

*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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа – 2022

Работа выполнена на кафедре «Транспорт и хранение нефти и газа» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный руководитель            доктор технических наук, профессор  
**Сощенко Анатолий Евгеньевич**

Официальные оппоненты:    **Тарасенко Александр Алексеевич**  
доктор технических наук, профессор  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Тюменский индустриальный  
университет» / профессор кафедры «Транспорт  
углеводородных ресурсов»

**Магомадова Мадина Хусеновна**  
кандидат технических наук  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Грозненский государственный  
нефтяной технический университет имени акад.  
М.Д. Миллионщикова» / доцент кафедры  
химической технологии нефти и газа

Ведущая организация            Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Российский государственный  
университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина»

Защита диссертационной работы состоится «16» декабря 2022 г. в 15:00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.01 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Удалова Елена Александровна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**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 м<sup>3</sup>, а в отдельных случаях до 100000 м<sup>3</sup>.

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 Ziolk, 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. Апрезов, В.И. Смолин, И.Р. Афанасьев, Ф.Ф. Абузова, В.И. Черников, И.С. Бронштейн, Н.Н. Константинов, В.Ф. Новоселов, Л.С. Абрамзон, Д. Виггинс, 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 «Нефтемонтаждиэг-ностика» (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.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи исследования, отражена научная новизна и практическая ценность работы, дана общая характеристика диссертационной работы.

**Первая глава** посвящена становлению и развитию конструкций вертикальных стальных резервуаров. 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 Шухова В.Г. который является своего рода фундаментом для современных конструкций (Рисунок 1).



Рисунок 1 – Первый резервуар для хранения нефти по проекту В.Г. Шухова

В 80-х годах девятнадцатого столетия В.Г. Шухов впервые разработал классический метод расчета вертикальных цилиндрических резервуаров наименьшего веса при заданном объеме, применяемый без существенных изменений и в настоящее время. До 1930г. вертикальные металлические резервуары строились произвольных размеров, причем листы соединялись исключительно при помощи клепки. В 1932 г. сооружение клепаных резервуаров емкостью от 11 до 10 560 м<sup>3</sup> было регламентировано ГОСТ 5125. Это был первый стандарт на резервуары в СССР, разработанный при участии В.Г. Шухова. В 1937г. был разработан первый ГОСТ 4184 на стальные сварные резервуары емкостью 11,6 и 22,2 м<sup>3</sup>. До 30-х годов XX века повсеместно резервуары строились, в основном, из металла. Однако исходя из соображений экономии металла постановлением Народного Комиссариата тяжелой промышленности №28 от 23 января 1935 г. возведение стальных резервуаров для хранения черных нефтепродуктов было запрещено. Стальные резервуары могли использоваться только для светлых нефтепродуктов и масел. Особый интерес представляют работы Народного комиссариата земледелия СССР по постройке нескольких резервуаров оригинальной формы емкостью 50 и 100 тонн для хранения керосина и бензина из обыкновенного красного кирпича.

Проводились работы по изысканию для резервуаростроения других материалов. По материалам, из которых изготавливались хранилища-резервуары, их подразделяли на неметаллические и металлические. Неметаллические строились в виде земляных амбаров, кирпичных, каменных, бетонных или железобетонных резервуаров. В литературе упоминается об использовании даже деревянных резервуаров емкостью до 300 м<sup>3</sup>.

Разработанная в конце 40-х годов прошлого столетия классификация хранилищ нефти и нефтепродуктов представлена на Рисунке 2. В начале 1950-х гг классификация резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов была усовершенствована.

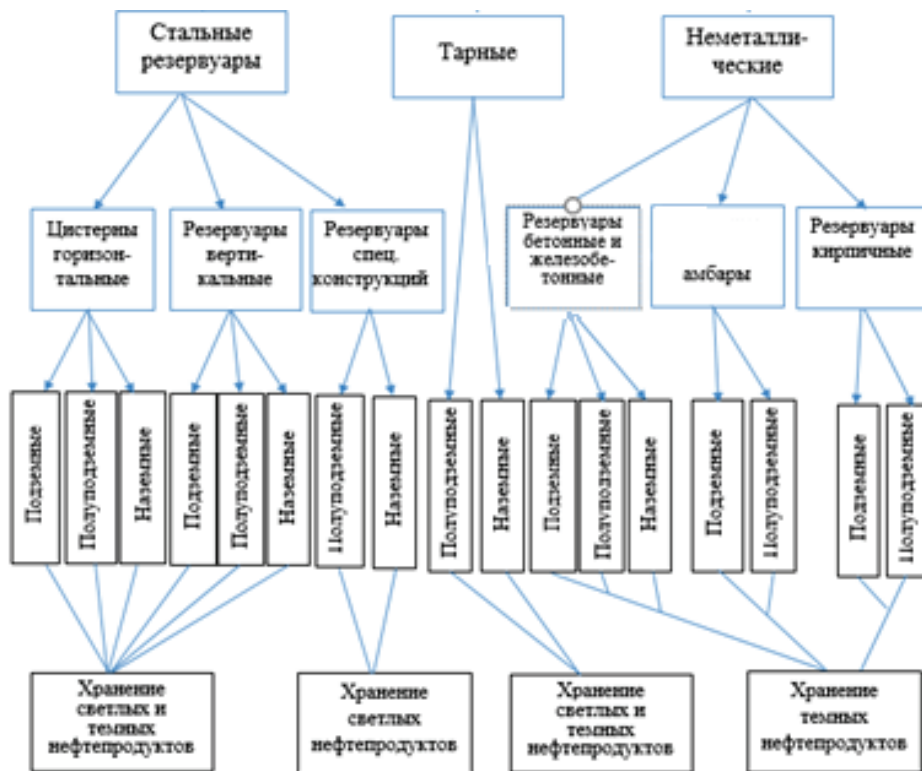


Рисунок 2 – Классификация хранилищ нефти и нефтепродуктов (1947 г.)

Сварка резервуаров в СССР началась в период 1926-1929 гг., когда В.П. Вологдин производил сварку цистерн и резервуаров. В результате общего подъема уровня сварочной техники к 1944 г. сварка в резервуаростроении почти всюду вытеснила клепку. Утвержденный в 1944 г. ГОСТ 2486-44 на вертикальные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов зафиксировал это положение и регламентировал монопольное применение сварки для сооружения резервуаров емкостью до 5000 м<sup>3</sup>.

На конструкцию резервуаров оказывала влияние даже политическая обстановка. Наземные резервуары с защитой от осколков появились накануне Второй Мировой войны и получили свое развитие прежде всего в Германии. Это обычные наземные вертикальные резервуары с плоским днищем и сводчатым перекрытием, с металлическими стропилами, кольцевыми прогонами и радиальными балками. 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.

Наряду с наземными вертикальными стальными резервуарами в 50-е годы XX столетия строились заглубленные металлические резервуары. К заглубленным вертикальным резервуарам относятся: 1) устанавливаемые в казематах (казематные резервуары); 2) с наружной бетонной оболочкой; 3) с несущей жесткой цилиндрической оболочкой; 4) каркасного типа. В начале 1960-х гг. успешно эксплуатировались резервуары емкостью более 20 000 м<sup>3</sup>.

Практика строительства резервуарных емкостей по ГОСТ 2486-44 выявила ряд существенных недостатков. В 1952 г. ГОСТ 2486-44 был отменен, и строительство сварных резервуаров осуществлялось только по типовым чертежам. В 1952 г. Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства утвердил типовые проекты на строительство металлических резервуаров. Эти проекты были разработаны институтом Промстройпроект.

Технологии сооружения резервуаров развивались этапами. На первом этапе сооружение резервуаров осуществлялось полистовым методом сборки стенки и днищ. Этот период охватывал довоенные годы, военное время – 1941–1945 гг. и послевоенные годы (до 1952 г.). До 1952 г. полистовым методом были сооружены тысячи сварных резервуаров емкостью до 10 тыс. м<sup>3</sup> и ряд мокрых газгольдеров емкостью до 32 тыс. м<sup>3</sup>. С 1952 г. в практику резервуаростроения внедряется метод рулонирования, являющийся прогрессивным и вытесняющим полистовой метод, который оказался неконкурентоспособным по трудоемкости и срокам сооружения. Впоследствии, в конце XX в. полистовой метод вновь возвращается, вытесняя рулонный.

В 1929 г. В.П. Вологдин впервые применил метод рулонной заготовки отдельных частей резервуара. Метод заготовки листовых элементов резервуаров с последующим сворачиванием их в рулоны детально разработан Г.В. Раевским (Институт электросварки им. Е.О. Патона). В 1949 г. были изготовлены первые рулоны корпусов резервуаров на опытном стенде. По предложению В.М. Дидковского покрытие (кровля) резервуаров изготавливалась и монтировалась в виде заводских габаритных щитов. Одновременно А.С. Арзуняном была предложена довольно легкая, так называемая «безмоментная» кровля с центральной стойкой, что явилось решением проблемы, связанной с кровлей резервуаров. В 1960 г. Гипроспецпромстроем (Гипроспецнефть) было начато проектирование, а в 1961 г. в районе г. Мичуринска сооружен методом рулонирования первый в СССР резервуар емкостью 10 тыс. м<sup>3</sup> со сферическим покрытием. Теоретические и экспериментальные исследования группы опытных резервуаров были поручены ВНИИСТу, а проект производства работ – Гипронефтеспецмонтажу. Первый опытный резервуар емкостью 20 тыс. м<sup>3</sup> был смонтирован в 1965 г. в районе г. Волгограда. В период 1966–1967 гг. было принято решение разработать проекты для резервуаров емкостью более 20 тыс. м<sup>3</sup>. Одновременно с этим институтом ЦНИИпроектстальконструкция были разработаны проекты резервуаров емкостью 30 тыс. м<sup>3</sup> с применением высокопрочной стали марки 16Г2АФ (класса С45) и емкостью 50 тыс. м<sup>3</sup>, стенка которого была смонтирована полистовым методом из стали 09Г2С. Ведущие институты СССР начиная с 1971 г. по единой программе проводят проектные и научно-исследовательские работы и подготовку к сооружению в 1973–1974 гг. опытных резервуаров емкостью 50 и 100 тыс. м<sup>3</sup>.

Разрабатывались конструкции резервуаров для работы в аномальных условиях. Сооружение резервуаров в северных условиях требовало новых проектных решений, учитывающих наличие вечной мерзлоты. Эти решения были применены при



сооружение Трансаляскинского нефтепровода. Сооружение двух резервуаров объемом 210000 баррелей в Прадхо и восемнадцати резервуаров объемом 510000 баррелей в Вальдесе вела компания «Чикаго Бридж энд Айрон». При сооружении резервуаров использовалась система охлаждения основания резервуаров (Рисунок 3). При этом в России в 2011 г. на ГНПС «Заполярье» завершился монтаж восьми резервуаров для хранения нефти - объемом 20 тыс. м<sup>3</sup>. каждый. Все резервуары стоят на сваях (Рисунок 4).

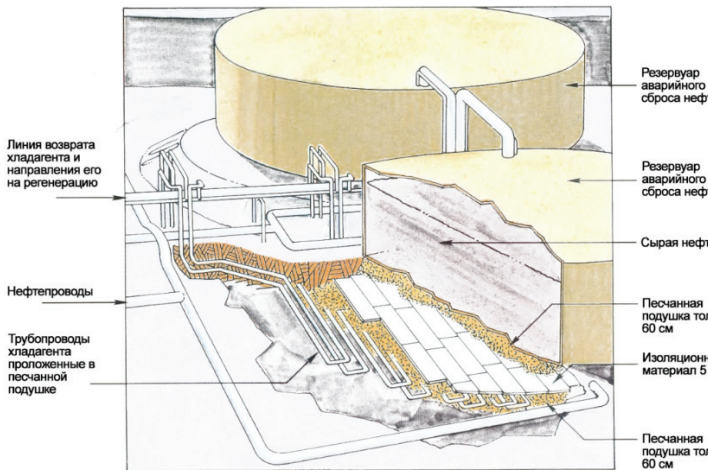


Рисунок 3 – Компонировка системы охлаждения основания резервуаров сооруженных на вечномерзлых грунтах

Рисунок 4 – Установка резервуара на сваях

К 1975 г. наибольшее распространение в СССР получили наземные вертикальные цилиндрические резервуары. Изменения политической и экономической ситуации, связанные с распадом СССР, практически на 10 лет приостановили развитие нефтяной отрасли. Лишь к концу 1990-х г. начинают проявляться первые сдвиги по улучшению деятельности объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. В ОАО АК «Транснефть», где до 1998 г. все резервуары сооружались методом рулонированной сборки, был проведен анализ работы резервуаров. В результате проведенного анализа по некоторым трубопроводным управлениям было установлено, что работоспособность таких резервуаров во многом снижена вследствие присущих рулонированному методу сборки недостатков. Начиная с 1998 г., впервые в России на НПС «Староликеево» ОАО «ВМН» проводятся работы по строительству четырех резервуаров РВСП-20000 методом листовой сборки. Проекты листовой сборки резервуаров были разработаны фирмой «Рекон». Проект производства работ разработан ОАО «Нефтеспецстройпроект». Монтаж резервуаров осуществлялся фирмой ЗАО «Волгопетехиммонтаж».

На начало 2020 г. резервуарный парк в системе ПАО «Транснефть» составлял резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов различных конструкций, в т.ч.:

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): полистовой 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%.

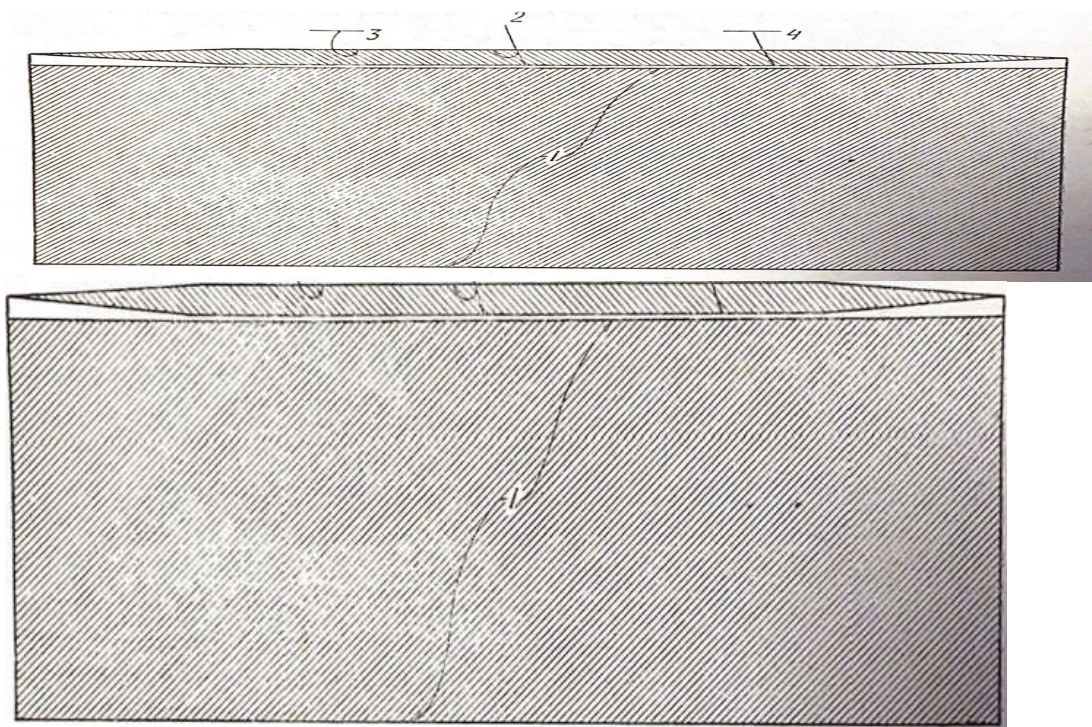
**Во второй главе** рассмотрено развитие конструкций кровли резервуаров и их влияние на потери нефти и нефтепродуктов от испарения. Планомерное изучение вопроса об испарении и потерях нефти на всех этапах движения нефти от скважины до нефтеперегонного завода проводилось в США начиная с 1910 г. Д.Виггинсом. В нашей стране к изучению вопросов потерь нефти от испарения приступили значительно позднее, поскольку производство бензина в СССР в значительных количествах началось с 1930 г. Исследования, проведенные в США, а позже и в СССР (АзНИИ) в 1930-е гг., позволили выявить основные причины возникновения потерь нефти и нефтепродуктов и наметить основные направления их сокращения. Для осуществления этих мер на практике предполагалось применять следующие способы: 1) перекрытие крыши резервуара специальными изоляционными материалами; 2) покрытие крыш резервуаров изолирующим слоем воды; 3) поливание крыш резервуаров водой; 4) снабжение резервуаров герметическими крышами; 5) искусственное образование на поверхности нефти изолирующего слоя (пены); 6) применение плавучих крыш; 7) применение «дышащих» крыш; 8) применение вспомогательных компенсационных газовых мешков; 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. Как видно из приведенных выше методов сокращения потерь практически все сводятся к созданию герметичных покрытий на резервуарах.

Стальные резервуары с деревянной крышей 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. Одна из крупных фирм, занимающихся расчетом и сооружением резервуаров «Чикаго Айрон & 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.

Д. Виггинс предложил резервуары с упругой крышей. 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 5. Здесь представлен резервуар емкостью в 12750 м<sup>3</sup> 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.

Хорошие экономические результаты давала теплоизоляция крыши по системе Дж. Манвилла. Крыша состояла из асбестовых листов, прочно сшитых между собою. Эти крыши давали заметное уменьшение потерь на испарение. Если герметичные стальные резервуары с коническими крышами допускали 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. Крыша покоилась на обрешетке, поддерживаемой стропилами. На обрешетку укладывались слоями: два слоя пропитанной древесной смолой бумаги или войлока, прокладка натрового растворимого стекла, слой пропитанной бумаги, прокладка асбестового цемента, цемент, опять слой асбестового цемента; все это перекрывалось крышной тканью, прикрывалось резервуарным железом и красилось алюминиевой краской при битуминозной грунтовке.



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

Рисунок 5 – Схема действия резервуара Д. Виггинса с дышащей крышей:

Для резервуаров небольшой емкости практиковалась заделка в каменную кладку. Рассматривалось применение резервуара с двойной стенкой. Применение сплошной деревянной обрешетки на резервуарах с герметическими клепаными крышами также давало уменьшение потерь от испарения. 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. По американским наблюдениям, применение кожухов снижало потери от испарения почти до 50%. На базах Союзнефтебьита 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.

Для хранения обыкновенных нефтей и тяжелых бензинов, керосинов повсеместным распространением пользовались стальные резервуары с конической герметичной крышей.



Распространены были также резервуары с радиальной крышей, которые имели радиально расположенные стропила. Крыша образовывала между этими стропилами своды. Днище устроено таким же образом из радиально расположенных балок, но своды днища направлены в обратную сторону выпуклостью вниз. Благодаря такому устройству резервуары получали дополнительную прочность, что давало возможность повышать внутреннее давление. Так для резервуара емкостью в  $6360 \text{ м}^3$  внутреннее давление безопасно могло быть поднято до  $0,42 \text{ кг/см}^2$ . Известны максимальные размеры резервуара – до  $12720 \text{ м}^3$ . Общий вид резервуара с радиальной крышей показан на Рисунке 6.

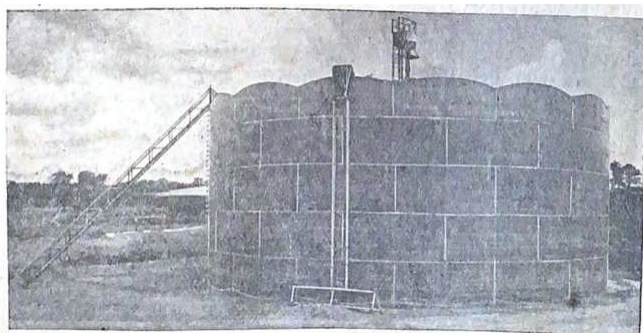


Рисунок 6 – Общий вид резервуара с радиальной крышей



Рисунок 7 – Сфероид Х.Е. Хортон

Сферическая крыша выдерживает значительно большие давления, чем обычная коническая или плоская крыша. По данным немецких и американских фирм резервуары со сферическими крышами могут выдерживать давление при стандартных конструкциях от 100 до 200 мм вод. столба, т. е. в 5-10 раз большие, чем резервуары с обычными коническими крышами. Однако стоимость изготовления такой крыши была несомненно значительно выше стоимости конической крыши.

Резервуары для хранения под давлением применяются исключительно для высших сортов легких нефтепродуктов. Если поддерживать в хранилищах внутреннее давление, то можно предохранить продукт от испарения, зависящего от изменения температуры. В начале 1930-х гг. сфероид Х.Е. Хортон являлся новым видом хранилища для бензина под давлением (Рисунок 7). Он стремится сохранить свою форму и любая часть материала сфероида работает на растяжение.

В начале 1950-х гг. для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов начинают использоваться резервуары с плавающими крышами понтонами.

На Рисунке 8 представлена диаграмма, разработанная к концу 1930-х гг. 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  $37,8^\circ \text{ С}$ . 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 использовать резервуары с радиальной крышей.

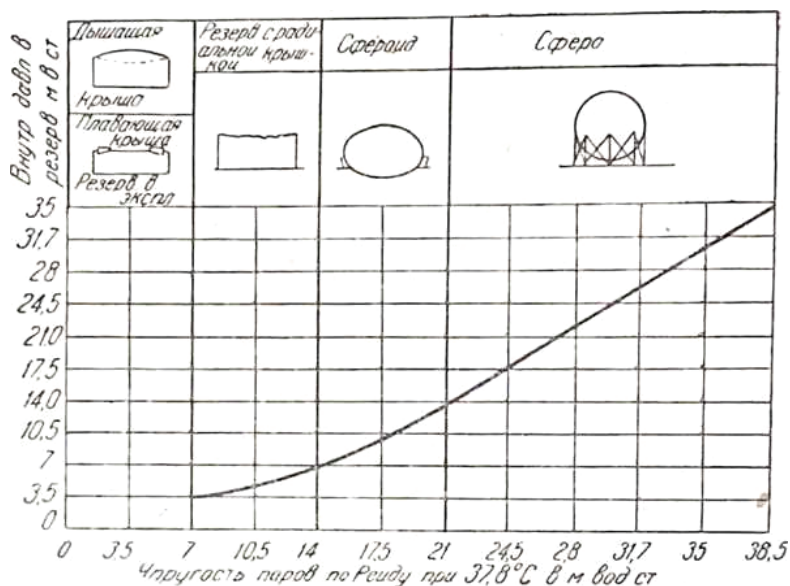


Рисунок 8 – Диаграмма для установления условий применения резервуаров различных конструкций

**Третья глава** посвящена анализу использования плавающих крыш и понтонов для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения из резервуаров. 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 9. Помимо наиболее распространенного типа плавающей крыши Д. Виггинса в употреблении была плавающая крыша Галлахера (Рисунок 10). Последняя отличается тем, что она вся состоит из понтонов; это удорожает стоимость крыши и одновременно с тем уменьшает потери от испарения.

Первые резервуары с плавающей крышей были сооружены в 1920-х гг. в США, а в 1940-х гг. плавающие крыши стали внедряться в практику зарубежного резервуаростроения.

В Советском Союзе первые исследования плавающих крыш были начаты в 1950 г. под руководством И.И. Константинова. В 1966 г. был построен первый в СССР опытный резервуар с плавающей крышей емкостью 10 тыс. м<sup>3</sup> в г. Москве. В 1968–1969 гг. в г. Грозном построен резервуар с плавающей крышей емкостью 50 тыс. м<sup>3</sup> (Рисунок 11) диаметром 60,7 м, высотой 17,94 м.

Конструктивно все плавающие крыши в современном резервуаростроении разделяются на две группы: однодечные (одинарные) и двудечные (двойные). Классификация конструкций плавающих крыш представлена на Рисунке 12.

До появления поплавковых плавающих крыш резервуары вместимостью свыше 100 тыс. м<sup>3</sup> предпочитали оснащать двухдисковыми плавающими крышами. Однако двудечные плавающие крыши трудоемки в изготовлении и монтаже, очень металлоемки.

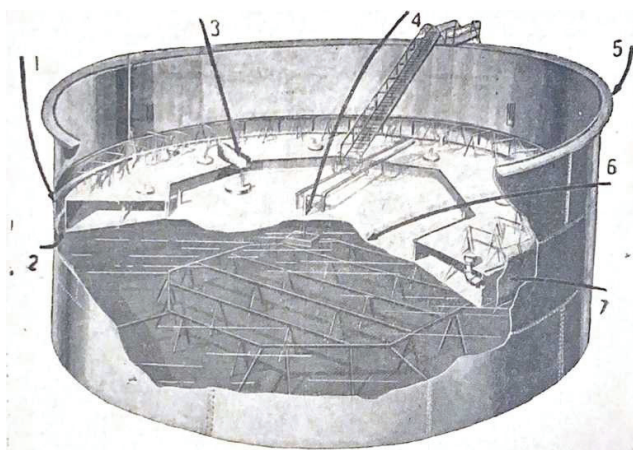


Рисунок 9 – Резервуар с плавающей крышей Д. Виггинса

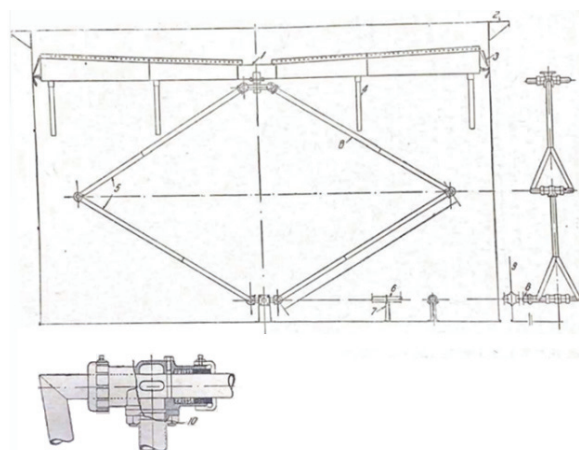


Рисунок 10 – Общий вид резервуара с плавающей крышей Галлахера

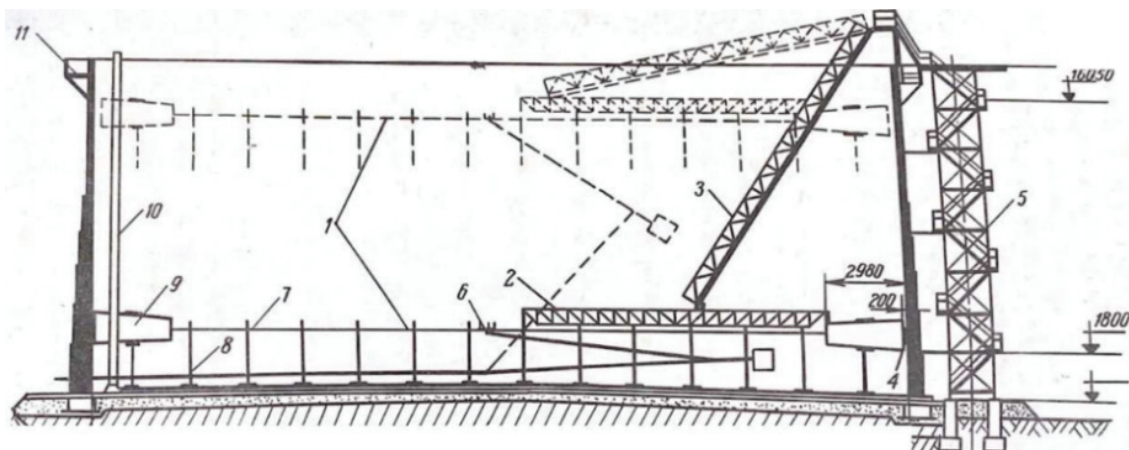


Рисунок 11 – Схема резервуара с плавающей крышей емкостью 50 тыс.м<sup>3</sup>

Первые поплавковые плавающие крыши появились в начале 1970-х гг. в США. Поплавковые плавающие крыши типа «байориф» состоят из одинарного настила, точечных понтонов и периферийного кольцевого понтона. В 1971 г. в США было сооружено два резервуара диаметрами 55 и 71,3 м с плавающими крышами поплавкового типа.

Стоит отметить, что между плавающей крышей и стенкой резервуара всегда остается зазор - кольцевое пространство, которое у резервуаров диаметром до 61 м обычно не должно превышать 200 мм, а у резервуаров большего диаметра - 300 мм. Уплотнение кольцевого пространства между стенкой и крышей резервуара осуществляется затвором, являющимся одним из основных узлов конструкции плавающей крыши. Классификация типов затворов для резервуаров с плавающей крышей приведена на Рисунке 13.

Однодисковые понтонные плавающие крыши применяют для резервуаров вместимостью до 100 тыс. м<sup>3</sup> и более. Они получили широкое распространение в СССР, Японии, ФРГ, Нидерландах, Франции и других странах. В отечественной практике строительства резервуаров вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup> также применяют однодечные плавающие крыши.





Рисунок 12 – Классификация конструкций плавающих крыш

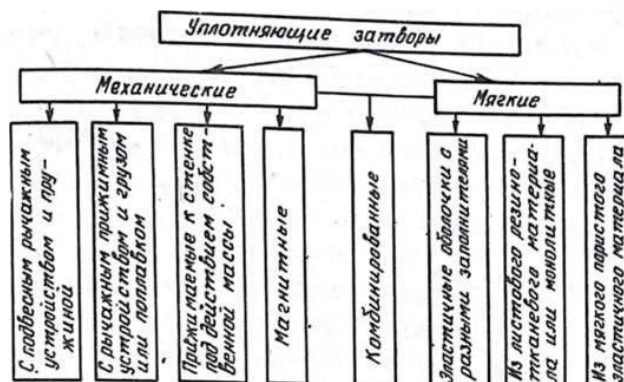


Рисунок 13 – Классификация уплотняющих затворов плавающих крыш

Как было отмечено выше плавающую крышу простейшего вида в виде экраннастила 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. При применении однодечных понтонов обеспечивается большая надежность их плавучести и сокращается расход металла, идущего на изготовление понтона. В этот период предлагалось с целью экономии металла заменить металлические понтоны в резервуарах на понтоны из синтетических материалов. Конструкция таких понтонов была разработана НИИТранснефть на все типоразмеры резервуаров вместимостью до 50 тыс. м<sup>3</sup>.

В 1999 г. ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» по заданию ОАО «Верхневолжскнефтепровод» спроектировало, изготовило и смонтировало на НПС «Рязань» первый отечественный понтон из алюминиевых сплавов в стальном вертикальном резервуаре вместимостью 10000 м<sup>3</sup>. С учетом высокой эффективности алюминиевых купольных покрытий в АК «Транснефть» и АО «ВМН» было принято решение о разработке проекта и технологии изготовления и монтажа алюминиевых купольных покрытий для оснащения двух строящихся полистовой сборкой резервуаров РВСП-20000 на НПС «Староликеево» (2001 г.). Таким образом, в начале XXI в. разработан и внедряется повсеместно, прежде всего, на предприятиях транспорта нефти, новый тип резервуаров. Следует отметить, что полистовая сборка резервуаров и оснащение их алюминиевыми купольными крышами были внедрены в ОАО «Верхневолжскнефтепровод» впервые в системе АК «Транснефть».

**В четвертой главе** проанализировано развитие конструкции купольной крыши. В 1919 г. 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, предназначенный для планетария, который строила фирма «Carl Zeiss». В 1925 г. появился патент на первый геодезический купол. В целом, геодезические купола являются основой многих неповторимых архитектурных сооружений, в том числе купольных крыш.

Одним из ведущих в области проектирования и производства купольных крыш является американская компания «Tensog», которая была основана в 1964 году. В

1968 г. компанией был реализован проект первой купольной крыши резервуара для воды; в 1969 г. – для сточных вод; в 1977 г. – для нефти. Международным лидером в области проектирования, изготовления и монтажа купольных кровель геодезического типа является американская корпорация «Ultraflote», основанная в 1972 г. 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.

В последнее время разработаны и постепенно внедряются в практику новые конструкции купольных крыш. Современная модель купольной крыши из алюминия предназначена для установки на стальных и железобетонных резервуарах. В 2001 г. инженером ЦНИИПСК им. Н.П. Мельникова Ружанским И. Л. был получен патент на купольную сетчатую крышу резервуара. Его соавторами являются Дмитриев М. Г., Каравайченко М. Г., Мосягин Д. Л., Фатхиев Н.М. С целью совершенствования резервуаров для нефти и нефтепродуктов ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» разработало в 2010 г. герметичные алюминиевые купольные крыши, которые можно устанавливать на резервуарах без понтона. Тем самым, частично решалась проблема с потерей нефтепродукта от испарения и загрязнением окружающей среды.

В 2000 г. впервые в России ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» совместно с институтом ЦНИИПСК им. Н.П. Мельникова разработало проект купольной крыши из алюминиевых сплавов. В 2001 г. на ЛПДС «Староликеево» ОАО «АК «Транснефть» по предложенному проекту было построено два резервуара (№26 и №27) вместимостью 20000 м<sup>3</sup> каждый. 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 14). Крупнейшим проектом ЗАО «Нефтемонтаждиагностика» является купольная крыша на РВСПА – 50000 м<sup>3</sup> одной из НПС действующих магистральных нефтепроводов (2006 г.).



Рисунок 14 – Алюминиевый сетчатый купол по проекту Ружанского И. Л.

В феврале 2004 г. в городе Кириши произошло обрушение двух алюминиевых купольных крыш конструкции американской фирмы «Conservatec» на соседних резервуарах РВС-50000 м<sup>3</sup> (Рисунок 15). Согласно официальным данным, инцидент произошел в условиях пурги с мокрым снегом. Разработкой проекта занимались американские специалисты. 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.



Рисунок 15 – Общий вид резервуара с разрушенной купольной крышей



Рисунок 16 – Общий вид резервуара с разрушенной крышей

На резервуаре РВСПА-50000 №3 на одной из НПС действующего магистрального нефтепровода 1 марта 2009 г. произошло разрушение купольной крыши в зоне расположения лестницы обслуживания патрубков с 1-го по 14-ый ярус (рисунок 16).

В 2008 году на РВСПА-50000 м<sup>3</sup> №1, 3, 4 НПС, расположенной в 5-ом снеговом районе, произошло накопление снега на северной стороне купола каждого резервуара. В результате схода снежных масс с кровли резервуаров были зафиксированы многочисленные повреждения. В результате данного инцидента были предприняты всевозможные меры по устранению дефектов. Должное внимание стали уделять зачистке купольных крыш от снега и была доработана инструкция по эксплуатации резервуаров с купольными крышами в зимний период.

Опыт эксплуатации РВС в нефтяной промышленности России показал, что купольные крыши подвержены интенсивному коррозионному поражению. Решение проблемы – это использование плавающей крыши как понтона, с дополнительной установкой купольной кровли. Изучением данного вопроса занимались американские авторы. Philip E. Myers и его коллеги приходят к выводу, что при установке на резервуарах с плавающими крышами стационарных покрытий, переход к алюминиевым купольным крышам обычно наиболее эффективен, независимо от размера резервуара. 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. 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. 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.

**Пятая глава** посвящена развитию технологии обнаружения утечек из резервуаров. Утечки из резервуаров условно можно разделить на две категории: «быстрые» и «медленные». К «быстрым» утечкам относятся переливы, лавинообразные разрушения стенки и некоторые виды разрушений резервуарного оборудования. К «медленным» утечкам относятся утечки через сквозные повреждения в стенке и днище резервуара и утечки, вызванные повреждениями резервуарного оборудования. Поскольку «медленные» утечки расположены 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.

В 1995 г. 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. 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.

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

$$x = kt^a$$

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 17, степенной функцией получается зависимость расстояния распространения утечки от времени:

$$x = 0,8111t^{0,497},$$

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

Зависимость расстояния распространения утечки в основании резервуара от времени приведена на Рисунке 17. Получается, что на резервуаре объемом 50000 м<sup>3</sup> (диаметр 60,7 м) данная утечка была бы выявлена через 1463 дня (4 года).

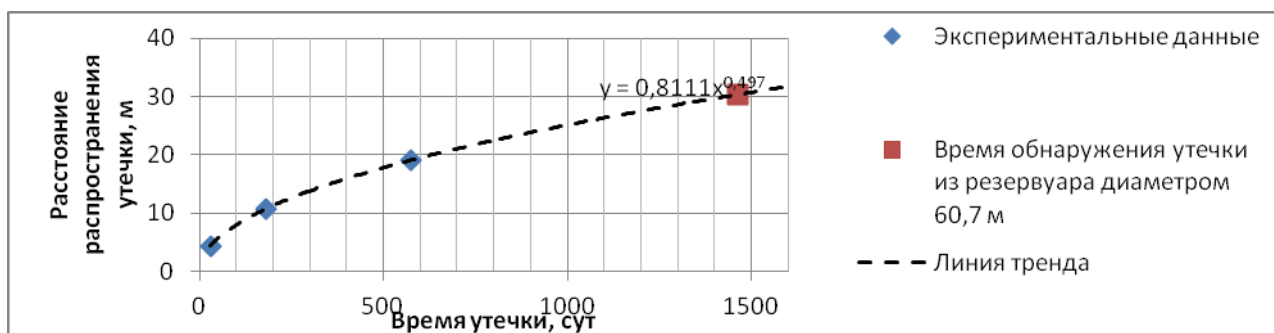


Рисунок 17 – Зависимость расстояния распространения утечки в основании резервуара от времени

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 обнаружения утечек типовыми проектными решениями в системе «Транснефть» предусмотрена установка системы обнаружения утечек в основании резервуара и датчика загазованности в дождеприемном колодце с хлопушкой в каре резервуара. Конструкции системы обнаружения утечек нефти/ нефтепродуктов под резервуаром разнообразятся для резервуаров с железобетонным кольцевым и плитным фундаментами соответственно. К наиболее низкой точке противодиффузионного 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.

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 «ТРАСПЕТРОЛ» (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 18) способна не только обнаружить утечку, но также предоставить ее точные координаты для быстрого обнаружения. Система включает в себя основными компонентами сенсорные кабели (англ. «Sensor cables»), осуществляющие раннее обнаружение и идентификацию утечек, и зонды (англ. «Probes»), которые позволяют обнаружить разлив нефти или нефтепродукта на территории резервуарного парка, в подтоварной воде, отстойниках и т.п. 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.

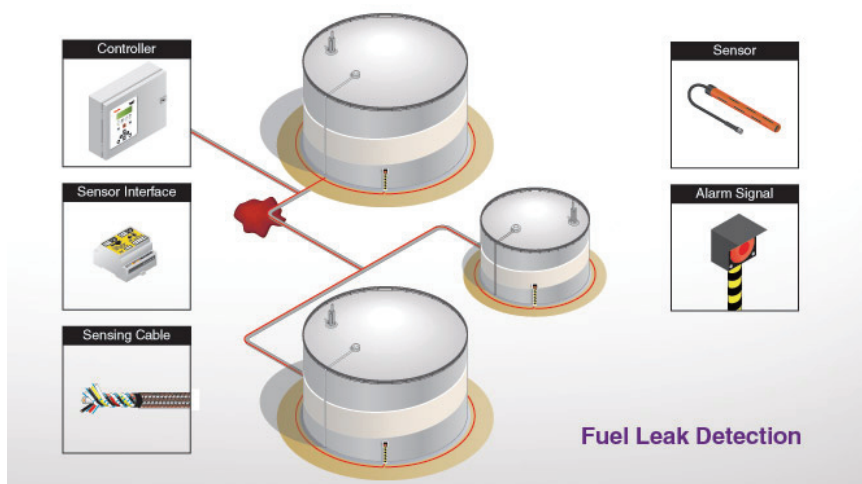


Рисунок 18 – Схема работы системы мониторинга утечек « Trace Tek » производства « Flotech»

Наряду с защитными техническими конструктивными решениями для резервуаров, для систем контроля утечек также применяют зонды, кабели, в т.ч. оптоволоконные, а также акустическую эмиссию (Рисунок 19).



Рисунок 19 – Основные технологии методов защиты резервуаров от утечек

В 2015–2016 гг. в соответствии с поручениями Правительства Российской Федерации от 07.11.2015 №ДМ-П36-7563 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 технологии, нашедшие применение за рубежом.

Повторный технологический аудит, проведенный ПАО «Транснефть» в соответствии с директивами Правительства Российской Федерации от 27.04.2018 №3262п-П13 с привлечением независимой экспертной организации, также подтвердил, что в зарубежных компаниях продолжают развиваться технологии автоматизированного обнаружения утечек в резервуарах.

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». Результаты анализа наличия требований к автоматизации системы обнаружения утечек или паров из резервуаров в зарубежной нормативной литературе представлены в Таблице 1.

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 различных технических решений. При этом решения принципиально предназначены для предотвращения попадания разлитой нефти/нефтепродукта за пределы резервуарного парка и не обеспечивают возможность оперативного обнаружения утечек.

Таблица 1 – Результаты анализа требований зарубежных нормативных документов

№.	Требования к системе обнаружения утечек	API 650 США	API 2610 США	BS EN 14015 Великобритания	EN 1993 Евросоюз	JIS B 8501 Япония
1	Конструктивные решения для обнаружению утечек	+	–	–	–	–
2	Конструктивные решения для предотвращения распространения утечек	+	–	+	–	–
3	Требования к контролю наличия утечек	-	+	+	-	-
4	Требования к автоматизированному обнаружению утечек или паров	–	–	–	–	–

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. Малые утечки вызывают незначительное изменение концентрации углеводородов в воздухе, грунте или воде, и часто бывает, что это находится ниже порога определения датчиками автоматизированной системы. Таким образом, при небольших утечках визуальный контроль может становиться более точным и оперативным методом, чем применение автоматизированных систем обнаружения утечек резервуаров. 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.

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 нефтепроводов, является акустико-эмиссионный контроль и применение волоконно-оптических датчиков.

По результатам выбора возможных технологий разработки новой автоматизированной системы контроля утечек для резервуаров ПАО «Транснефть» были проведены расчеты технико-экономического обоснования целесообразности создания новой автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров для резервуаров номинальным объемом 20000 м<sup>3</sup>. Для расчета экономического эффекта использовались коммерческие предложения реальных организаций. 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.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. 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 резервуараов емкостью до 5000 м<sup>3</sup>. С 2000-х гг. происходит переход от рулонированной сборки к полистовой сборке.
2. 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.



3. 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.
4. 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.

**Полнота изложения материалов диссертации в работах, опубликованных соискателем**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 8 научных трудах, в том числе:

**– 2 статьи в рецензируемых журналах, включенных в базы данных Scopus и WoS:**

1. Лиховцев, М. В. Обеспечение надежной эксплуатации резервуаров применением системы контроля утечек: инновации и экономика / М. В. Лиховцев, Е. В. Щурова, А. Е. Соценко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2021.– Т.11, №1.– С.56-64.
2. Соценко, А.Е. Основные фонды Главтранснефти: резервуары / А.Е. Соценко, Е.В. Щурова, Б. Н. Мастобаев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2020.– Т.10, №5.– С.490-498.

**– 2 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК при Министерстве науки и высшего образования РФ:**

3. 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.
4. 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.

**– 4 работы в материалах конференций:**

5. 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. Т.1.– Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2021.– С.519.

6. Щурова, Е.В. Особенности технических решений обеспечения надежности резервуаров нефтепроводов России./ Е.В. Щурова // Сборник докладов 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.
7. 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.
8. Щурова, Е.В. Анализ состава резервуарного фонда Главтранснефти СССР/ Е.В. Щурова// 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.