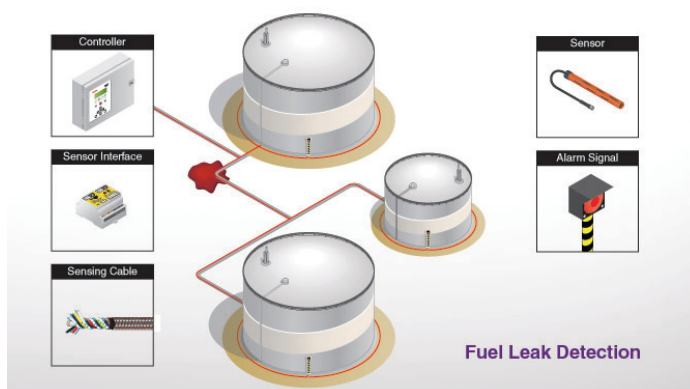


Рисунок 5.8 – Схема работы системы мониторинга утечек TraceTek производства Flotech

По схожему принципу работают и системы, производимые компаниями General Electric (США) (система Leakwise), ТТК (Великобритания), специализирующаяся на производстве технологий по обнаружению и мониторингу утечек, и другие [60].

Наряду с защитными техническими конструктивными решениями для резервуаров решениями и различными датчикам для систем контроля утечек также применяют зонды, кабели, в т.ч. опто-волоконные, а также акустическую эмиссию (Рисунок 5.9).



Рисунок 5.9 – Основные технологии методов защиты резервуаров от утечек

5.2 Определение наличия требований автоматизации существующих систем определения утечек в мировой нормативной базе нефтепроводного транспорта

В 2015-2016 г.г. в соответствии с поручениями Правительства Российской Федерации от 07.11.2015 №ДМ-ПЗ6-7563 и Директивами Правительства Российской Федерации от 03.03.2016 №1471п-П13 при разработке Программы инновационного развития Компании потребовалось оценить технический и технологический уровень ПАО «Транснефть» в сравнении с зарубежными компаниями-аналогами (технологического аудита). В результатах технологического аудита, проведенного международной консалтинговой компанией KPMG, содержался вывод, что по направлению «Обнаружение утечек из резервуаров» в ПАО «Транснефть» не используются современные технологии, нашедшие применение за рубежом. Зарубежные компании (Amoco Canada Petroleum Company. Ltd., British Petroleum-Amoco Alaska, Phillips Petroleum Company, Shell Oil Products, Enbridge Pipeline и многие другие) активно применяют последние разработки в области автоматизированных систем мониторинга утечек. Например, система мониторинга утечек TraceTek на основе сенсорных кабелей и зондов, разработанная американской компанией Flotech, способна не только вовремя обнаружить утечку, но также предоставить ее точные координаты для быстрого обнаружения.

Повторный технологический аудит, проведенный ПАО «Транснефть» в соответствии с директивами Правительства Российской Федерации от 27.04.2018 №3262п-П13 с привлечением независимой экспертной организации (НИУ ВШЭ), также подтвердил, что для зарубежных компаний технологии автоматизированного обнаружения утечек в резервуарах с применением оптико-волоконных сенсоров являются актуальными и продолжают развиваться.

Ценой вопроса являлось принятие решения о разработке автоматизированных систем контроля утечек, аналогичных западным, что потребует немалых финансовых затрат. Проведенное автором исследование позволило оценить возможности и целесообразность применения автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров, эксплуатируемых на объектах организаций системы «Транснефть».

Для решения задачи был проведен анализ отечественных и зарубежных нормативных документов в области проектирования и эксплуатации резервуаров и резервуарных парков, а также мирового опыта практического применения существующих систем и технологий по обнаружению утечек нефти и нефтепродуктов из резервуаров объектов нефтяной промышленности.

Результаты анализа наличия требований к автоматизации системы обнаружения утечек или паров из резервуаров в зарубежной нормативной литературе представлены на Рисунке 5.10.

Итоговый анализ требований нормативных документов и применяемых технологий показал, что в нормативных документах нефтепроводного транспорта в мире содержатся требования к контролю утечек из резервуаров путем инвентаризации нефти/нефтепродуктов, во время проведения технического диагностирования, а также предусматривающие применение следующих технических решений: двойных днищ резервуаров; противодиффузионных экранов; конструкций для сбора возможных утечек; скважин, размещенных на территории резервуарного парка для мониторинга миграции нефти/нефтепродукта в грунте (Рисунок 5.11).

Результаты анализа требований зарубежных нормативных документов		ТРАНСНЕФТЬ				
№ п/п	Требования к системе обнаружения утечек	API 650 ¹⁾ (США)	API 2610 ²⁾ (США)	BS EN 14015 ³⁾ (Великобритания)	EN 1993 ⁴⁾ (Еврозоюз)	JIS B 8501 ⁵⁾ (Япония)
1	Конструктивные решения для обнаружения утечек	✓	✗	✗	✗	✗
2	Конструктивные решения для предотвращения распространения утечек	✓	✗	✓	✗	✗
3	Требования к контролю наличия утечек	✗	✓	✓	✗	✗
4	Требования к автоматизированному обнаружению утечек или паров	✗	✗	✗	✗	✗

¹⁾ API 650 «Сварные стальные резервуары для хранения нефтепродуктов»

²⁾ API 2610 «Проектирование, сооружение, эксплуатация, обслуживание и инспекция оборудования терминалов и резервуаров»

³⁾ BS EN 14015:2004 «Емкости стальные встроенные, вертикальные, цилиндрические с плоским дном, сварные, устанавливаемые над поверхностью для хранения жидкостей при температуре окружающей среды и выше. Правила проектирования и производства»

⁴⁾ EN 1993-1-2:2001 Еврокод 3. Проектирование стальных конструкций. Часть 1-2. Основные правила.

⁵⁾ JIS B 8501:1995 Резервуары складские нефтяные стальные сварные

Рисунок 5.10 – Результаты анализа требований зарубежных нормативных документов



Рисунок 5.11 – Общий вид контрольной скважины

Все приведенные в нормативных документах технические решения по контролю утечек принципиально предназначены для предотвращения попадания разлитой нефти/нефтепродукта за пределы резервуарного парка и не обеспечивают возможность оперативного обнаружения утечек. Политика и тенденция развития зарубежных компаний ведет к увеличению автоматизации производства, уменьшения доли человека в процессах, а также повышению требований к экологии

и защите труда, поэтому технологии обнаружения утечек в резервуарах в зарубежных компаниях являются хорошо развитыми. Но при этом периодический осмотр все же остается неотъемлемой частью эксплуатации (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Технологии обнаружения утечек резервуаров

Технологии	Параметры		
	Периодичность	Используемые средства	Оперативность определения малых утечек
Периодический контроль (осмотр резервуара)	1-2 раза в день	Визуальный контроль, Использование портативных газоанализаторов	Быстрая
Системы контроля утечек резервуара	Постоянная	Датчики обнаружения углеводородов в воздухе, датчики обнаружения углеводородов в грунте, датчики обнаружения углеводородов в воде. Информация о количестве продукте в резервуаре	Медленная
Зондирование основания резервуара	Периодическая	Датчики измерения удельной проводимости или диэлектрической проницаемости	При выполнении зондирования

Технология осуществления периодического контроля (осмотра резервуара) фактически одинакова в различных компаниях, эксплуатирующих резервуары в различных странах. Почему периодический визуальный контроль так необходим? Оперативность определения утечек у автоматизированной системы контроля утечек резервуара и у периодического осмотра резервуара различна.

Как правило, утечки резервуаров сопровождаются достаточно малыми объемами вытекаемой нефти или нефтепродукта, и утечка происходит из малых трещин, свищей и т.п. Большие утечки обычно сопровождаются большим повреждением резервуара, что, по сути, является уже аварией, обнаруживающейся

немедленно. Малые утечки вызывают незначительное изменение концентрации углеводородов в воздухе, грунте или воде, и часто бывает, что это находится ниже порога определения датчиками автоматизированной системы. Однако малые утечки, в случае появления, к примеру, на стенке резервуара, определяются быстро и точно визуальными методами, поскольку даже маленькие черные подтеки нефти или нефтепродуктов четко видны на фоне белого лакокрасочного покрытия резервуара.

Таким образом, при небольших утечках визуальный контроль может становиться более точным и оперативным методом, чем применение автоматизированных систем обнаружения утечек резервуаров.

Проведенное изучение вопроса, поставленного аудиторской компанией, выявило, что зарубежные автоматизированные системы обнаружения утечек системы контроля утечек могут включать в себя как датчики загазованности, делая их аналогом системы, применяемой в ПАО «Транснефть», так и датчики измерения удельной проводимости или диэлектрической проницаемости, делая их аналогом зондирования, также применяемого в ПАО «Транснефть». Различие состоит в вариациях элементов систем мониторинга.

В результате анализа технических решений, содержащихся в типовых проектных решениях резервуаров ПАО «Транснефть» установлено, что в них содержатся технические решения, обеспечивающие: минимизацию возможности возникновения утечек; обнаружение утечек; предотвращение их распространения за пределы каре резервуара и загрязнение ими окружающей среды [60, 138, 139].

5.3 Анализ и выбор методов, применение которых перспективно для создания новой автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров

Нами были проанализированы методы и технологии обнаружения утечек, которые потенциально возможно использовать для обнаружения утечек из резервуаров вертикальных стальных, эксплуатирующихся на объектах ОСТ ПАО «Транснефть»: методы, основанные на применении точечных датчиков, зондов и

кабелей, чувствительных к нефти и нефтепродуктам; методы, основанные на применении датчиков, чувствительных к парам нефти и нефтепродуктов; объемный метод; акустико-эмиссионные методы; методы, основанные на применении волоконно-оптических датчиков; геофизические методы; методы, основанные на оперативном учете нефти (нефтепродуктов) (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Результаты сравнительного анализа методов и технологий, применение которых возможно для автоматизированного контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров на объектах ОСТ

№ п/п	Группы методов/технологии	Принцип действия	Описание автоматизированной системы обнаружения утечек	Основные достоинства	Основные недостатки	Опыт применения на объектах ОСТ
1	2	3	4	5	6	7
1	Датчики, чувствительные к нефти/ нефтепродуктам	Принцип действия основан на замыкании электрической цепи при контакте с нефтью/ нефтепродуктом. Существуют следующие конструкции: - хемирезисторы, которые изменяют свое сопротивление при контакте с нефтью/ нефтепродуктами; - проводники, отделенные друг от друга диэлектриком, который разрушается при контакте с нефтью/ нефтепродуктом.	Датчики размещаются в основании резервуара в заданных местах и кабельными линиями соединяются с контроллером. При возникновении утечки происходит замыкание электрической цепи, определение места обнаружения утечки и сигнализация на АРМ оператора.	- Низкая стоимость чувствительных элементов (датчиков). - Возможность локализации места утечки.	- Возможность монтажа только при проведении работ по устройству основания резервуара. - Необходимость замены чувствительных элементов (датчиков) после контакта с нефтью/нефтепродуктом. - Отсутствие возможности оперативного обнаружения утечки из резервуара. - Для восстановления работоспособности системы требуется полностью удалить разлитую нефть/ нефтепродукт из основания резервуара.	Не применяется

1	2	3	4	5	6	7
2	Зонды для обнаружения утечек	Принцип действия основан на применении в конструкции зонда в качестве чувствительных элементов датчиков, чувствительных к нефти/ нефтепродуктам.	Зонд размещается в месте потенциального скопления разлитой нефти/ нефтепродукта (например, колодце для обнаружения утечек или дождеприемном колодце) и кабельной линией подключается к контроллеру. При обнаружении утечки происходит сигнализация на АРМ оператора.	<ul style="list-style-type: none"> - Возможность оснащения резервуара системой обнаружения утечек на основе зондов без проведения СМР и вывода резервуара из эксплуатации. - Возможность восстановления работоспособности системы без необходимости проведения СМР. 	<ul style="list-style-type: none"> - Отсутствие возможности оперативного обнаружения утечки из резервуара. - Возможность нарушения работоспособности зонда при обмерзании. - Отсутствие возможности обнаружения утечки при полном погружении зонда в воду. - Отсутствие возможности локализации места утечки. 	Применяется в составе системы контроля и сигнализации и устройства размыва донных отложений «Диоген»
3	Кабели для обнаружения утечек	Принцип действия основан на применении для изоляции кабелей материала, который при воздействии на него нефти/ нефтепродукта теряет свои диэлектрические свойства, вследствие чего в месте контакта кабеля с нефтью/ нефтепродуктом происходит пробой изоляции.	Кабели располагаются в основании резервуара в перфорированных трубках из ПВХ, которые оканчиваются в колодцах для обнаружения утечек. Кабели подключены к контроллеру, который, при обнаружении утечки передает сигнал на АРМ оператора.	<ul style="list-style-type: none"> - Возможность локализации места утечки из-под днища резервуара. - Возможность замены кабеля после обнаружения утечки и восстановления работоспособности системы обнаружения утечек без проведения строительно-монтажных работ (при условии монтажа кабелей в трубах и полного удаления пролитого продукта из основания резервуара). - Возможность проведения самодиагностики системы. 	<ul style="list-style-type: none"> - Отсутствие возможности оперативного обнаружения утечки из резервуара. - Необходимость восстановления работоспособности системы путем замены кабелей или их очистки от нефти/ нефтепродуктов. - Необходимость полного удаления разлитой нефти/ нефтепродукта из основания резервуара для восстановления работоспособности системы. 	Не применяется

1	2	3	4	5	6	7
4	Методы, основанные на применении датчиков, чувствительных к парам нефти/ нефтепродуктов	<p>Принцип действия основан на определении содержания паров нефти/ нефтепродуктов в воздухе в процентах от НКППР. Наиболее распространены датчики следующих типов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - термокаталиитические; - инфракрасные; - полупроводниковые; - фотоионизационные; - лазерные. 	<p>В месте потенциального обнаружения утечки устанавливается датчик для контроля загазованности. В соответствии с типовыми проектными решениями, принятыми для резервуаров объектов ОСТ, такими местами являются дождеприемный колодец с хлопушкой и, при необходимости, колодец для обнаружения утечек.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Отсутствие необходимости восстановления работоспособности системы после обнаружения утечки. - Высокая стабильность системы. - Возможность проведения самодиагностики системы. 	<ul style="list-style-type: none"> - Отсутствие возможности оперативного обнаружения утечки из резервуара. - Отсутствие возможности локализации места утечки. - Высокая вероятность ложных срабатываний, связанных с возникновением загазованности, не связанной с возникновением утечки (например, при дренировании подтоварной воды через сифонный кран). 	<p>Датчик, чувствительный к парам нефти/ нефтепродуктов, устанавливается в дождеприемном колодце с хлопушкой.</p>
5	Объемный метод	<p>Метод основан на регистрации изменения объема нефти/ нефтепродукта в резервуаре.</p>	<p>Система представляет совокупность средств для измерения уровня и температуры нефти/ нефтепродукта в резервуаре и математической модели для компенсации изменений уровня нефти/нефтепродукта в резервуаре, вызванных изменением его температуры. Резервуары заполняют нефтью/ нефтепродуктом, выдерживают в течение не менее 20 ч для затухания конвективных процессов и производят измерение уровня и температуры в течение 48 – 72 ч. По изменению объема нефти/ нефтепродукта судят о наличии или отсутствии в нем утечки.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Отсутствие необходимости вывода из эксплуатации для определения наличия утечки. - Отсутствие необходимости восстановления работоспособности резервуара после проведения контроля наличия утечек. 	<ul style="list-style-type: none"> - Необходимость вывода резервуара из товарно-транспортных операций для проведения контроля наличия утечек. - Отсутствие возможности оперативного обнаружения утечек. - Отсутствие возможности достоверного обнаружения «малых» утечек из резервуаров большого объема. - Отсутствие методики обнаружения утечек, учитывающей влияние объемного расширения нефти/ нефтепродукта и линейного температурного расширения стенки. 	<p>Не применяется</p>

1	2	3	4	5	6	7
6	Акустико-эмиссионные методы	Метод основан на регистрации и обработке акустических сигналов, возникающих при истечении нефти/ нефтепродукта из резервуаров.	Система представляет собой комплекс пьезоэлектрических преобразователей, размещенных на стенке резервуара и коаксиальными кабелями подключенных к АЦП. АЦП преобразует аналоговые сигналы от датчиков в цифровые и передает их для обработки на АРМ. По результатам обработки сигналов от источников АЭ делается вывод о наличии или отсутствии утечки.	<ul style="list-style-type: none"> - Высокая чувствительность метода. - Возможность обнаружения утечки в момент ее возникновения (до момента выхода нефти/ нефтепродукта на отстойку или в колодец для обнаружения утечек; при условии проведения непрерывного АЭ контроля). - Возможность монтажа системы на резервуар без необходимости проведения СМР и вывода его из эксплуатации. - Возможность самодиагностики системы. - Возможность многократного обнаружения утечек без необходимости восстановления работоспособности системы. 	<ul style="list-style-type: none"> - Высокая чувствительность - к шумам. - Отсутствие алгоритмов для автоматизированной идентификации типа источника АЭ. 	Применяется при проведении частичной технической диагностики резервуаров
7	Методы, основанные на применении волоконно-оптических датчиков	Метод основан на регистрации изменения поля температуры в основании резервуара или акустических колебаний, вызванных истечением нефти/ нефтепродукта из резервуара.	Система представляет собой волоконно-оптический кабель, уложенный в основании резервуара и подключенный к оптическому рефлектометру. Рефлектометр фиксирует значения температуры или интенсивности акустических колебаний по длине кабеля и передает эти профили для обработки на АРМ. По результатам обработки профилей температуры и интенсивности акустических колебаний по длине кабеля делается вывод о наличии или отсутствии утечки.	<ul style="list-style-type: none"> - Отсутствие необходимости восстановления работоспособности системы после обнаружения утечки. - Возможность многократного обнаружения утечек без необходимости восстановления работоспособности системы. - Возможность самодиагностики системы. - В качестве дополнительной функции – возможность мониторинга просадок грунта в основании резервуара, вызванных, например, разрушением фундамента или нарушением технологии формирования песчаной подушки в основании резервуара. 	<ul style="list-style-type: none"> - Возможность монтажа только при проведении работ по устройству основания резервуара. - Высокая чувствительность к шумам. - Отсутствие возможности оперативного обнаружения утечки. - Отсутствие опыта применения волоконно-оптических кабелей для обнаружения утечек из резервуаров. 	Применяются на объектах ОСТ в составе СОУиКА и ОСМТ на линейной части

1	2	3	4	5	6	7
8	Геофизические методы	Методы основаны на регистрации под дном резервуара диэлектрических аномалий, характерных для мест утечки нефти/нефтепродукта через несплошности в дном.	Система представляет собой электроды, размещенные в основании резервуара. На электроды попарно подается переменный электрический ток и измеряется диэлектрическая проницаемость (диэлектрическая проводимость) между ними. По линиям замеров с отличными от фоновых значениями диэлектрической проницаемости (диэлектрической проводимости) определяют место нахождения диэлектрической аномалии.	<ul style="list-style-type: none"> - Возможность оснащения зондами как строящихся, так и уже построенных резервуаров. - Простота оборудования, требующегося для проведения зондирования. 	<ul style="list-style-type: none"> - После разлива нефти/нефтепродукта в основание резервуара обнаружение повторной утечки без полного удаления нефти/нефтепродукта из основания невозможно. - Наличие блуждающих токов в основании резервуара может снизить эффективность электрохимической защиты и привести к возникновению коррозионных язв на внешней (находящейся в контакте с гидрофобным слоем) поверхности дна резервуара. 	Не применяется
9	Оперативный учет нефти/нефтепродуктов	Метод основан на определении дебаланса между количеством принятой и сданной нефти с применением АСОУН.	Диспетчер районного диспетчерского пункта в автоматизированном режиме осуществляет оперативный контроль баланса нефти в зоне ответственности филиала с периодичностью каждые четные 2 ч. При выявлении дебаланса свыше 0,25 % от количества принятой/сданной нефти/нефтепродукта проводится определение причин его возникновения.	<ul style="list-style-type: none"> - Функционал для определения дебаланса реализован в существующей АСОУН. 	<ul style="list-style-type: none"> - Точность определения дебаланса не позволяет выявлять при оперативном учете «малые» утечки. - Отсутствует возможность определения источника утечки 	Применяется

В результате анализа методов обнаружения утечек установлено, что наиболее перспективными технологиями, на основе которых возможно построение автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров для применения на объектах ОСТ, является акустико-эмиссионный контроль и применение волоконно-оптических датчиков.

По этим методам отмечены их сильные стороны и недостатки:

- акустическая эмиссия. Для построения автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров возможно применение методов, основанных на регистрации источников акустической эмиссии, технически возможно. В связи с отсутствием опыта применения таких систем, основанных на регистрации источников акустической эмиссии, требуется проведение экспериментальных исследований для определения параметров утечек, выявляемых данным методом, и достижимой точности классификации источников АЭ.

- применение волоконно-оптических датчиков. На основании анализа существующих СОУ на магистральных трубопроводах можно сделать вывод о возможности применения данной технологии для обнаружения утечек через несплошности в днище резервуара путем размещения в основании резервуара ВОД. Помимо этого, ВОД в основании резервуара могут использоваться для мониторинга просадок грунта в основании резервуара, вызванных, например, разрушением фундамента или нарушением технологии формирования песчаной подушки в основании резервуара.

Основными достоинствами ВОД (применительно к задаче обнаружения утечек из резервуаров) являются отсутствие влияния на измерительную аппаратуру электромагнитных полей и побочных излучений, отсутствие проблем с заземлением, с дугообразованием и искрением, высокая стойкость к неблагоприятным воздействиям окружающей среды, возможность проведения измерений во взрывоопасной среде, возможность многократного обнаружения утечек без необходимости проведения технического обслуживания ВОД, высокая механическая прочность и простота конструкции, возможность индивидуальной настройки.

Основными недостатками ВОД (применительно к задаче обнаружения утечек из резервуаров) являются возможность обрыва волоконно-оптического датчика при проведении строительного-монтажных и ремонтных работ (в случае обрыва или замыкания распределенного кабеля датчика участок кабеля, расположенный после места обрыва, перестает работать; чтобы этого избежать возможно использовать

встречную схему контроля с работой по разным волокнам одного кабеля, что вдвое удорожает стоимость системы). Кроме того, невозможно оснащения резервуара ВОД без проведения работ по переустройству его основания, отсутствует опыт применения ВОД для обнаружения утечек из резервуаров.

Создание автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров на основе ВОД технически возможно. В связи с отсутствием опыта применения ВОД для обнаружения утечек из резервуаров требуется проведение дополнительных экспериментальных исследований предусматривающих определение параметров утечек, выявляемых с применением ВОД, и условий их обнаружения.

По результатам выбора возможных технологий разработки новой автоматизированной системы контроля утечек для резервуаров ПАО «Транснефть» были проведены расчеты технико-экономического обоснования целесообразности выполнения опытно-конструкторских работ для создания новой автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров».

Расчет экономического эффекта проведен для резервуаров номинальным объемом 20 тыс. м³ с диаметром стенки 45,6 м. Для расчета экономического эффекта использованы коммерческие предложения реальных организаций ЗАО «НПО «Алькор» и АО «ОМЕГА», имеющих опыт выполнения опытно-конструкторских работ по заказу ПАО «Транснефть».

По результатам вышеприведенного анализа и расчета экономического эффекта сделан итоговый вывод, что в типовых проектных решениях резервуаров ПАО «Транснефть» содержатся все необходимые технические решения по контролю утечек и разработка автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров экономически и технически нецелесообразна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ опыта проектирования, сооружения и эксплуатации резервуаров в СССР, России и за рубежом показал, что на каждом временном этапе технического развития всегда существовали резервы для дальнейшего совершенствования конструкций резервуаров, методов их строительства и эксплуатации для повышения надежности, герметичности и безопасности работы. Выявлена тенденция к унифицированию базы нормативных документов на мировой арене и в России в целом. Установлено, что в развитие отечественного резервуаростроения прослеживается несколько этапов. Первоначально сооружались клепаные резервуары. Строительство сварных резервуаров методом полистовой сборки стенки и днища практиковалось в довоенные годы, в военный период и послевоенные до 1952 г. Далее начинает применяться метод рулонирования резервуара емкостью до 5000 м³. С 2000-х гг. в происходит переход от рулонированной сборки к полистовой сборке.

Установлено что главным фактором, влияющим на стоимость эксплуатации резервуаров, является величина потерь нефти и нефтепродуктов при хранении. Показано, что в основном, все усовершенствования, вносимые в конструкцию резервуаров и их оборудования, направлены на предотвращение и снижение потерь нефти от испарения путем создания герметичных покрытий на резервуарах и предотвращению утечек через днище резервуара. Показано и обосновано применение в начале 1950-х гг. для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов использование резервуаров с плавающими крышами и понтонами.

Проведен анализ становления конструктивных решений стационарных купольных крыш стальных резервуаров а также особенности их эксплуатации. На основе анализа развития методов проектирования и производства наиболее распространенных конструктивных решений стационарных крыш стальных резервуаров выявлены противоречия в нормах проектирования и проанализированы произошедшие разрушения купольных крыш.

В результате анализа методов обнаружения утечек установлено, что наиболее перспективными технологиями, на основе которых возможно построение автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров для применения на объектах ОСТ, является акустико-эмиссионный контроль и применение волоконно-оптических датчиков. По результатам вышеприведенного анализа и расчета экономического эффекта сделан итоговый вывод, что в типовых проектных решениях резервуаров ПАО «Транснефть» содержатся все необходимые технические решения по контролю утечек и разработка автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров экономически и технически нецелесообразна.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. А.с. №1070078 СССР, МКИ³ В 65 D 88/34. Плавающая крыша / Афолина И.Р. // Бюл. №43, 1930.
2. А.с. №1108178 СССР, МКИ³ В 65 E 04 В 7/08. Купольное покрытие / Денисова А.П., Берник В.О. // Бюл. №30, 1984.
3. А.с. №537904 СССР, МКИ³ В 65 D 87/18. Однодечная плавающая крыша / Поповский Б.В., Никиреев В.М., Даниляк Н.А., Чолонян Г.С., Сафарян М.К., Зеревкин С.И., Лукиенко М.И., Летников. Ю.С. // Бюл. №45, 1976.
4. А.с. №563469 СССР, МКИ³ E 04 H7/0, В 65D 87/18. Плавающая крыша резервуара / Ушаков Н.А., Рабинович Ф.Н., Волонихин Л.А. // Бюл. №24, 1977.
5. А.с. №628271 СССР, МКИ³ В 65 E 04 В 7/02. Вертикальный цилиндрический резервуар / Айтакаев Т.Г., Каган Я.М., Шевалдин Г.Е., Лукашкин Ю.А. // Бюл. №38, 1978.
6. А.с. №655603 СССР, МКИ³ В 65 D 88/32. Двудечная плавающая крыша // Бюл. №32, 1979.
7. Александров В.Н. Работоспособность стальных резервуаров большой вместимости в системе трубопроводного транспорта нефти: Дисс. ... канд. техн. н.– Уфа, 2001.– 157с.
8. Алюминиевые куполообразные крыши // Компания ENCE GmbH [Электронный ресурс].– 2008.– <http://www.ence.ch/rus>
9. Алюминиевые купольные крыши для резервуаров с понтоном // [Электронный ресурс].– 2005.– <http://nmdcomp.ru>
10. Антохин А.В. [и др.] Строительство и эксплуатация резервуаров для нефти нефтепродуктов/ М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1968.
11. Апресов К.А. Потери нефти от испарения в резервуарах и меры для уменьшения их.// Труды первой нефтетранспортной технической конференции в Баку.– Баку-Москва: ОНТИ-АЗНЕФТЕИЗДАТ, 1934.– 319 с.

12. Арзунян, А.С. Резервуары с безмоментной кровлей для хранения нефти и нефтепродуктов.– М. : ЦНИИИТнефть, 1956.–180 с.
13. Арнаутов Л.И., Карпов Я.К. Повесть о великом инженере М.: Московский рабочий 1981.– 304с.
14. Арутюнов С. А. Эксплуатация нефтебаз.– М.: Недра, 1983.– 148 с.
15. Ашкинази, М.И. Резервуары со сфероцилиндрической крышей (опыт строительства и эксплуатации).– М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1960.– 42 с.
16. Бедрицкий, Н.А. Защита мокрых газгольдеров от коррозии / Н.А. Бедрицкий, М.С. Веженкова – М.: ГОСИНТИ, 1959.– 40 с.
17. Беляев, Б.Ф. Создание нормативной базы по резервуаростроению в рамках новой системы стандартизации Российской Федерации // Промышленное и гражданское строительство.– 2008.– №11.– С. 57-58.
18. Березин В.Л. и др. Вопросы эксплуатационной надежности резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах.– М.: ЦНИИТЭНефтехим, 1971.
19. Березин, В. Л. Аллюминиевые конструкции резервуаров для нефти и нефтепродуктов / В. Л. Березин, М. Г. Каравайченко, Ф. Ш. Ахметов. Сооружение и ремонт ГНП и ГНХ: Сб. науч. тр.– Уфа: УГНТУ, 2002.– С.48-51.
20. Богданов, С. В. Особенности проектирования быстровозводимых сварных стен вертикальных цилиндрических резервуаров из композитных несущих элементов // Вестник Белорусско-Российского Университета. Машиностроение.– 2011.– №3 (32).– С. 6-16.
21. Бунчук В.А. Базы горючего Германии. /В.А. Бунчук, Т.И. Жуков. М.: : Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1947 г.– 150 с.
22. Бунчук В.А. Новые типы нефтяных резервуаров и их оборудование.– М.: ВНИИОЭНГ, 1967.
23. Власов, А.В. Проектирование и эксплуатация резервуарных парков для нефти и нефтепродуктов / А.В. Власов, Л.А. Ионцева.– М.: ВНИИОЭНГ, 1982.– 61 с.
24. Волков, О. М. Оборудование безопасности в резервуаростроении // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2010.– №10.– С. 21-24.

25. Востров, В. К. Вопросы расчета экстремальных снеговых нагрузок на купольные покрытия / В. К. Востров, А. Б. Павлов // Промышленное гражданское строительство.– 2005.– №7.– С.39-42.
26. Востров, В.К. Резервуаростроение. Проблемы развития. Вопросы создания новой нормативной базы /В.К. Востров, Г.П. Кандаков, Р.Р. Кулахметьев // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2010.– №12.– С. 2-10.
27. Галеев, В.Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях.– М.: Недра, 1981.– 149 с.
28. Галюк В.А. Эксплуатация и ремонт резервуаров большой вместимости. Обзор информации./ Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.– М.: ВНИИОЭНГ, вып 10, 1987.– 60 с.
29. Гейман, Т. Д. Алюминиевая крыша РВС одержала убедительную победу в состязаниях со стальной // Интервал.– 2008.– №2.– С. 35-37.
30. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.– М.: ФГУП «Стандартинформ», 2010.– 56 с.
31. Денисова А.П. Плавающие крыши вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.– М.: ВНИИОЭНГ, 1989.– 30 с.
32. Дериглазов О.Ю. Разработка, конструирование и исследование деревянного ребристо-кольцевого купола с блоками жесткости и сборно- разборными узлами: автореф. дисканд. техн. наук.– Томск: ГОУ ВПО ТГАСУ, 2007.– 20 с.
33. Дидковский, О.В. Совершенствование нормативной базы для нефтяных стальных резервуаров - важная составляющая в развитии топливно-энергетического комплекса России / О.В. Дидковский, Э.Я. Еленицкий, Х.М. Ханухов, А.А. Катанов, С.Г. Иванцова // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2009.– №11.– С. 4-9.
34. Дидковский, О.В. Стационарные крыши резервуаров из нержавеющей стали. Перспективы применения // Резервуаростроение XXI века. Промышленная безопасность и инновации: материалы науч.-практ. семинара – 2010г.

35. Дмитриев, В. Г. Прогрессивные конструкции алюминиевых понтонов и купольных кровель резервуаров для нефти и нефтепродуктов// Транспорт и хранение нефтепродуктов.– 2002.– №5-6.– С.15-17.
36. Дорошенко, Ф.Е. Современное состояние резервуаростроения в России /Ф.Е. Дорошенко // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2012.– №6.– С. 2-5.
37. Дюнин, А.К. Механика метелей (вопросы теории проектирования снего-регулирующих средств).– Новосибирск: изд-во СО АН СССР, 1963.– 382 с.
38. Евтихин В.Ф. Хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах с плавающими крышами./ Евтихин В.Ф., Федоров В.К. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1975.– 61 с.
39. Евтихин В.Ф., Иванюков Ю.Д., Кочко Э.Ф., Федоров В.К. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.– 1973.– №9.
40. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ.– М.: Недра, 1973. 368 с.
41. Едигаров С.Г., Михайлов В.М., Прохоров А.Д., Юфин В.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз.– М.: Недра, 1982, 280 с.
42. Еремеев, П.Г. Пространственные тонколистовые металлические конструкции покрытий.– М.: изд-во АСВ, 2006.–560 с.
43. За уменьшение потерь при транспорте и хранении.– Изд. Центр, бюро тех информации управления техпропаганды Азнефти, 1933 г.
44. Иванов Н.Д. Эксплуатационные и аварийные потери нефтепродуктов и борьба с ними.– Л.: изд-во «Недра», 1968.
45. Ильин, Е.Г. Снеговые нагрузки и конструктивные параметры сферических алюминиевых крыш для вертикальных цилиндрических стальных и железобетонных резервуаров / Е.Г. Ильин, В.К. Востров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2011.– №1.– С. 27-31.
46. Инструкция по эксплуатации резервуаров с купольными крышами в зимний период для резервуарного парка НПС «Калейкино» РРНУ // СЗМН.– 2011.

47. Каган, Л. С. и др. Стальной цилиндрический резервуар с алюминиевой крышей для нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство.– 1999.– №11.– С.34-36.
48. Кандаков, Г.П. Резервуаростроение. Проблемы развития. Как проектировать резервуары / Г.П. Кандаков, В.К. Востров // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2010.– №9.– С. 21-24.
49. Кандеев В.И., Котляр Е.Ф. Стальные резервуары.– Госмашметиздат, 1934.
50. Клубань, В. С. Оценка взрывопожарной опасности вертикальных стальных резервуаров типа РВС с понтоном и крышей из алюминия / В. С. Клубань, В. И. Юрьев // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация.– 2010.– №2.– С. 56-62.
51. Коваленко, В.П. Опыт борьбы с потерями нефтепродуктов при хранении транспортировании приеме и выдаче.– М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1985.– 57 с.
52. Ковельман, Г.М. Творчество инженера В.Г. Шухова.– М.: Гос. изд-во лит. по стр-ву, архитектуре и строит. материалам, 1961.– 362 с.
53. Константинов Н. Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов.– М.: Гостоптехиздат, 1971.
54. Кравцов, В. В. Защита от коррозии внутренней поверхности стальных резервуаров.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003.– 111с.
55. Кузнецов, В. В. Металлические конструкции: том 2. Справочник проектировщика.– М.: АСВ, 1998.– 576 с.
56. Купреишвили, С.М. Механика разрушения каплевидных резервуаров /С.М. Купреишвили // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2013. №6.– С. 5-19.
57. Купреишвили, С.М. Разрушения в процессе эксплуатации вертикальных цилиндрических резервуаров со стационарной крышей // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2005.– №7.– С.8-14.
58. Лебедь, Е. В. Статический анализ схем начального опирания двух односетчатых куполов из-за погрешностей их сборки на основе численного

моделирования // Вестник ВолгГАСУ. Серия: Строительство и архитектура.– 2010.– №18.– С.23-28.

59. Липницкий, М.Е. Купола (расчет и конструирование).– Л.: изд-во лит. по стр-ву, 1973.– 128 с.
60. Лиховцев М. В. Обеспечение надежной эксплуатации резервуаров применением системы контроля утечек: инновации и экономика / М. В. Лиховцев, Е. В. Щурова, А. Е. Сощенко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2021.– Т.11, №1.– С.56-64.
61. Мастобаев, Б.Н. Развитие системы нефтепродуктообеспечения в России / Б.Н. Мастобаев, Н.Г. Мугаллимов, А.Д. Прохоров, Дмитриева Т.В. и др.– Санкт-Петербург: «Недра», 2006.– 320 с.
62. Мастобаев, Б.Н. Становление и развитие технических средств и технологий транспорта нефти и нефтепродуктов / Б.Н. Мастобаев, О.А. Макаренко, Ю.Д. Пережогин, Р.Н. Бахтизин.– С.-Петербург: «Недра», 2021.– 744 с.
63. Мацкин Л.А., Черняк И.Л. Эксплуатация нефтебаз.– М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1963.– 456 с.
64. Межирицкий Л. М. Оператор нефтебазы.– М.: Недра, 1976.– 239 с.
65. Мельников Н.П. Металлические конструкции за рубежом.– М.: Стройиздат, 1971.
66. Мельников Н.П. Металлические конструкции.– М.: Стройиздат, 1983.– 543 с.
67. Мондрус, В.Л. Определение расчетных значений снеговых нагрузок для купола резервуара / В.Л. Мондрус, С.А. Павлов // Промышленное и гражданское строительство.– 2010.– №11.– С. 50-51.
68. Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000 м³.– ВСН 311-89. Минмонтажспецстрой, СССР.– М.: 1990Б 60 с.
69. Нехаев, Г.А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления.– М изд-во АСВ, 2005.– 213 с.

70. Окаб Абдулла Казаал Совершенствование купольной крыши резервуаров для нефти и нефтепродуктов : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19, Уфа 2015
71. Оленев Н.М. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа. Л.: Гостоптехиздат, 1958г., 532 с.
72. Оленев Н.М. Хранение нефти и нефтепродуктов Л.: Недра, 1956, 428с.
73. Отставнов, В.А. Снеговые нагрузки на покрытие /В.А. Отставнов, И.В. Лебедева // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2005.– №3. С. 18-21.
74. Патент №2183709 РФ. Узел соединения двутавровых или тавровых стержней купольного сооружения / И. Л. Ружанский, Д. Л. Мосягин, М. Г. Дмитриев, М. Г. Каравайченко, Н. М. Фатхиев // Оpubл. 20.06.02, Бюл. №6.– 3 с.
75. Патент №1191461 Великобритания, МКИЗ В65D88/40. Улучшения плавающих покрытий для резервуаров / А.Г. Робертс // Оpubл. 13.05.1970.
76. Патент №1395240 Великобритания. Плавающие покрытия для резервуаров для хранения жидкости / А.Г. Робертс // Оpubл. 21.05.1975.
77. Патент №145006 Великобритания, МКИЗ В 65D 87/18, 1976
78. Патент №3141797 ФРГ. Резервуар с плавающей крышей для хранения сырой нефти / Р. Крауз, Х. Вунш // Оpubл. 24.04.1983.
79. Патент № 4086394 США, МКИЗ В 65D 87/20. Комбинация батареи и вентиляционной арматуры / Х.В. Теш; заявл. 23.09.1973; опубл. 25.04.1978.
80. ПБ 03-381-00 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.– Госгортехнадзор, 2001.– 168 с.
81. ПБ 03-605-03. Правила устройства стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.– М.: ГУП «НТЦ «Пром. безопасность», 2003.– 176 с.
82. Пектемиров Г.А. Справочник инженера и техника нефтебаз.– Гостоптехиздат, 1954.

83. Плавающие крыши вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Обзорная информация. / Б.: Нефтяная промышленность, выпуск №1., 1989 г.– 32 с.
84. Поповский Б.В., Дикун В.Н. Изготовление и монтаж крупногабаритных листовых конструкций.– М.: Строиздат, 1983.– 110 с.
85. Порываев, И. А. Определение зависимостей между параметрами напряженно-деформированного состояния несущих конструкций и геометрической схемой купольных покрытий резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов / И. А. Порываев, М. Н. Сафиуллин, А. А. Семенов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».– 2011.– №4.– [http:// www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru)
86. Порываев, И. А. Совершенствование стационарных крыш вертикальных цилиндрических резервуаров: Дисс. ... канд. техн. н.– Уфа, 2016.
87. Правила и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений.– М.: Недра, 1977.– 464 с.
88. Правила технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкция по их ремонту.– М.: Недра, 1971.– 258 с
89. Правила технической эксплуатации нефтебаз.– М.: Недра, 1986.– 168 с.
90. Правила технической эксплуатации резервуаров.– М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1953.– 34 с.
91. Притула А.Ф. Нефтесклады США.– М.: ОНТИ, 1937.– 387 с.
92. Проект резервуара $V = 150$ тыс. м³, 10-*340-81.– М.: ЦНИИПСК, 1981.
93. РД 39-30-816-82. Правила эксплуатации резервуаров с плавающей крышей.
94. РД-16.00-60.30.00-КТН-025-1-04 Нормы проектирования купольных крыш и понтонов из алюминиевых сплавов для вертикальных стальных и железобетонных резервуаров, правила их эксплуатации.– М.: ОАО АК Транснефть, 2009.– 80 с.
95. РД-23.020.00-КТН-079-09 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м.– М.: ОАО АК Транснефть, 2009.– 70 с.

96. Ружанский, И. Л. Опыт проектирования и сооружения сетчатых куполов // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2005.– №11.– С.22-26.
97. Ружанский, И.Л. Опыт проектирования и сооружения сетчатых куполов /И.Л. Ружанский // Монтажные и специальные работы в строительстве.– 2005.– №11.– С. 22-26.
98. Руководство к изготовлению и установке сварных резервуаров.– Гипростальмост, 1932. (проект).
99. Сафарян М.К. Металлические резервуары и газгольдеры.– М.: Недра, 1987.– 200 с.
100. Сафарян М.К. Иванцов О.М. Проектирование и сооружение стальных резервуаров.– М.: Гостоптехиздат, 1961.
101. Сафарян М.К. Современное состояние резервуаростроения и перспективы его развития.– М.: ЦНИИТЭНефтехим, 1972.– 84с.
102. Сафарян, М.К. Металлические резервуары и газгольдеры.– М.:Недра, 1987.– 202 с.
103. Сафарян, М.К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. Исследования работы конструкций.– М.:ВНИИСТ, 1958.– 240 с.
104. Смолин В.И. Борьба с потерями от испарения на американских инсталляциях. // Нефть.– 1933.– №6.
105. СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия / Минстрой России.– М.: ЦНИИСК, 1989.– 58 с.
106. СНиП 2.03.06-85. Алюминиевые конструкции.– М.: Госстрой СССР, 1988.– 65 с.
107. Сооружение и эксплуатация резервуаров специальных конструкций за рубежом. Обзоры зарубежной литературы.– М.: ВНИИОЭНГ, 1973.– 35 с.
108. Сощенко, А.Е. Основные фонды Главтранснефти: резервуары / А.Е. Сощенко, Е.В. Щурова, Б. Н. Мастобаев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2020.– №10(5).– С.490-498.
109. СП 16.13330.2011 Стальные конструкции.– М.: Минрегион России, 2011.– 172 с.
110. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия.– М.: Минрегион России, 2011.– 80 с.

111. Способы предупреждения осадки оснований стальных резервуаров. Аналитические и сопоставительные обзоры.– М.: ЦНИИтэнефтехим, 1973.– 938 с.
112. Справочник по оборудованию нефтебаз / Под. Ред. Титкова В.И.– М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1959.– 464 с.
113. СТО 0030-2004. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции.– М.: ЗАО ЦНИИПСК им. Мельникова, 2004.– 30 с.
114. СТО 0048-2005. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения жидких продуктов. Правила проектирования.– М.: ЗАО ЦНИИПСК им. Мельникова, 2005.– 71 с.
115. СТО 36554501-015-2008 «Нагрузки и воздействия».– М.: ФГУП «НИЦ «Строительство», 2008.– 204 с.
116. СТО-СА-03-002-2009 Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.– М.: Ростехэксперитза, 2009.– 216 с.
117. Тимофеев С.И. НефТЕБАЗА (типы нефтебаз, хранилища, трубопроводы).– М.: Государственное объединенное научно-техническое издательство главная редакция горно-топливной литературы, 1935.– 139 с.
118. Товарно-сырьевые парки нефтеперерабатывающих заводов Франции. Аналитические и сопоставительные обзоры.– М.: ЦНИИтэнефтехим, 1968.– 78 с.
119. Торочков И.М., Бейдер П.Я., Балаян Р.Д., Мацкин Л.А. Организация снабжения нефтепродуктами.– М. Недрa, 1978.– 223 с.
120. ТП 704-1-170.84 Резервуар стальной вертикальный цилиндрический для нефти и нефтепродуктов емкостью 10000 м Альбом 1 Конструкции металлические резервуара.
121. Труды ГИНИ. Борьба с потерями.– 1933.
122. Тур А.В. Совершенствование узловых соединений сетчатых куполов из тонкостенных холодногнутых профилей: автореф. ... канд. техн. наук.– Казань: ФГБОУ ВПО КГАСУ, 2013.– 20 с.

123. Тур, В.И. Купольные конструкции: формообразование, расчет, конструирование, повышение эффективности.– М изд-во АСВ, 2004.– 96 с.
124. Фалькевич А.С., Храмухин Ф.Г., Иванцов О.М., Орлов В.М. Сооружение сварных металлических резервуаров для хранения нефтепродуктов.– М.-Л.: Гостоптехиздат, 1953.– 446 с.
125. Холопов, И.С. Сетчатый купол с новыми узловыми соединениями И.С. Холопов, В.И. Тур, А.В Тур // Промышленное и гражданское строительство.– 2012.– №10.– С.60-62.
126. Хуберян, К.М. Рациональные формы трубопроводов, резервуаров и напорных перекрытий. / К.М. Хуберян. М.: Госстройиздат, 1956.– 304 с.
127. Черников В. И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз.– М.: Гостоптехиздат, 1955.– 522 с.
128. Черняк И.Л. Нефтебазы. М.-Л.: Гостоптехиздат, 1947.
129. Черняк И.Л., Мацкин Л.А. Эксплуатация нефтебаз.– М.: Гостоптехиздат, 1956.– 398с.
130. Чичко, Г.М. Расчет каплевидных резервуаров и выбор системы опирания корпуса.– М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1951.– 66 с.
131. Чолоян Г. С., Афанасьев В. А. Резервуары с плавающими крышами и понтонами.– М., ВНИИОЭНГ, 1971.
132. Шамаева, А.А. Классификация дефектов резервуаров на основе базы данных по отказам и авариям // Промышленное и гражданское строительство.– 2010.– №9.– С. 56-57.
133. Шишкин Г. В. Справочник по проектированию нефтебаз.– Л.: Недра, 1978.– 216 с.
134. Шухов В.Г. О расчете нефтяных резервуаров.– М.: Нефтяное и сланцевое хозяйство №10, 1925
135. Шухов В.Г. Строительная механика. Избранные труды. / В.Г. Шухов (составители В.В. Лапшина (Шухова), И.А. Петропавловская).– М.: «Наука», 1977.– 193 с.

136. Щурова, Е.В. Анализ развития нормативной базы для кровельных конструкций резервуаров / Е.В. Щурова, А.О. Крысь // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ.– Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2021.– С.519.
137. Щурова Е.В. Анализ состава резервуарного фонда Главнефти СССР/ Е.В. Щурова, А.Е.Сощенко // Сборник докладов IV Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященной 90-летию Губкинского университета и факультета экономики и управления.– М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020.– С.95.
138. Щурова Е.В. Об экономической нецелесообразности разработки инновационной системы контроля утечек из резервуаров/ Е.В. Щурова, А.Е.Сощенко // Сборник докладов IV Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященной 90-летию Губкинского университета и факультета экономики и управления.– М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020.– С.94.
139. Особенности технических решений обеспечения надежности резервуаров нефтепроводов России./ Е.В. Щурова // Сборник трудов V Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в экосистеме современного образования», посвященной 150-летию со дня рождения И.М.Губкина/ М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021.– С.222.
140. Щурова Е.В. Становление конструкций резервуаров начала XX века в России и СССР / Е.В. Щурова, А.О. Крысь, А.В. Колчин, Б.Н. Мастобаев // История и педагогика естествознания.– 2021.– №1-2.–С. 53-57.
141. Щурова Е.В. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений из резервуаров для хранения нефти с применением ультразвукового воздействия / Е.В. Щурова, А.О. Крысь, Р.А. Хурамшина, А.Р. Валеев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.– 2020.– №5-6.–С. 5-9.

142. AIJ Recommendations for Loads on Buildings. Chapter 5 Snow Loads.– 30 p.
143. ANSI/ASCE 7-95. Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures.– American Society of Civil Engineers, 2005.– 419 p.
144. API STANDART. Welded Steel Tanks for oil storage.– W.: American Petroleum Institute, - 2001.– 240 p.
145. API Standat 650. Welded steel tanks of oil storage. American petroleum institute, 2006.– 240 p.
146. Berezin M.A. Specialized wind tunnel and ground layer model // Preprints of East European Conference on Wind Engineering. Warsaw, Poland, 1994, part 1, vol.1 pp. 37-41.
147. Chambaud R. Les resents reservoirs des raffineries de Donges (Antar – Petroles de l'Atianuque). Acier,Stahl, Steel, nr 4, 1958
148. Chateaux d'eau en aluminium. Revue de l'aluminium, nr 360, 1968.
149. Chodzajan G. K.: Montaz szarowych riezierwuarow objomom 600 m³. Stroitielnaja Promyszlennost', nr 3, 1958.
150. Drozdowicz R. Experimental investigations of the conoidal shell // Proceedings of the 2nd European & African Conference on Wind Engineering, vol.1, pp. 999-1004.
151. EN 1991-1-3. Eurocode 1: Actions on structures. Part 1-3: General actions - Snow loads, 2003.– 56 p.
152. EN 1993-4-2-2007. Eurocode 3: Design of steel structures. Part 4-2: Tanks, 2009.– 48 p.
153. Endo A., Tomabechi T. Wind channel experiment of the forming conditions of snow depth on various roofs with model snow // Memoirs of the Hokkaido Institute of Technology, 1983, no. 11.
154. Falkiewicz A. S.; Chramichin F. G., Iwancow O. M., Orlow W. M. Sooruzenije mietal- liczeskich riezierwuarow dla chranienija nieftieproduktow. Gostoptechizdat, Moskwa 1953.
155. FalkiezvichA. S.: Usilenije procznosti swarnych cylindriczeskich riezierwuarow. Nieftianoje Choziajstwo, nr 5, 1955.

156. Feely F.I., Northup M.S., Kleppe S.R., Gensamer M. Studies on the Brittle Failure of Tankage Steel Plates. *Weld. Journ.* 1955, s. 5965 ~ 6075.
157. Gerbeaux H.: Le soudage d'un reservoir prototype de 3500 m³ – Systeme Caquot. *L'Ossature Metallique*, nr 11/12, 1946.
158. Irwin P.A., Gamble S.L., «Prediction of Snow Loading on the Toronto SkyDome», *Proc. First International Conference on Snow Engineering*, Santa Barbara, publ. by CRREL, Hanover NH, 1988.
159. Irwin P.A., Hochstenbach F.M., Gamble S.L. Wind and snow considerations for wide span enclosures // *Widespan roof structures.*– Thomas Telford Publ, 2000, pp. 62-72.
160. Irwin P.A., Williams C.J. «Application of Snow Simulation Model Tests to Planning and Design», *Proc. Eastern Snow Conf. Vol. 28, 40th Annual Meeting*, 1983, pp. 118-130.
161. IS 875 Code of practice for design loads (other than earthquake) for buildings and structures. Part 4 snow loads. Bureau of Indian standards, 2010.– 11 p.
162. Iversen J.D. «Small-scale modeling of Snowdrift Phenomena», *Proc. Int. Workshop on Wind Tunnel Modelling Criteria in Civ. Eng. Applications*, Gaithersburg, Maryland, Cambridge Univ. Press, 1982, pp. 522-545.
163. Kaskietvicz A. M. Issledowanije korrozionnoj stojkosti stalnych i aluminiowych konstfukcij pokrytija i wierchnich pojasow korpusow wiertikalnych cilindryczeskich riezierwuarow dla siernistych nieftiej. *Dysertacja na stopien kandydata nauk technicznych.* MISI, Moskwa 1965.
164. Kind R.J. «Snow Drifting», *Hand book of snow, Principles, Processes, Management and Use*, Chap. 8, ed. D.M. Gray & D.H. Male, Pergamon Press, 1981.
165. Kind R.J. «Snowdrifting: a Review of Modelling Methods», *Cold Regions Science and Technology*, 12, 1986, pp. 217-228.
166. Kitka L.: Sooruzenije stalnych riezierwuarow w Czechoslowackoj Socialistycznej Riepublikie. *Montaznyje i Spicialnyje Raboty w Stroitelstwie*, nr 6, 1964.
167. Komijenko W. S., Popowskij B. W., Liniezvich G.W. *Izgotowlenije i montaz stalnych riezierwuarow i gazgoldierow.* Izdatielstwo Litieratury po Stroitelstwie, Moskwa 1964.

168. Majowiecki M. Snow and wind experimental analysis in the design of longspan sub-horizontal structures // Proceedings of the 2nd European & African Conference on Wind Engineering, vol.1, pp. 1407-1414.
169. Mothprevell Bridge and Engineering Co, Ltd. Storage of volatile liquids and gases under pressure/ Matherwell. 1964
170. Mromlinski R/ Konstrukcje aluminiowe. Arkady, Warszawa 1964.
171. Myers, P. E. Aluminum a good alternative to steel for fixed-roof tanks / P. E. Myers, G. L. Morovich, E. J. Crochet // Oil and gas journal.– 1998.– V.3.– P.8-13.
172. NBC 2010 (National buildings code of Canada). vol. 2, part 4. Structural design, 45 p.
173. Popov N.A., Otstavnov V.A., Berezin M.A. Wind tunnel investigations of wind and snow loads acting on long-span roofs // Proceedings of Third European & African conference of wind engineering. Eindhoven, Netherlands, July 2-6, 2001 (J. Wisse, editor), pp. 115-118.
174. Popowskij B.W., Bardakow W.F., Liniewicz G.W. Montaz riezierwuarow jomskosti 10 tys. m³ iz rulonnych zagotowok. Montaznyje i Spicialnyje Raboty w Stroitelstwie, nr 4, 1962.
175. Popowskij B.W.: Stroitelstwo riezierwuarow s plawajuszcziej kryszej w Japonii. Mon-taznyje i Spicialnyje Raboty w Stroitelstwie, nr 6, 1966.
176. Temcor. Architectural Domes & Structurs // [Электронныйресурс].– 2003.– <http://solardome.ru>
177. Third European and African Conference on Wind Engineering. Eindhoven, Netherlands.– July 2-6, 2001.
178. Understanding Dome Design // Aluminum Geodesic Domes [Электронныйресурс].– 2009.– <http://aluminumdomes.com>
179. «Vacono» ahead of technology // VaconoDome [Электронныйресурс].– 2007.– <http://www.vacono.com>
180. Vapour recovery tank, “Petrol Times”, 1963,67 №1712
181. ZBIORNIKI METALOWE NA CIECZE I GAZY/ Doc. DR INZ Jerzy Ziolko./ Arkady.: Warszawa, 1970 – 320 c.