

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«Ухтинский государственный технический университет»**  
**(УГТУ)**

**РЕЗЕРВУАРЫ И РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ**  
**ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ**

Методические указания

Ухта, УГТУ, 2014

УДК 622.692.23(075.8)

ББК 38.785 я7

В 55

**Вишневская, Н. С.**

В 55 Резервуары и резервуарные парки. Практические занятия [Текст] : метод. указания / Н. С. Вишневская, Е. Е. Яворская, Е. В. Исупова. – Ухта : УГТУ, 2014. – 55 с.

Методические указания состоят из четырёх частей. В первых двух частях приведены основные сведения о резервуарах, о планировке резервуарного парка, об основаниях и фундаментах под резервуары. В двух последних частях приведены расчёты стальных резервуаров: расчёт вертикальных цилиндрических резервуаров, определение толщины стенки резервуара, расчёт стенки на устойчивость, основания и днища резервуаров.

Методические указания предназначены для проведения практических занятий дисциплины «Сооружение и ремонт резервуарных парков, терминалов и газохранилищ» для направления подготовки «Нефтегазовое дело» (НГД) для студентов очного обучения (профиль – «прикладной бакалавриат»).

Содержание методических указаний соответствует рабочей программе.

Работа выполнена в рамках реализации проекта по подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов (**Программа «Кадры для регионов»**).

**УДК 622.692.23(075.8)**

**ББК 38.785 я7**

**Содержание издания согласовано с Техническим отделом АО «Транснефть-Север» (начальник отдела – В.Т. Фёдоров).**

Методические указания рассмотрены и одобрены заседанием кафедры ПЭМГ от 26.11.2014 г., пр. №19.

Рецензенты: Е. Л. Полубоярцев, заведующий кафедрой ПЭМГ, к.т.н.; В. Т. Фёдоров, начальник Технического отдела АО «Транснефть-Север», к.т.н.

Научно-методический редактор: В. Е. Кулешов, проректор по научной работе и инновационной деятельности УГТУ, доцент, к.т.н.

Редактор: Е. Е. Яворская.

Корректор: А. Ю. Васина. Технический редактор: Л. П. Коровкина.

В методических указаниях учтены предложения рецензента и редактора.

План 2014 г., позиция 407.

Подписано в печать 15.12.2014 г. Компьютерный набор.

Объем 55 с. Тираж 100 экз. Заказ №291.

© Ухтинский государственный технический университет, 2014

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Типография УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
ГЛОССАРИЙ .....	5
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЗЕРВУАРАХ .....	15
2. ПЛАНИРОВКА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА .....	16
3. ОСНОВАНИЯ И ФУНДАМЕНТЫ ПОД РЕЗЕРВУАРЫ .....	19
4. РАСЧЁТ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ .....	22
4.1. Расчёт вертикальных цилиндрических резервуаров .....	23
4.2. Определение толщины стенки резервуара .....	29
4.3. Расчёт стенки резервуара на устойчивость .....	33
4.4. Основания и днища резервуаров .....	37
4.5. Конструкции покрытий вертикальных резервуаров .....	41
4.8. Примеры выполнения расчётов .....	45
4.8.1 Определение геометрических параметров резервуара .....	45
4.8.2 Определение толщины стенки резервуара .....	46
4.8.3 Расчёт стенки резервуара на устойчивость .....	49
ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ .....	53
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	55

## ВВЕДЕНИЕ

Современные предприятия трубопроводного транспорта – это сложные комплексы инженерно-технических сооружений, связанные между собой технологическими процессами, обеспечивающими приём, хранение, транспортировку и снабжение потребителей нефтью, нефтепродуктами или газом.

Одними из таких сложных инженерно-технических сооружений являются резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.

Несмотря на определённый прогресс, достигнутый в последние годы в резервуаростроении, резервуары для нефти и нефтепродуктов остаются одними из наиболее опасных объектов.

Это связано с целым рядом причин, наиболее характерными из них являются:

- высокая пожаровзрывоопасность хранимых продуктов;
- крупные размеры конструкций и связанная с этим протяжённость сварных швов, которые трудно проконтролировать по всей длине;
- несовершенство геометрической формы, неравномерные просадки оснований;
- большие перемещения стенки, особенно в зонах геометрических искажений проектной формы;
- высокая скорость коррозионных повреждений;
- малоцикловая усталость отдельных зон стенки конструкции;
- сложный характер нагружения конструкции в зоне уторного шва в сочетании с практическим отсутствием контроля сплошности этих сварных соединений.

Поэтому есть основания считать, что на сегодняшний день вопрос обеспечения надёжности при проектировании резервуарных конструкций остаётся актуальным.

В методических указаниях рассмотрены основные принципы проектирования резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, методики расчёта объёма резервуарных парков, расчёта конструкций резервуара на прочность и устойчивость. Приведены методики для расчёта подогрева вязких нефтей и нефтепродуктов а также материалы, касающиеся антикоррозионной защиты резервуара и подбора дыхательной арматуры.

## ГЛОССАРИЙ

**Аварийная утечка в резервуарном парке** – неконтролируемый выход (истечение) нефти объёмом менее 10 м<sup>3</sup> на территории резервуарного парка, требующий проведения ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

**Авария в резервуарном парке** – внезапный выход или истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения резервуара, его элементов, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- травматизм со смертельным исходом или с потерей трудоспособности пострадавших;
- воспламенение нефти или взрыв её паров и газов;
- загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоёма;
- утечка нефти свыше 10 м<sup>3</sup>.

**Безотказность работы резервуара** – свойство резервуара и его элементов сохранять работоспособность без вынужденных перерывов в работе.

**Вид нефтепродукта** – совокупность нефтепродуктов, входящих в одну марку, но имеющих разные значения по одному из показателей качества Государственного стандарта (бензин летний, бензин зимний, дизельное топливо летнее, дизельное топливо зимнее, дизельное топливо специальное и т. п.).

**Воздействие** – действие, вызывающее изменение напряжённно-деформированного состояния резервуара, например, конструктивное, технологическое, климатическое, сейсмическое и др.

**Выработка вскрывающая** – вертикальный или наклонный ствол, обеспечивающий строительный подход к интервалу заложения выработки-ёмкости и транспорт отбитой горной породы на земную поверхность, в период эксплуатации шахтного хранилища в отдельных случаях может частично или полностью использоваться для хранения продукта и пропуска эксплуатационных коммуникаций.

**Выработка вспомогательная** – подземная горная выработка на период строительства шахтного хранилища, предназначенная для удобства прохода людей, перемещений оборудования и транспорта, пропуска воздушной струи для вентиляции выработок. На период эксплуатации – либо ликвидируется, либо используется как часть резервуарной ёмкости.

**Выработка-ёмкость** – подземная горная выработка, часть подземного резервуара, предназначенная для хранения продукта.

**Газохранилище** – природная или создаваемая искусственно ёмкость, предназначенная для хранения больших объёмов газа и регулирования его подачи к местам потребления. Сооружается вблизи трасс магистральных трубопроводов и объектов газоснабжения. Различают наземные хранилища – газгольдеры (для хранения избыточного газа в период его минимального потребления); подземные хранилища, в которых возможно накопление до сотен млн м<sup>3</sup> газа и более, позволяющие регулировать сезонное поступление газа к потребителям. Для покрытия пиковых нагрузок сооружают изотермические хранилища сжиженного газа. Природные газохранилища создаются в истощённых газовых и нефтяных месторождениях, водоносных пластах или залежах негорючих газов. В систему инженерных сооружений таких газохранилищ входят скважины для закачки и отбора газа, компрессорные станции, сеть газопроводов, установки охлаждения, очистки, осушки газа (сепараторы, фильтры, адсорберы и т. п.). Первое в мире подземное газохранилище построено в 1915 г. в Канаде. Первое в России хранилище газа в промышленных масштабах сооружено в Гатчине в 1963 г.

**Геометрический объём резервуара** – величина объёма, определяемая произведением поперечного сечения резервуара на высоту его стенки.

**Герметичная перемычка** – преграда, отделяющая выработки от внешней среды или друг от друга, в эксплуатационных выработках оборудована устройствами для пропуска коммуникаций.

**Горный отвод недр для подземных хранилищ** – геометризованный блок недр, который предоставляется недропользователю для подземного хранения.

**График поступления и отгрузки** – графическое совмещение месячных объёмов поступления на нефтебазу и отгрузки с неё каждого сорта нефтепродукта по фактическим данным за последние несколько лет.

**Группа нефтепродуктов** – совокупность нефтепродуктов, входящих в один тип, имеющих сходные свойства и область применения (бензин, дизельное топливо, печное топливо, керосин, топливо для реактивных двигателей и др.).

**Долговечность резервуара и его элементов** – свойство конструкции сохранять во времени заданные качества в определённых условиях при установленном режиме эксплуатации без разрушения и деформаций с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонта.

**Зона термического влияния** – участок основного металла, не подвергшийся расплавлению, структура и свойства которого изменились в результате нагрева при сварке или наплавке.

**Зумпф** – в шахтных хранилищах – углубление в почве выработки-ёмкости для аккумуляции хранимого продукта и воды, где располагаются погружные насосы или всасывающие патрубки непогружных насосов.

**Капитальный ремонт резервуара** – комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования с выводом резервуара из эксплуатации и зачисткой.

**Класс опасности резервуара** – степень опасности (риска), возникающая при достижении предельного состояния резервуара, для здоровья и жизни граждан, имущества физических или юридических лиц, экологической безопасности окружающей среды.

**Колонна основная обсадная** – последняя обсадная колонна бесшахтного резервуара, заглублённая в толщу соли, через которую осуществляется строительство выработки-ёмкости и эксплуатация резервуара.

**Колонна подвесная** – колонна труб, закреплённая на устье скважины и предназначенная для закачки и отбора жидкостей и газов при создании и эксплуатации бесшахтных резервуаров.

**Конструкции резервуара** – элементы, выполняющие несущие, ограждающие, совмещённые (несущие и ограждающие) и вспомогательные функции.

**Конструкция резервуара сейсмостойкая** – конструкция резервуара, способная противостоять сейсмическим воздействиям без потери эксплуатационных качеств.

**Корпус резервуара** – соединённые между собой стенка и днище резервуара, образующие сосуд в форме стакана, в котором содержится хранимый продукт.

**Кровля выработки-ёмкости** – горные породы, залегающие непосредственно над выработкой-ёмкостью.

**Максимально допустимый уровень нефти** – предельный уровень заполнения резервуара нефтью.

**Максимальный рабочий уровень нефти** – уровень ниже максимально допустимого на величину, позволяющую вести приём нефти из нефтепровода в течение установленного времени.

**Марка нефтепродукта** – индивидуальный нефтепродукт (название, номерное или буквенное обозначение), состав и свойство которого регламентированы нормативно-технической документацией (бензин А-76, бензин Аи-93, дизельное топливо «Л», дизельное топливо «З», керосин осветительный КО-30, керосин осветительный КО-25, топливо печное бытовое ТПБ и т. д.).

**Минимально допустимый уровень нефти** – предельный минимальный уровень нефти в резервуаре, уменьшение которого приведёт к нарушению технологического процесса перекачки или налива.

**Нагрузка временная** – нагрузка, имеющая ограниченную продолжительность действия и в отдельные периоды срока службы резервуара. Временные нагрузки подразделяются на:

а) длительные, расчётные значения которых в течение срока службы резервуара наблюдаются длительное время;

б) кратковременные, расчётные значения которых в течение срока службы резервуара наблюдаются в течение короткого отрезка времени;

в) особые, возникновение расчётных значений которых возможно либо в исключительно редких случаях (сейсмические и взрывные воздействия, аварийные нагрузки и т. п.), либо имеющие необычный характер (например, воздействие неравномерной деформации грунтов основания).

**Нагрузка нормативная** – устанавливаемая нормативными документами нагрузка, исходя из условий заданной обеспеченности её появления или принятия по её номинальному значению.

**Нагрузка постоянная** – нагрузка, которая действует постоянно в течение всего срока службы резервуара.

**Нагрузка равномерно-распределённая** – нагрузка постоянной интенсивности, прикладываемая непрерывно к данной поверхности (линии) или части её.

**Нагрузка распределённая** – нагрузка, приложенная непрерывно к данной поверхности (линии), интенсивность которой не является постоянной, а изменяется по линейному, квадратичному или другому закону.

**Нагрузка расчётная** – нагрузка, принимаемая в расчётах конструкций или оснований и равная нормативной нагрузке, умноженной на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузкам.

**Нагрузка сосредоточенная** – нагрузка, прилагаемая к весьма малой площадке размером  $100 \times 100$  мм.

**Надёжность резервуара** – свойство его конструкции выполнять назначение приёма, хранения и отбора из него нефти и нефтепродуктов при заданных технической документацией на резервуар параметрах. Критериями надёжности резервуара считаются: работоспособность, безотказность работы, долговечность резервуара и его элементов, ремонтпригодность элементов резервуара.

**Нерастворитель** – при строительстве выработки-ёмкости в каменной соли – газовая или жидкая среда, предохраняющая поверхность каменной соли от растворения, применяемая для предотвращения неуправляемого развития выработки-ёмкости и достижения её проектной формы.

**Несущие конструкции** – конструкции, воспринимающие нагрузки и воздействия и обеспечивающие прочность, жёсткость и устойчивость резервуара.



**Несущая способность** – свойство конструкции резервуара или её элемента воспринимать, не разрушаясь, различные виды нагрузок и воздействий.

**Нефтехранилище (нефтебаза, нефтетерминал)** — промышленный объект для хранения нефти и нефтепродуктов. Нефтехранилище может быть распределительным или перевалочным, а также перевалочно-распределительным. Как правило, такое хранилище представляет собой резервуары, расположенные на земле и/или под землёй, а также платформу для приёма/отгрузки хранящихся продуктов на транспорт (ж/д цистерны, автоцистерны, танкеры и пр.) или в нефтепровод.

**Номинальный объём резервуара** – условная округленная величина геометрического объёма, принимаемая для идентификации резервуара при расчётах:

- оптимальных габаритов резервуара (диаметра и высоты стенки);
- компоновки и вместимости резервуарных парков;
- количества установок пожаротушения и охлаждения резервуара;
- прочности и устойчивости конструкций резервуара (в соответствии с назначенным классом опасности резервуара).

**Норма запаса нефтепродукта** – объём нефтепродукта, создаваемый на нефтебазе для бесперебойного снабжения потребителей в течение расчётного периода. С учётом коэффициента использования ёмкости резервуаров является расчётной вместимостью (ёмкостью) резервуарного парка (резервуара).

**Нормативный срок службы резервуара** – назначенный срок безопасной эксплуатации, в течение которого резервуар не достигнет предельного состояния при выполнении необходимого регламента обслуживания и ремонтов.

**Объём активного газа** – разность между объёмами газа общим и буферным в подземном резервуаре хранилища в каменной соли на любой заданный момент времени.

**Объём буферного газа** – минимально допустимый остаток газа, неизвлекаемый в процессе эксплуатации из выработки-ёмкости хранилища в каменной соли.

**Объём буферного продукта** – неизвлекаемое количество хранимого продукта, обеспечивающего температурный режим эксплуатации выработки-ёмкости шахтного хранилища в многолетнемёрзлых породах.

**Окрайки днища резервуара** – утолщённые, по сравнению с центральной частью, листы, располагаемые по периметру днища в зоне опирания стенки.

**Опасные условия эксплуатации** – обстоятельства, выявленные при эксплуатации резервуарного парка или при проведении обследований резервуаров и их оборудования, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварий или аварийной утечки.

**Осадки основания** – вертикальные перемещения поверхности основания в результате деформаций грунтовой подушки и подстилающего её грунтового массива.

**Основание резервуара** – грунтовая подушка, на которую устанавливается резервуар (искусственная часть основания) и грунтовый массив (естественная часть основания), деформации которых учитываются при вычислении осадок и вертикальных коэффициентов жёсткости основания.

**Остаточный ресурс** – календарная продолжительность эксплуатации резервуара от момента его технического диагностирования до перехода в предельное состояние, при котором либо его дальнейшая эксплуатация, либо восстановление работоспособного состояния невозможны или нецелесообразны.

**Плавающая крыша** – конструкция, служащая для предотвращения испарения продукта в резервуаре, не имеющем стационарной крыши, плавающая на поверхности хранимого продукта и закрывающая зеркало продукта по всей площади поперечного сечения резервуара.

**Подгруппа нефтепродуктов** – совокупность нефтепродуктов, входящих в одну группу и имеющих сходные показатели качества и условия применения (бензин автомобильный, бензин авиационный, дизельное топливо для быстроходных дизелей и судовых газовых турбин, дизельное топливо для автотранспортных, тепловозных и судовых дизелей, топливо печное, керосин осветительный и т. п.).

**Полезный объём резервуара** – величина объёма, определяемая наливом продукта на высоту верхнего рабочего уровня. Для резервуаров с плавающей крышей (понтон) расчёт величины полезного объёма должен учитывать уменьшение объёма за счёт погружения плавающей крыши (понтон) в продукт.

**Понтон** – конструкция, служащая для предотвращения испарения продукта в резервуаре со стационарной крышей, плавающая на поверхности хранимого продукта и закрывающая зеркало продукта по всей площади поперечного сечения резервуара.

**Пояс стенки резервуара** – цилиндрический участок стенки, состоящий из листов одной толщины. При этом высота пояса равна ширине одного листа.

**Предельное состояние** – состояние, при котором резервуар и его основание перестают удовлетворять заданным свойствам на стадиях: изготовления, транспортирования, монтажа, испытаний и эксплуатации.

**Проект КМ (конструкции металлические)** – технический проект, который должен содержать информацию минимально необходимую и достаточную для разработки чертежей КМД заводом-изготовителем, разработки проекта

производства работ по монтажу и сварке металлоконструкций резервуара и выполнению работ монтажной организацией. Технические требования, указываемые в проекте, должны быть однозначны и не допускать различное толкование.

В состав проекта КМ входят:

- общие данные и указания по применяемым материалам, изготовлению, монтажу и испытаниям резервуара, рекомендации по антикоррозионной защите;
- чертежи общих видов, планов и разрезов;
- чертежи узлов и элементов конструкций, с указанием профилей, толщин, сварных швов;
- спецификация металла;
- расчёты конструкций резервуаров 1 и 2 классов опасности и резервуаров с защитной стенкой;
- нагрузки для проектирования основания и фундаментов.

**Работоспособность резервуара** – состояние, при котором резервуар способен выполнять свои назначения по заданному (поставленному) проектом технологическому режиму без отклонений от параметров, установленных технической документацией.

**Рассолохранилище** – ёмкость для хранения концентрированного рассола, использующегося при рассольной схеме эксплуатации.

**Расчётный срок службы резервуара** – срок безопасной эксплуатации до очередного диагностирования или ремонта, в течение которого резервуар не достигнет предельного состояния.

**Резервуар (вертикальный цилиндрический)** – наземное строительное сооружение, предназначенное для приёма, хранения и выдачи нефти и нефтепродуктов, состоящее из днища, вертикальной цилиндрической (в плане) стенки, крыши; оборудованное люками, патрубками и вспомогательными конструкциями (лестницами, площадками и т. п.).

**Резервуар взрывозащищённый** – резервуар, имеющий конструктивные устройства, способствующие уменьшению внутреннего давления при возможном взрыве и обеспечивающие сохранность корпуса резервуара и хранимого в резервуаре продукта от вытекания в окружающую среду.

**Резервуар с защитной стенкой («стакан в стакане»)** – конструктивное решение резервуара, включающее в себя внутренний (основной) резервуар со стационарной или плавающей крышей, наружную защитную стенку и герметичное днище, располагающееся в межстенном пространстве.

**Резервуарный парк** – группа (группы) резервуаров, предназначенных для приёма, хранения и откачки нефти и размещённых на территории, ограни-

ченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами – при подземных резервуарах.

**Резервуар подземный** – система горных выработок в непроницаемых породах, оборудованная для закачки, хранения и выдачи жидкостей и газов и состоящая из вскрывающих, вспомогательных горных выработок и выработка-ёмкостей.

**Резервуар бесшахтный в каменной соли и многолетнемёрзлых породах** – резервуар, выработка-ёмкость которого создаётся через обсаженную буровую скважину, оборудованную подвесными колоннами, путём растворения или теплового разрушения вмещающих пород.

**Резервуар шахтный** – резервуар в породах, выработки которого сооружаются буровзрывным, комбайновым или щитовым способами проходки.

**Ремонтопригодность элементов резервуара** – приспособленность элементов к удобному и быстрому осуществлению технологических операций при ремонте, обслуживании и техническом диагностировании.

**Реологические свойства горной породы** – механические свойства, отражающие влияние длительного воздействия нагрузок на изменение напряжённо-деформированного состояния горных пород.

**Сжимаемая толща** – высота грунтовой подушки и мощность грунта естественного сложения, деформации которого учитываются при определении осадки.

**Сорт нефтепродукта** – градация нефтепродукта определённого вида по одному или нескольким показателям качества, установленная нормативной документацией в зависимости от значений допускаемых отклонений показателей качества (бензин этилированный, бензин неэтилированный, летний бензин с давлением насыщенных паров 500 мм рт. ст., зимний бензин с давлением насыщенных паров 700 мм рт. ст., дизельное топливо с содержанием серы 0,5%, дизельное топливо вязкостью 3,5 сст. и т. д.).

**Страховой запас нефтепродуктов** – дополнительный запас нефтепродуктов в процентах от текущего запаса, учитывающий колебания фактического потребления нефтепродуктов и гарантирующий обеспеченность нефтепродуктами в непредвиденных случаях.

**Схема эксплуатации бесшахтного резервуара рассольная** – взаимовытеснение хранимого продукта рассолом при закачке-выдаче.

**Схема эксплуатации бесшахтного резервуара безрассольная** – компрессорная закачка газа и его выдача за счёт внутреннего давления в резервуаре, взаимозамещение продукта и газа при закачке и выдаче, отбор продукта погружными насосами.

**Текущий запас нефтепродуктов** – количество нефтепродуктов, необходимое для бесперебойного обеспечения потребителей в расчётный период между очередными поставками в условиях неравномерности поставок и потребления.

**Текущий ремонт резервуаров** – работы по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой отдельного оборудования без зачистки резервуара.

**Температура вспышки нефти (нефтепродукта)** – минимальная температура, при которой происходит кратковременное воспламенение паров нефти (нефтепродукта) от источника зажигания в закрытом или открытом тигле. Нефть и нефтепродукты, в зависимости от температуры вспышки, подразделяются на легковоспламеняющиеся (температура вспышки 61°C и ниже) и горючие (температура вспышки выше 61°C).

**Техническое диагностирование** – комплекс работ по определению технического состояния конструкций резервуара и пригодности его элементов к дальнейшей эксплуатации.

**Техническое использование резервуаров по назначению** – комплекс мероприятий по контролю и поддержанию режимов работы магистрального нефтепровода, а также по обеспечению измерений количества нефти.

**Техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков** – работы по поддержанию работоспособности резервуаров и резервуарных парков.

**Технологический уровень нефти** – уровень, позволяющий вести откачку нефти из резервуара без изменения режима перекачки до минимально допустимого уровня в течение времени, необходимого для выяснения причин и ликвидации простоев, связанных с отказом технологического оборудования, средств КИП и А на приёмном участке нефтепровода, а также вывода этого участка на необходимый режим перекачки.

**Тип нефтепродукта** – совокупность нефтепродуктов одинакового функционального назначения (топливо, масло, смазка, битум).

**Толщина минимальная** – конструктивно необходимая толщина элемента, ниже которой (при коррозионном или ином повреждении элемента) эксплуатация резервуара без соответствующего обоснования не допускается.

**Толщина номинальная** – назначенная толщина элемента, принятая по расчётной или минимальной толщине, с учётом припусков на коррозию и минусового допуска на прокат и с округлением до значений, соответствующих сортаментам действующих нормативных документов.

**Толщина расчётная** – толщина листового проката или толщина элементов сортового проката по действующему сортаменту, определяемая расчётами по соответствующим формулам или процедурам.

**Транспортный цикл поставок нефтепродуктов** – время пробега цистерн в порожнем и груженом состоянии в сутках, затраченное на выполнение всего цикла операций одной и той же цистерной между двумя последовательными погрузками (наливом).

**Усилия** – внутренние силы, возникающие в поперечном сечении элемента конструкции резервуара от внешних нагрузок и воздействий (продольная и поперечная силы, изгибающий и крутящий моменты).

**Устойчивость положения резервуара** – способность конструкции и её элементов противостоять усилиям, стремящимся вывести его из исходного состояния статического равновесия.

**Фронт слива или налива нефтепродуктов** – сливо-наливные устройства и сооружения в совокупности с железнодорожными путями.

**Целик** - часть массива горных пород, не извлекаемая при строительстве и предназначенная для обеспечения устойчивости и герметичности выработок и предотвращения прорыва в них подземных вод.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЗЕРВУАРАХ

Резервуары можно классифицировать по следующим признакам.

*По материалу:*

- металлические;
- железобетонные;
- каменные;
- земляные;
- синтетические;
- ледогрунтовые;
- горные.

*По отношению к уровню земли:*

- подземные;
- наземные.

*По величине избыточного давления:*

- резервуары низкого давления, у которых избыточное давление мало отличается от атмосферного ( $P_n \leq 0,002$  МПа);
- резервуары высокого давления ( $P_n \geq 0,002$  МПа).

*По технологическим операциям:*

- резервуары для хранения маловязких нефтей и нефтепродуктов;
- резервуары для хранения высоковязких нефтей и нефтепродуктов;
- резервуары-отстойники;
- резервуары специальных конструкций для хранения нефтей и нефтепродуктов с высоким содержанием насыщенных паров.

*По конструкции:*

- стальные резервуары вертикальные цилиндрические с коническими и сферическими крышами, горизонтальные цилиндрические с плоскими и пространственными днищами, каплевидные, шаровые;
- железобетонные резервуары (вертикальные и горизонтальные цилиндрические, прямоугольные и траншейные).

Несмотря на многообразие конструкций резервуаров наибольшее распространение в нашей стране получили наземные вертикальные цилиндрические резервуары, которые в зависимости от их назначения или условий эксплуатации можно разделить на следующие типы:

- типовые сварные вертикальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей;
- с понтоном и плавающей крышей;
- резервуары, предназначенные для эксплуатации в северных районах.

## 2. ПЛАНИРОВКА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

Эта задача включает в себе такие вопросы, как установление объёмов резервуарных групп, размещение резервуаров в группах, размещение резервуарных групп в парке, разработка схемы ограждения резервуарных групп и резервуарного парка (РП) в целом.

Решение этих вопросов осуществляется с чётким учётом объёма резервуаров, видов и свойств хранимого продукта, конструкции их крыш.

Общий объём группы наземных резервуаров, а также минимальное расстояние между стенками резервуаров  $l_c$  (рис. 1), располагаемых в одной группе, принимаются в соответствии с табл. 1.

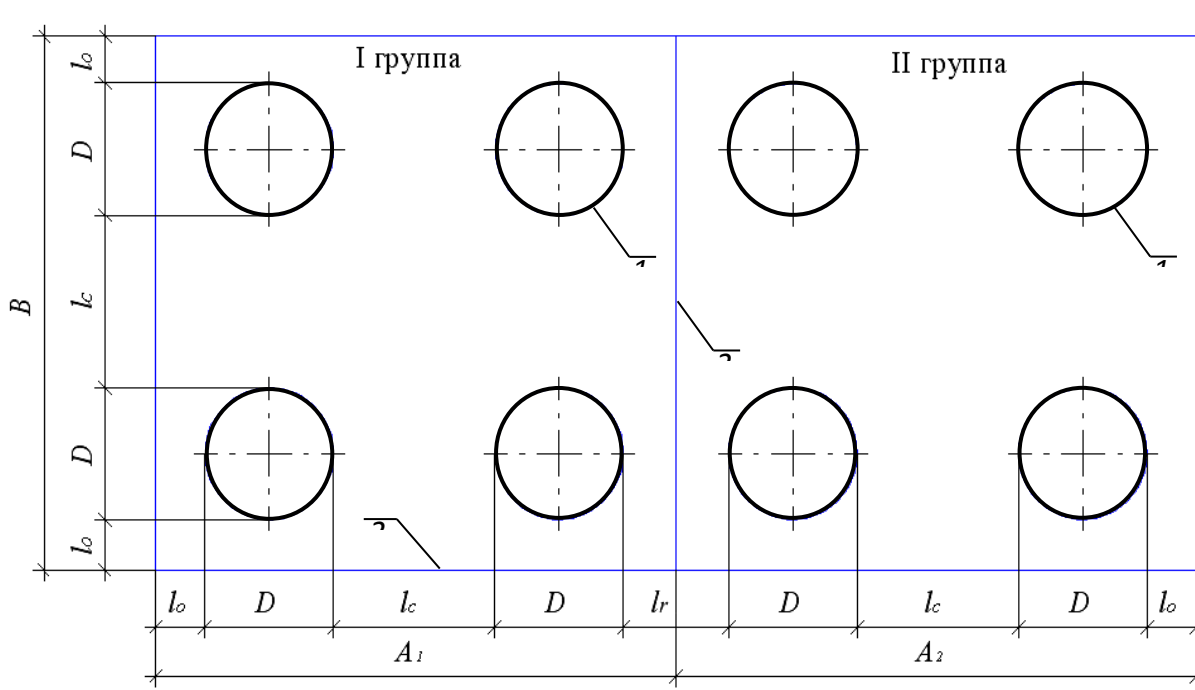


Рисунок 1. План-схема расположения резервуаров в группах и парке в целом (пример): 1 – резервуары в группе; 2 – осевая линия ограждения РГ и РП

Если в группу необходимо включить резервуары разных типов, размеров и объёмов, величину  $l_c$  принимают наибольшую из значений, указанных в табл. 1 для этих резервуаров.

Расстояние  $l_r$  между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, должно быть:

- наземных РВС с  $V_p \geq 20\,000 \text{ м}^3$  – 60 м,
- наземных РВС с  $V_p < 20\,000 \text{ м}^3$  – 40 м.

Наземные резервуары объёмов  $V_p \leq 400 \text{ м}^3$ , проектируемые в составе общей группы, располагают на одной площадке или фундаменте, объединяя в от-



дельные группы общей вместимостью  $V_{\text{гг}} \leq 4\,000 \text{ м}^3$  каждая, при этом расстояние  $l_c$  между стенками резервуаров в такой группе не нормируется, а расстояние между ближайшими резервуарами таких соседних групп принимают  $l_r = 15 \text{ м}$ . Расстояние от этих резервуаров до резервуаров объёмом  $V_p > 400 \text{ м}^3$  принимают по условиям табл. 1, но не менее 15 м.

Таблица 1 – Условия разбивки резервуарного парка в группы и определение размеров групп в плане

Резервуары	Единичный номинальный объём резервуаров в группе, $V_p, \text{м}^3$	Вид хранимых нефти и нефтепродуктов	Допустимый номинальный объём группы, $V_p, \text{м}^3$	Минимальное расстояние между резервуарами в группе, $l_c$
1. РВС с ПК	1. 50000 и более	Независимо от вида продукта	200000	30 м
	2. Менее 50000	То же	120000	0,5D, но не более 30 м
2. РВС с понтоном	1. 50000 и более	Независимо от вида продукта	200000	30 м
	2. Менее 50000	То же	120000	0,65D, но не более 30 м
3. РВС со стационарной крышей	50000 и более	Продукты с $t_{\text{всп}} > 45^\circ$	120000	0,75D, но не более 30 м
	Менее 50000	Продукты с $t_{\text{всп}} \leq 45^\circ\text{C}$	80000	0,75D, но не более 30 м

По периметру каждой группы наземных резервуаров предусматривается замкнутое земляное обвалование шириной по верху не менее 0,5 м или ограждающая герметичная кирпичная или железобетонная стена, рассчитанная на гидростатическое давление разлившегося продукта из самого крупного резервуара в группе, при этом свободный от застройки объём ограждённой территории (каре)  $V_k$  определяется по расчётному объёму разлившегося продукта из резервуара:

$$V_k \geq V_{\text{рвс max}}. \quad (1)$$

Исходя из этого требования и определяются размеры обвалования (ограждения) как по высоте, так и в плане.

Высота  $h_o$  обвалования (ограждения) резервуарной группы должна быть на 0,2 м выше уровня расчётного объёма разлившегося продукта, но не менее  $h_{o,\text{min}} = 1,0 \text{ м}$  для резервуаров с  $V_p < 10000 \text{ м}^3$  и не менее  $h_{o,\text{min}} = 1,5 \text{ м}$  для резервуаров с  $V_p \geq 10\,000 \text{ м}^3$  (рис. 2).

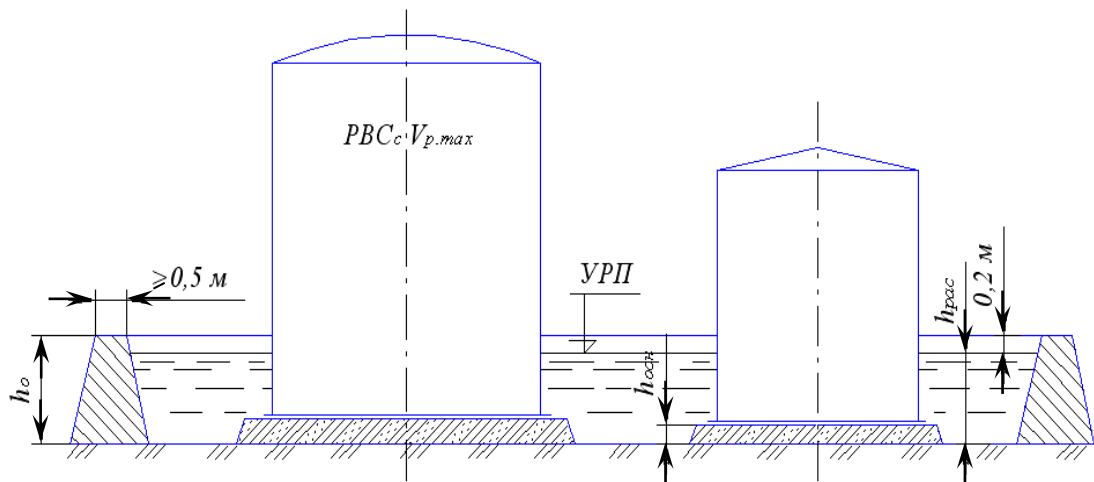


Рисунок 2. К расчёту размеров обвалования (ограждения) резервуарных групп (УРП – уровень разлившегося продукта)

Расстояние  $l_o$  от стенок резервуаров до подошвы внутреннего откоса обвалования или до ограждающей стенки принимается не менее 3,0 м – для резервуаров с  $V_p < 10\,000\text{ м}^3$  и 6 м – для резервуаров с  $V_p \geq 10\,000\text{ м}^3$ .

Конструктивная высота обвалования (ограждения) определяется следующим образом:

$$V_{\kappa} = A_1 \cdot B \cdot h_{o.расч.} - h_{осн.} \sum \pi(r_1^2 + r_2^2 + \dots) = V_{pвс\max}, \quad (2)$$

отсюда

$$h_{o.расч.} = \frac{V_{pвс\max} + h_{осн.} \sum \pi(r_1^2 + r_2^2 + \dots)}{A_1 \cdot B}; \quad (3)$$

$$h_{o.конс.} = h_{o.расч.} + 0,2\text{ м}. \quad (4)$$

где  $A_1$  и  $B$  – размеры сторон ограждённой территории (каре) под резервуарную группу (рис. 1);

$r_1^2, r_2^2, \dots$  – радиусы резервуаров в группе;

$V_{pвс\max}$  – номинальный объём самого крупного резервуара в группе (рис. 2);

$h_{o.расч.}$  – расчётная высота ограждения группы резервуаров;

$h_{o.конс.}$  – конструктивная высота ограждения группы резервуаров;

$h_{осн.}$  – высота основания резервуаров,  $h_{осн.} = 0,5\text{ м}$  (по ТП 704/1).

Группа из резервуаров с  $V_p \leq 400\text{ м}^3$  общей вместимостью  $V_{pn} \leq 4\,000\text{ м}^3$  должна быть ограждена замкнутым земляным валом или стеной высотой 0,8 м. Расстояние  $l_o$  в этом случае, как и  $l_c$ , не нормируется.

В пределах одной резервуарной группы внутренними земляными валами или стенкой отделяются: каждый РВС с  $V_p \geq 20\,000\text{ м}^3$  и несколько меньших РВС с  $\sum V_p \geq 20\,000\text{ м}^3$ ; резервуар или группа резервуаров с мазутом и маслом от РВС с другими нефтепродуктами; РВС для хранения этилированных бензинов, от других резервуаров группы. При этом высоту  $h_{\text{о.конс.}}$  внутреннего вала или стенки принимают равной 1,3 м для РВС с  $V_p \geq 10\,000\text{ м}^3$  и 0,8 м – для остальных РВС.

Число рядов резервуаров в группе принимается равным четырём, если  $V_p < 1\,000\text{ м}^3$ ; трём, если  $V_p$  от  $1\,000\text{ м}^3$  до  $10\,000\text{ м}^3$ , и двум – при  $V_p \geq 10\,000\text{ м}^3$ .

В каждую группу наземных резервуаров, располагаемых в два и более рядов, предусматривается заезд вовнутрь обвалования передвижной пожарной и ремонтной техники. При этом планировочная отметка проектной части заезда должна быть на 0,2 м выше уровня расчётного объёма разлившегося продукта.

По ПБ 03-605-03 предусматриваются сооружение и эксплуатация резервуаров с защитной стеной. В этом случае для отдельных резервуаров, их групп и в целом резервуарного парка общее обвалование (ограждение) не требуется.

### 3. ОСНОВАНИЯ И ФУНДАМЕНТЫ ПОД РЕЗЕРВУАРЫ

В перечень исходных данных для проектирования основания и фундамента под резервуар должны входить данные инженерно-геологических изысканий (для районов распространения многолетнемёрзлых грунтов – данные инженерно-геокриологических изысканий).

Материалы инженерно-геологических изысканий площадки строительства должны содержать следующие сведения о грунтах и грунтовых водах:

- литологические колонки;
- физико-механические характеристики грунтов (плотность грунтов  $\rho$ , удельное сцепление грунтов  $c$ , угол внутреннего трения  $\phi$ , модуль деформации  $E$ , коэффициент пористости  $e$ , показатель текучести  $IL$  и др.);
- расчётный уровень грунтовых вод.

В районах распространения многолетнемёрзлых грунтов изыскания должны обеспечить получение сведений о составе, состоянии и свойствах мёрзлых и оттаивающих грунтов, криогенных процессах и образованиях, включая прогнозы изменения инженерно-геокриологических условий проектируемых резервуаров с геологической средой.

Число геологических выработок (скважин) определяется площадью резервуара и должно быть не менее четырёх (одна – в центре и три – в районе стенки, т. е. 0,9-1,2 радиуса резервуара).

В дополнение к скважинам допускается исследование грунтов методом статического зондирования.

При проведении инженерных изысканий следует предусматривать исследование грунтов на глубину активной зоны (ориентировочно 0,4-0,7 диаметра резервуара) в центральной части резервуара и не менее 0,7 активной зоны – в области стенки резервуара; при свайных фундаментах – на глубину активной зоны ниже подошвы условного фундамента (острия свай).

В районах с повышенной сейсмической активностью необходимо предусмотреть проведение геофизических исследований грунтов основания резервуаров.

Грунты, деформационные характеристики которых обеспечивают допустимые осадки резервуаров, следует использовать в естественном состоянии как основание для резервуара.

Для грунтов, деформационные характеристики которых не обеспечивают допустимые осадки резервуаров, предусматривают инженерные мероприятия по их упрочнению, либо устройство свайного фундамента.

Для просадочных грунтов предусматривают устранение просадочных свойств в пределах всей просадочной толщи или устройство свайных фундаментов, полностью прорезающих просадочную толщу.

При проектировании оснований резервуаров, возводимых на набухающих грунтах, в случае если расчётные деформации основания превышают предельные, предусматривают проведение следующих мероприятий:

- полная или частичная замена слоя набухающего грунта ненабухающим;
- применение компенсирующих песчаных подушек;
- устройство свайных фундаментов.

При проектировании оснований резервуаров, возводимых на водонасыщенных пылевато-глинистых, биогенных грунтах и илах, в случае если расчётные деформации основания превышают допустимые, должно предусматриваться проведение следующих мероприятий:

- устройство свайных фундаментов;
- для биогенных грунтов и илов – полная или частичная замена их песком, щебнем, гравием и т. д.;
- предпостроечное уплотнение грунтов временной пригрузкой основания (допустимо проведение уплотнения грунтов временной нагрузкой в период гидроиспытания резервуаров по специальной программе).

При проектировании оснований резервуаров, возводимых на подрабатываемых территориях, в случае если расчётные деформации основания превышают допустимые, должно предусматриваться проведение следующих мероприятий:

- устройство сплошной железобетонной плиты со швом скольжения между днищем резервуара и верхом плиты;

– применение гибких соединений (компенсационных систем) в узлах подключения трубопроводов;

– устройство приспособлений для выравнивания резервуаров.

При проектировании оснований резервуаров, возводимых на закарстованных территориях, предусматривают проведение следующих мероприятий, исключающих возможность образования карстовых деформаций:

– заполнение карстовых полостей;

– прорезка карстовых пород глубокими фундаментами;

– закрепление закарстованных пород и (или) вышележащих грунтов.

Размещение резервуаров в зонах активных карстовых процессов не допускается.

При применении свайных фундаментов концы свай заглубляют в малосжимаемые грунты и обеспечивают требования к предельным деформациям резервуаров. Свайное основание может быть как под всей площадью резервуара – «свайное поле», так и «кольцевым» – под стенкой резервуара.

Если применение указанных мероприятий не исключает возможность превышения предельных деформаций основания, то в случае нецелесообразности их применения предусматривают специальные устройства (компенсаторы) в узлах подключения трубопроводов, обеспечивающие прочность и надёжность узлов при осадках резервуаров, а также устройство для выравнивания резервуаров.

При строительстве в районах распространения многолетнемёрзлых грунтов при использовании грунтов основания по первому принципу (с сохранением грунтов в мёрзлом состоянии в период строительства и эксплуатации) предусматривают их защиту от воздействия положительных температур хранимого в резервуарах продукта. Это достигается устройством проветриваемого подполья «Высокий рост-верк» или применением теплоизоляционных материалов в сочетании с принудительным охлаждением грунтов – «термостабилизацией».

Грунтовые подушки должны выполняться из послойно уплотнённого при оптимальной влажности грунта, модуль деформации которого после уплотнения должен быть не менее 15 МПа, коэффициент уплотнения – не менее 0,90. Уклон откоса грунтовой подушки следует выполнять не более 1:1,5.

Ширина горизонтальной части поверхности подушки за пределами окрайки должна быть:

0,7 м – для резервуаров объёмом не более 1 000 м<sup>3</sup>;

1,0 м – для резервуаров объёмом более 1 000 м<sup>3</sup> и, независимо от объёма, для площадок строительства с расчётной сейсмичностью 7 и более баллов.

Поверхность подушки за пределами периметра резервуара (горизонтальная и наклонная части) должна быть защищена отмошкой.

В качестве фундамента резервуара может быть использована грунтовая подушка (с железобетонным кольцом под стенкой и без него) либо железобетонная плита.

Для резервуаров объёмом 2 000-3 000 м<sup>3</sup> под стенкой резервуара устанавливают железобетонное фундаментное кольцо шириной не менее 0,8 м, для резервуаров объёмом более 3 000 м<sup>3</sup> – шириной не менее 1 м. Толщина кольца принимается не менее 0,3 м.

Для площадок строительства с расчётной сейсмичностью 7 баллов и более фундаментное кольцо устраивают для всех резервуаров, независимо от объёма, шириной не менее 1,5 м, а толщину кольца принимают не менее 0,4 м.

Фундаментное кольцо рассчитывают на основное, а для площадок строительства с сейсмичностью 7 баллов и более – также на особое сочетание нагрузок.

Под всем днищем резервуара должен быть предусмотрен гидроизолирующий слой, выполненный из песчаного грунта, пропитанного нефтяными вяжущими добавками, или из рулонных материалов. Применяемые песок и битум не должны содержать коррозионно-активных агентов.

При устройстве фундамента резервуара должно быть предусмотрено проведение мероприятий по отводу грунтовых вод и атмосферных осадков из-под днища резервуара.

#### **4. РАСЧЁТ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

При расчёте стальных резервуаров, несущие элементы которых представляют листовые конструкции, наиболее часто используют теорию тонкостенных оболочек. По форме к таким оболочкам относятся цилиндрические, конические, сферические и каплевидные конструкции. Однако, применяя широко распространённые положения и методы теории тонкостенных и безмоментных оболочек для расчёта резервуаров, необходимо представлять особенности их конструкции и специфику работы.

Стальные резервуары представляют собой сложные сварные листовые конструкции, состоящие из листов разной толщины, соединённых между собой сварными швами встык или внахлёт. В эксплуатационном режиме резервуары испытывают переменные нагрузки, что может представлять опасность в местах стыков и сопряжений, различных врезок, отверстий и пересечений, которые создают зоны концентрации напряжений и краевого эффекта, делают напряжённо-деформированное состояние неравномерным. В результате увеличения

деформаций в зонах концентраторов и дефектов могут возникать нежелательные пластические деформации. Ситуация усугубляется в том случае, если эксплуатационные нагрузки достигают максимальных значений в условиях низких температур, что может резко снизить несущую способность стали.

В настоящее время многие задачи расчёта стальных резервуаров достаточно хорошо изучены, экспериментально проверены и предложенные решения обеспечивают достаточную для практических целей точность. К таким задачам можно отнести: расчёт стенки резервуара на прочность и устойчивость; расчёт сопряжения стенки резервуара с днищем; расчёт основных типов покрытий резервуаров.

#### 4.1. Расчёт вертикальных цилиндрических резервуаров

Вертикальные цилиндрические резервуары (рис. 3) используют при избыточном давлении в паровоздушной зоне до 2 кПа и вакууме до 0,25 кПа.

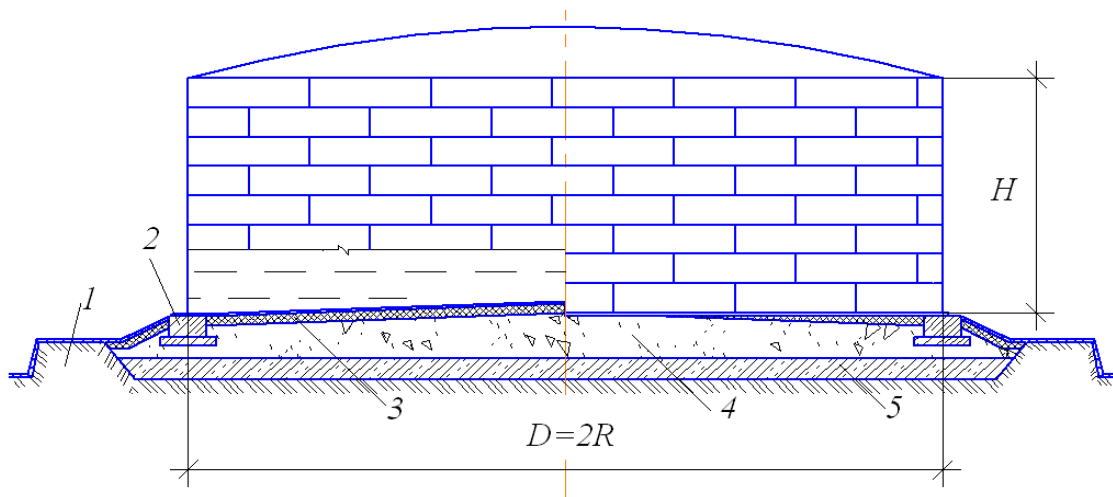


Рисунок 3. Конструкция вертикального резервуара с кольцевым фундаментом под стенкой:

- 1 – кольцевой кювет; 2 – кольцевой железобетонный фундамент;  
3 – гидрофобный слой; 4 – песчаная подушка; 5 – грунтовая подушка

Эти резервуары имеют плоские днища, изготовленные из стальных листов и стенки в виде ряда поясов, толщина которых увеличивается пропорционально росту давления жидкости по мере приближения к днищу. Тип крыши зависит как от вместимости резервуара, так и от величины внутреннего давления под крышей. На практике наиболее часто применяют конические, сферические и плавающие крыши. Реже используют висячие (шатровые), складчатые крыши.

Вместимость вертикальных цилиндрических резервуаров колеблется от 100 до 120 000 м<sup>3</sup> и увеличивается по мере разработки противопожарных мероприятий.

При определении оптимальных размеров резервуаров (высоты и диаметра) за критерий оптимальности обычно принимают удельный расход стали, приходящийся на 1 м<sup>3</sup> их полезного объёма.

Суммарная масса резервуара складывается из масс днища, крыши и стенки. Она получается минимальной, если масса днища и крыши равна массе стенки.

В этом случае

$$H_{opt} = \sqrt{\frac{R_w \cdot m \cdot \delta_{np}}{n \cdot \gamma_{np}}}, \quad (5)$$

где  $H_{opt}$  – высота резервуара;

$\gamma_{np}$  – удельный вес хранимой жидкости;

$R_w$  – расчётное сопротивление сварного шва;

$m$  – коэффициент условий работы,  $m = 0,8$ ;

$n$  – коэффициент надёжности по нагрузке от гидростатического давления жидкости;

$\delta_{np}$  – сумма приведённых толщин крыши и днища, зависящих от объёма резервуара (табл. 2).

Таблица 2 – Приведённые толщины для резервуаров

$V, \text{ м}^3$	2 000	4 000	8 000	12 000	16 000	20 000
$\delta_{np}, \text{ см}$	0,9	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8

На практике при выборе геометрических параметров резервуаров обычно используют рекомендации нормативных документов.

Например, правила безопасности ПБ 03-605-03 позволяют запроектировать резервуары с геометрическими размерами, которые предлагает заказчик. В приложении А правил безопасности приведены основные параметры резервуаров объёмом от 100 до 50 000 м<sup>3</sup>, которые имеют предпочтительные размеры для изготовления и монтажа (табл. 3).

Геометрический объём резервуара определяется объёмом внутреннего пространства резервуара на полную высоту стенки.

Полезный объём резервуара определяется объёмом продукта при его заливе на проектный уровень.

Резервуары с геометрическим объёмом более 50 000 м<sup>3</sup> должны иметь полезный объём продукта не более 50 000 м<sup>3</sup>.

Геометрический объём резервуара определяется объёмом внутреннего пространства резервуара на полную высоту стенки.



Таблица 3

Геометрические объемы резервуаров рекомендуемого параметрического ряда, м³

Высота стенки, м	Внутренний диаметр стенки, м																		
	4,73	6,63	7,58	8,53	10,43	12,33	15,18	18,98	20,92	22,80	28,50	34,20	39,90	45,60	50,70	55,80	60,70	66,00	71,10
6,0	105	207	271	343	513	716	1086	1698	2062	2450									
7,5	132	259	338	429	641	896	1357	2122	2578	3062									
9,0	158	311	406	514	769	1075	1629	2546	3094	3675									
10,5	185	362	474	600	897	1254	1900	2971	3609	4287									
12,0	211	414	542	686	1025	1433	2172	3395	4125	4899	7655	11024	15004	19598	24226	29345	34726	41054	47644
13,5	237	466	609	771	1153	1612	2443	3820	4640	5512	8612	12402	16880	22047	27255	33014	39066	46186	53600
14,0											8931	12861	17505	22864	28264	34236	40513	47897	
15,0	264	518	677	857	1282	1791	2715	4244	5156	6124	9569	13779	18755	24497	30283	36682	43407	51318	
16,0											10207	14698	20006	26130	32302	39127	46301		
16,5	290	570	745	943	1410	1970	2986	4668	5671	6737	10526	15157	20631	26947	33311	40350	47748		

Окончание табл. 3

<b>18,0</b>	<b>316</b>	<b>621</b>	<b>812</b>	<b>1029</b>	<b>1538</b>	<b>2149</b>	<b>3258</b>	<b>5093</b>	<b>6187</b>	<b>7349</b>	<b>11483</b>	<b>16535</b>	<b>22507</b>	<b>29396</b>	<b>36339</b>	<b>44018</b>	<b>52088</b>		
<b>19,5</b>	<b>343</b>	<b>673</b>	<b>880</b>	<b>1114</b>	<b>1666</b>	<b>2328</b>	<b>3529</b>	<b>5517</b>	<b>6703</b>	<b>7961</b>	<b>12440</b>	<b>17913</b>	<b>24382</b>	<b>31846</b>	<b>39368</b>	<b>47686</b>			
<b>20,0</b>	<b>351</b>	<b>690</b>	<b>903</b>	<b>1143</b>	<b>1709</b>	<b>2388</b>	<b>3620</b>	<b>5659</b>	<b>6875</b>	<b>8166</b>	<b>12759</b>	<b>18373</b>	<b>25007</b>	<b>32663</b>	<b>40377</b>	<b>48909</b>			
<b>21,0</b>	<b>369</b>	<b>725</b>	<b>948</b>	<b>1200</b>	<b>1794</b>	<b>2507</b>	<b>3801</b>	<b>5942</b>	<b>7218</b>	<b>8574</b>	<b>13397</b>	<b>19291</b>	<b>26258</b>	<b>34296</b>	<b>42396</b>	<b>51354</b>			
<b>22,0</b>	<b>387</b>	<b>760</b>	<b>993</b>	<b>1257</b>	<b>1880</b>	<b>2627</b>	<b>3982</b>	<b>6225</b>	<b>7562</b>	<b>8982</b>	<b>14035</b>	<b>20210</b>	<b>27508</b>	<b>35929</b>	<b>44415</b>				
<b>23,0</b>											<b>14673</b>	<b>21129</b>	<b>28758</b>	<b>37562</b>	<b>46434</b>				
<b>24,0</b>											<b>15311</b>	<b>22047</b>	<b>30009</b>	<b>39195</b>	<b>48453</b>				
<b>25,0</b>											<b>15948</b>	<b>22966</b>	<b>31259</b>	<b>40828</b>	<b>50471</b>				

Полезный объём резервуара определяется объёмом продукта при его заливке на проектный уровень.

Резервуары с геометрическим объёмом более 50 000 м<sup>3</sup> должны иметь полезный объём продукта не более 50 000 м<sup>3</sup>.

При назначении высоты стенки и диаметра резервуара учитывают условие кратности высоты резервуара ширине листов, а длины окружности – длине листов. Наиболее часто в резервуарах применяют листы размерами 1500 × 6000; 1800 × 8000; 2000 × 8000 мм. С учётом обработки кромок листов путём обрезки на гильотинных ножницах или строжкой на 10 мм на кромкострогательных станках высоту резервуаров следует принимать кратной 1 490, 1 790 или 1 990 мм в зависимости от принятого типоразмера листов, а длину окружности – кратной соответственно 5 990 или 7 990 мм. При необходимости разрешается принимать длину окружности, кратной половине длины листов.

К основным конструкциям вертикальных резервуаров подгруппы «А» относятся:

- стенка резервуара;
- люки (патрубки) стенки и их составные части (обечайки, усиливающие накладки, фланцы);
- привариваемые к стенке листы днища;
- привариваемые к стенке усиливающие накладки колец жёсткости, опор и кронштейнов трубопроводов, лестниц, площадок и др.;
- опорное кольцо жёсткости и каркас стационарной кровли резервуара;
- кольцо жёсткости на стенке резервуара с плавающей крышей.

К основным конструкциям вертикальных резервуаров подгруппы «Б» относятся:

- центральная часть днища;
- настил стационарных крыш;
- понтоны и плавающие крыши.

К вспомогательным конструкциям резервуаров относятся люки и патрубки на крыше резервуара, лестницы, площадки, ограждения.

Для конструкций резервуаров должна применяться сталь по ГОСТ 27772.

Для основных конструкций резервуара подгруппы «А» необходимо использовать сталь класса С345 по ГОСТ 27772 (09Г2С-12).

Для основных конструкций резервуара подгруппы «Б» должна применяться спокойная сталь С245, С255, С275, С285, С345 по ГОСТ 27772.

Для вспомогательных конструкций, наряду с перечисленными выше сталями, возможно применение стали С235 по ГОСТ 27772. Сварные швы соеди-

нений листов стенки вертикального резервуара должны быть прочными и соответствовать основному металлу по показателям стандартных механических характеристик: пределу текучести, временному сопротивлению, относительному удлинению, ударной вязкости, углу загиба.

Для улучшения коррозионной стойкости металл шва и основной металл по химическому составу должны быть близки друг к другу.

Стыковые сварные соединения деталей неодинаковой толщины при разнице, не превышающей значений, указанных в таблице 4.3, могут выполняться так же, как и деталей одинаковой толщины; конструктивные элементы разделки кромок и размеры сварочного шва следует выбирать по большей толщине.

Таблица 4 – Допускаемая разница толщины листов при стыковых соединениях

Толщина тонкой детали, мм	Допускаемая разница толщины, мм
До 4	1
Свыше 4 до 20	2
Свыше 20 до 30	3
Свыше 30	4

При разности в толщине свариваемых деталей выше значений, указанных в таблице 4, на детали, имеющей большую толщину, должен быть сделан скос под углом  $15^\circ$  с одной или с двух сторон до толщины тонкой детали. При этом конструкцию разделки кромок и размеры сварного шва следует выбирать по меньшей толщине.

Максимальные катеты угловых сварных швов не должны превышать 1,2 толщины более тонкой детали в соединении.

Для деталей толщиной 4-5 мм катет углового сварного шва должен быть равен 4 мм. Для деталей большей толщины катет углового шва определяется расчётом или конструктивно, но должен быть не менее 5 мм.

Заводские сварные соединения рулонных заготовок выполняются встык.

При сборке днища и крыши из рулонных заготовок допускается нахлесточное соединение со сваркой с одной стороны. При этом величина нахлестки должна быть не менее 30 мм. При листовой сборке днища и крыши допускаются сварные соединения листов встык на подкладке.

Вертикальные сварные соединения стенки должны быть стыковыми с полным проплавлением по толщине листов (рис. 4). В прилегающих поясах они должны быть смещены относительно друг друга на расстояние не менее  $8 \cdot \delta$ , где  $\delta$  – наибольшая из толщин листов прилегающих поясов.

Вертикальные соединения первого пояса стенки должны располагаться на расстоянии не менее 100 мм от стыков окроек днища.

Горизонтальные соединения листов должны выполняться двусторонними стыковыми швами с полным проплавлением (см. рис. 5).

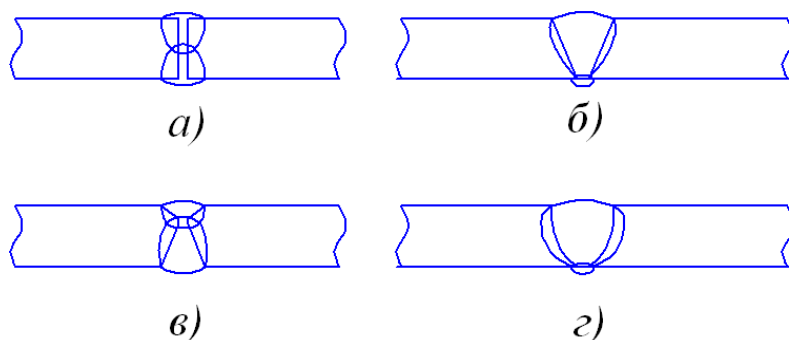


Рисунок 4. Вертикальные стыковые соединения стенки:  
*а* – без разделки кромок; *б* – со скосом двух кромок; *в* – с двумя скосами кромок;  
*г* – с криволинейными скосами кромок

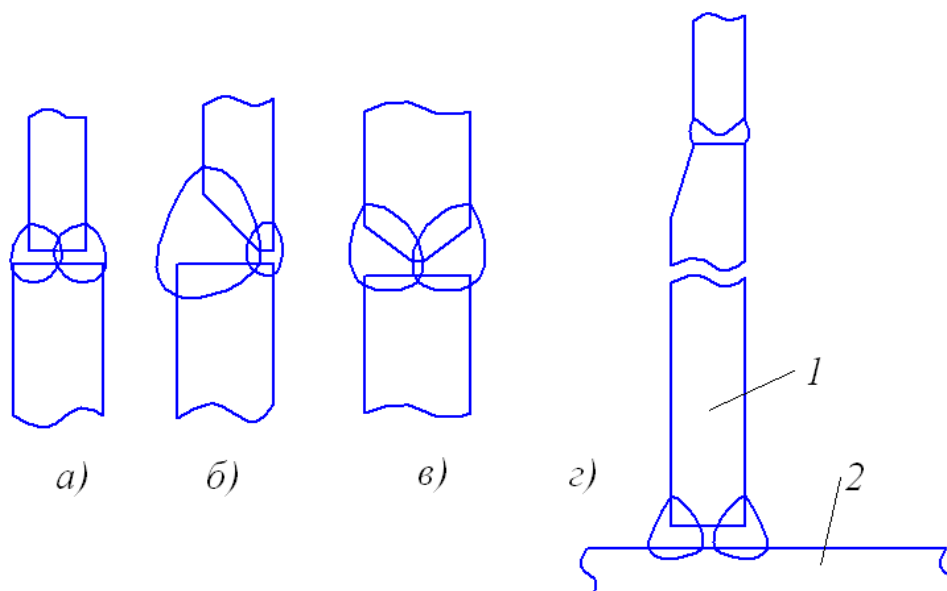


Рисунок 5. Горизонтальные стыковые сварные соединения стенки:  
*а* – без разделки кромок; *б* – с криволинейным скосом одной кромки верхнего листа;  
*в* – с двумя скосами одной кромки верхнего листа; *г* – соединение стенки с днищем;  
 1 – нижний пояс стенки; 2 – окрайка днища

## 4.2. Определение толщины стенки резервуара

Несущие конструкции вертикальных цилиндрических резервуаров рассчитывают по предельным состояниям в соответствии со строительными нормами и правилами СНиП II 23-81 «Стальные конструкции. Нормы проектирования».

При наполнении резервуара жидкостью в стенке возникают растягивающие напряжения, направленные горизонтально по касательной к окружности (рис. 6).

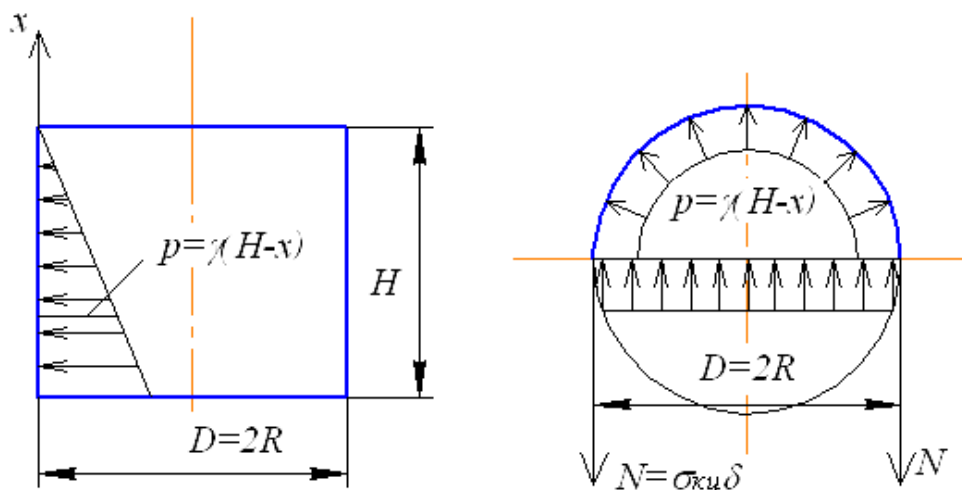


Рисунок 6. Расчётная схема для определения кольцевых напряжений от гидростатического давления нефтепродукта с удельным весом  $\gamma$

Рассматривая равновесие кольца единичной высоты на расстоянии  $x$  от дна, получим выражение для вычисления кольцевых напряжений  $\sigma_{\kappa\psi}$  :

$$2N = 2\sigma_{\kappa\psi} \cdot \delta = p \cdot 2R = \gamma \cdot (H - x) \cdot 2R,$$

$$\sigma_{\kappa\psi} = \frac{\gamma \cdot (H-x) \cdot R}{\delta}, \quad (6)$$

где  $\delta$  – толщина стенки резервуара;

$\gamma$  – удельный вес жидкости;

$H, R$  – высота и радиус резервуара.

Стенку резервуара рассчитывают на прочность по безмоментной теории как цилиндрическую оболочку, работающую на растяжение от действия гидростатического давления жидкости и избыточного давления газа. Расчётное давление на глубине  $x$  от дна резервуара (рис. 4.7):

$$p_x = \gamma_{\text{жс}} (H - x) \cdot n_1 + p_u \cdot n_2, \quad (7)$$

где  $n_1 = 1,1$  – коэффициент перегрузки для гидростатического давления;

$n_2 = 1,2$  – коэффициент перегрузки для избыточного давления в паровоздушной смеси  $p_u$ ;

$\gamma_{\text{жс}}$  – удельный вес жидкости.

Выражение для предварительного определения толщины стенки получим по предельному состоянию с учётом избыточного давления в газовом пространстве резервуара  $p_{\text{изб}}$  :

$$\frac{n \cdot [\gamma_{\text{жс}} (H-x) + p_{\text{изб}}] \cdot R}{\delta} \leq \gamma_c R_y, \quad (8)$$

где  $\gamma_c$  – коэффициент условий работы;  
 $n$  – коэффициент надежности по давлению;  
 $R_y$  – расчётное сопротивление для стали стенки резервуара.

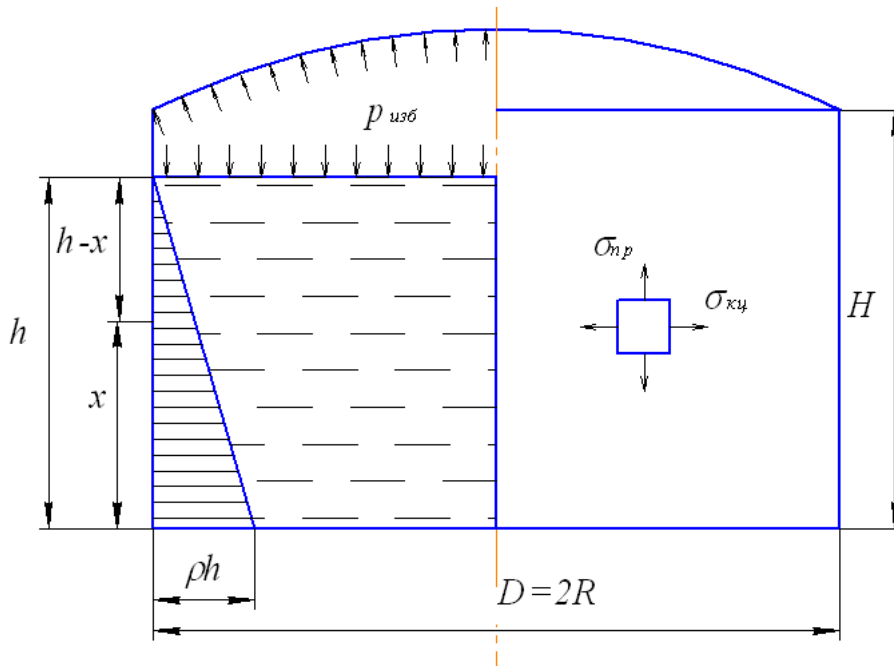


Рисунок 7. Схема нагружения резервуара внутренним давлением

Толщину цилиндрической стенки корпуса резервуара на расстояниях  $x$  от дна можно определять только по кольцевым напряжениям исходя из того, что они в два раза больше меридиональных.

Из выражения (4.4) получают формулу для определения минимальной толщины стенки каждого горизонтального пояса вертикального резервуара для условий эксплуатации

$$\delta_i = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_i) + n_2 \cdot p_{изб}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (9)$$

где  $n_1 = 1,05$  – коэффициент надёжности по нагрузке гидростатического давления;

$n_2 = 1,2$  – коэффициент надёжности по нагрузке от избыточного давления и вакуума;

$\rho_n$  – плотность нефти или нефтепродукта,  $кг/м^3$ ;

$R$  – радиус стенки резервуара,  $м$ ;

$H_{max}$  – максимальный уровень разлива нефти в резервуаре,  $м$ ;

$x_i$  – расстояние от дна до расчётного уровня,  $м$ ;

$p_{изб} = 2,0$  кПа, – нормативная величина избыточного давления;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы,  $\gamma_c = 0,7$  для нижнего пояса,  $\gamma_c = 0,8$  – для остальных поясов;

$R_y$  – расчётное сопротивление стали для пояса стенки по пределу текучести, Па.

Расчётное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести определяется по формуле

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (10)$$

где  $R_y^H$  – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовую прокат;

$\gamma_m = 1,025$  – коэффициенты надёжности по материалу;

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению, для резервуаров объёмом по строительному номиналу  $10\,000\text{ м}^3$  и более  $\gamma_n = 1,15$ , объёмом по строительному номиналу менее  $10\,000\text{ м}^3$   $\gamma_n = 1,10$ .

Значение минимальной толщины стенки для условий эксплуатации увеличивается на величину минусового допуска на прокат и округляется до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката. Полученное значение сравнивается с минимальной конструктивной толщиной стенки  $\delta_{kc}$ , определяемой по таблице 5.

Таблица 5 – Конструктивная величина толщины стенки

Диаметр резервуара, м	Менее 25	От 25 до 35	35 и более
Минимальная конструктивная толщина стенки $\delta_{kc}$ , мм	9	10	11

В качестве номинальной толщины  $\delta_{ном}$  каждого пояса стенки выбирается значение большей из двух величин, округлённое до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката.

$$\delta_{ном} \geq \max(\delta_i + C_i + \Delta; \delta_{kc}), \quad (11)$$

где  $C_i$  – припуск на коррозию, мм;

$\Delta$  – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$\delta_{kc}$  – минимальная конструктивная толщина стенки.

Величину минусового допуска определяют по предельным отклонениям на изготовление листа. Соответствующие предельные отклонения по толщине листа приводятся в таблице 6.



Таблица 6 – Предельные отклонения по толщине листа

Толщина, мм	Предельные отклонения по толщине листов для симметричного поля допусков при точности ВТ (высокой точности) и АТ (повышенной точности) при ширине, мм					
	1500		Св.1500 до 2000		Св. 2000 до 3000	
	ВТ	АТ	ВТ	АТ	ВТ	АТ
От 5 до 10	±0,4	±0,45	±0,45	±0,5	±0,5	±0,55
Св. 10 до 20	±0,4	±0,45	±0,45	±0,5	±0,55	±0,6
Св. 20 до 30	±0,4	±0,5	±0,5	±0,6	±0,6	±0,7
Св. 30 до 45		±0,6		±0,7		±0,9

### 4.3. Расчёт стенки резервуара на устойчивость

Потеря устойчивости стенки (оболочки) резервуара может происходить от действия сжимающих напряжений. При расчёте на устойчивость необходимо, чтобы возникшие сжимающие напряжения не превысили критических напряжений для рассматриваемой конструкции:

$$\sigma_{\max}^{(-)} \leq \sigma_{кр}, \quad (12)$$

где  $\sigma_{\max}^{(-)}$  – максимальные сжимающие напряжения;

$\sigma_{кр}$  – критические напряжения.

Величина критических напряжений зависит от гибкости рассчитываемых элементов строительных конструкций. Гибкость определяется геометрическими размерами, формой и условиями закрепления сжимаемых элементов конструкций, в частности, для цилиндрической оболочки зависит от толщины, радиуса и высоты стенки. Формулы для вычисления критических напряжений необходимо выбирать по СНиП II-23-81 «Стальные конструкции».

При проверке устойчивости стенки вертикального резервуара со стационарной крышей расчётным считается тот случай, когда резервуар пустой, герметически закрыт и в нем возникает вакуум (рис. 8). В этом случае сжатие стенки будет происходить как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях.

При расчёте на устойчивость необходимо учитывать следующее сочетание нагрузок:

- осевое сжатие от веса стенки и крыши резервуара, снега и вакуума;
- равномерное внешнее давление, действующее при возникновении вакуума внутри резервуара и от ветровой нагрузки;
- совместное воздействие этих нагрузок.

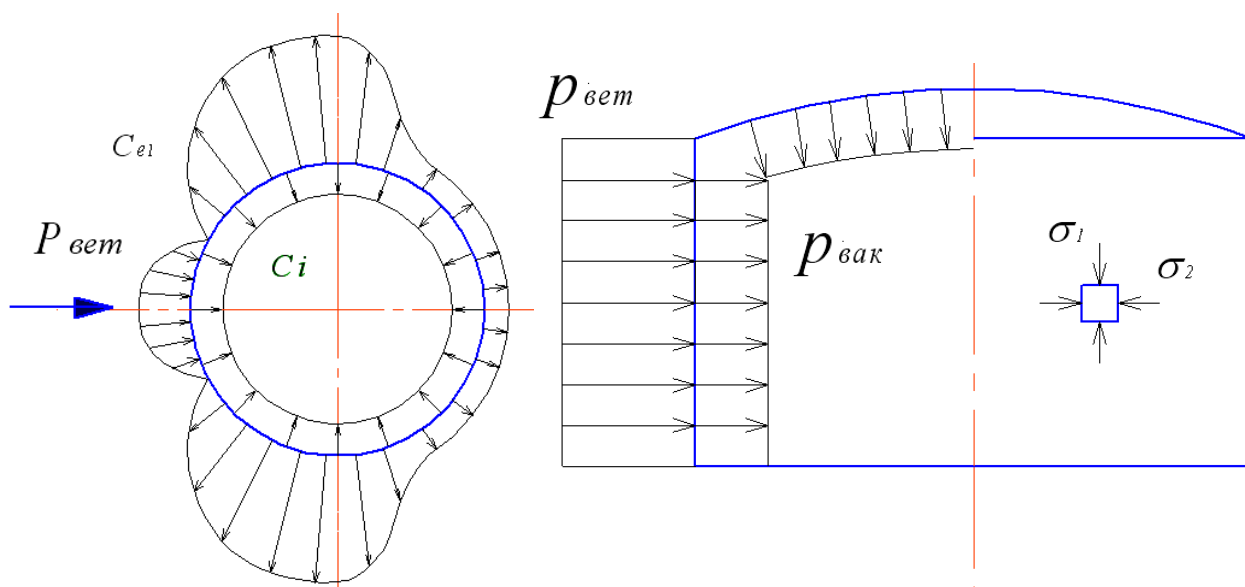


Рисунок 8. Схема для расчёта стенки резервуара на устойчивость

Если учитывается совместное сжатие резервуара в осевом и горизонтальном направлениях, проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0, \quad (13)$$

где  $\sigma_{i1}$  – расчётные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;  
 $\sigma_2$  – расчётные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;  
 $\sigma_{i01}$  – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;  
 $\sigma_{02}$  – критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

Осевые напряжения определяются по минимальной толщине стенки пояса, кольцевые напряжения – по средней толщине стенки.

Расчётные осевые напряжения для резервуаров РВС определяются по формуле, описывающей сжатие поперечных горизонтальных сечений вертикальной цилиндрической оболочки:

$$\sigma_{li} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{см,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i}, \quad (14)$$

где  $n_3 = 1,05$  – коэффициент надёжности по нагрузке от собственного веса;  
 $n_{сн} = 1,4$  – коэффициент надёжности по снеговой нагрузке;  
 $G_{кр}$  – вес покрытия резервуара, Н;  
 $G_{см,i}$  – вес вышележащих поясов стенки, Н;

$G_{сн}$  – полное расчётное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н;

$G_{вак}$  – вес покрытия резервуара, Н;

$\delta_i$  – расчётная толщина стенки  $i$ -го пояса резервуара, м.

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному удельному весу крыши  $p_{кр}$  (табл. 7)

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2. \quad (15)$$

Таблица 7 – Нормативный вес крыши на единицу площади

Объем резервуара, м <sup>3</sup>	1	5	10	20	30	50
Удельный вес крыши, $p_{кр}$ , кН/м <sup>3</sup>	0,3	0,35	0,45	0,55	0,6	0,65

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа  $B$ :

$$G_{см,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{см} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k, \quad (16)$$

где  $a$  – номер последнего верхнего пояса, если начало отсчёта снизу;

$\gamma_{см} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$  – удельный вес стали.

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара определяется для заданного снегового района:

$$p_{сн} = \mu \cdot S_g, \quad (17)$$

где  $\mu$  – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

$S_g$  – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по таблице 8 для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Таблица 8 – Нормативные значения веса снегового покрова (СНиП2.01.07-85 Нагрузки и воздействия)

Снеговые районы Российской Федерации	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$S_g$ , кПа	0,8	1,2	1,8	2,4	3,2	4,0	4,8	5,6

Вес снегового покрова на всю крышу будет пропорционален её площади:

$$G_{сн} = p_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2. \quad (18)$$

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие зависит также от размера крыши:

$$G_{\text{вак}} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{\text{вак}}. \quad (19)$$

Осевые критические напряжения зависят от толщины стенки и радиуса цилиндрической оболочки:

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R}, \quad (20)$$

где  $E = 2,1 \cdot 10^5$  МПа – модуль упругости стали;

$C$  – коэффициент, принимаемый по таблице 4.8.

Для определения коэффициента  $C$  необходимо вычислить среднюю толщину стенки резервуара:

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n}. \quad (21)$$

Таблица 9 – Значение коэффициента  $C$

$\frac{R}{\delta_{cp}}$	600	800	1 000	1 500	2 500
$C$	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06

Расчётные кольцевые напряжения в стенке при расчёте на устойчивость резервуара определяются по формуле

$$\sigma_2 = \frac{n_e \cdot p_e + n_{\text{вак}} \cdot p_{\text{вак}}}{\delta_{cp}} \cdot R, \quad (22)$$

где  $p_e$  – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

$n_e = 1,4$  – коэффициент надёжности по ветровой нагрузке;

$\delta_{cp}$  – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле

$$p_e = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i, \quad (23)$$

где  $W_0$  – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района, Па (табл. 10);

$k_2$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

$C_i$  – аэродинамический коэффициент.

Аэродинамический коэффициент  $C_i$  выбирается по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия» (табл. 11).

Таблица 10 – Ветровые давления  $W_0$  по ветровым районам

Ветровые районы СССР	Ia	I	II	III	IV	V	VI	VII
$W_0$ , кПа	0,17	0,23	0,30	0,38	0,48	0,60	0,73	0,85

Таблица 11 – Аэродинамический коэффициент  $C_i$

$\frac{H}{2R}$	0,17	0,25	0,5	1,0	2,0
$C_i$	0,5	0,55	0,7	0,8	0,9

Критические кольцевые напряжения в стенке резервуара определяются по формуле

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left( \frac{\delta_{cp}}{R} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (24)$$

где  $H$  – геометрическая высота стенки резервуара, м.

Если по результатам расчёта условие устойчивости не выполняется, то значения номинальной толщины стенки для соответствующих поясов стенки резервуара должны быть увеличены.

#### 4.4. Основания и днища резервуаров

Вертикальные цилиндрические резервуары располагают на достаточно простых песчаных основаниях ввиду незначительности передаваемого на них давления. Обычно вначале удаляют растительный слой, засыпают площадку насыпным грунтом и уплотняют его катками. Поверх насыпного грунта укладывают и уплотняют песчаную подушку, выравнивают её, организуя уклон от центра к периферии для стока и последующего удаления подтоварной воды и отстоя. Диаметр подушки должен быть на 1,5-2,0 м больше диаметра днища резервуара. Между днищем резервуара и песчаной подушкой располагают гидроизоляционный (гидрофобный) слой толщиной около 100 мм. Обычно это смесь песка с жидким битумом, мазутом или нефтью.

Для резервуаров вместимостью 10 000 м<sup>3</sup> и более по периметру основания устраивают железобетонное кольцо.

Днища резервуаров испытывают незначительные напряжения от давления жидкости, поэтому толщину их принимают по технологическим соображениям удобства и надёжности выполнения сварных соединений и сопротивляемости коррозии.

Днища резервуаров могут быть плоскими или коническими с уклоном от центра или к центру (рекомендуемая величина уклона 1:100).

Днище состоит из периферийных листов, находящихся под стенкой и приваренных к ней, и центральной части.

Днища резервуаров должны иметь следующую конструкцию:

- для резервуаров объёмом менее 2 000 м<sup>3</sup> используется конструкция с периферийными листами (рис. 9), сваренными с центральной частью встык. Периферийные листы должны иметь прямоугольную форму с одной радиусной кромкой, толщины периферийных листов и центральной части должны быть равны;

- для резервуаров объёмом 2 000 м<sup>3</sup> и более периферийные листы днища образуют кольцо под стенкой резервуара (рис. 10). Эти листы называются окрайками и имеют форму утолщённых кольцевых сегментов, сваренных с центральной частью днища внахлест. Толщина окрайек определяется согласно табл. 12.

Все листы центральной части днища указанных резервуаров должны иметь номинальную толщину не менее 4 мм, исключая припуск на коррозию.

Согласно РД Транснефти толщина центральной части днища должна быть равна 9 мм.

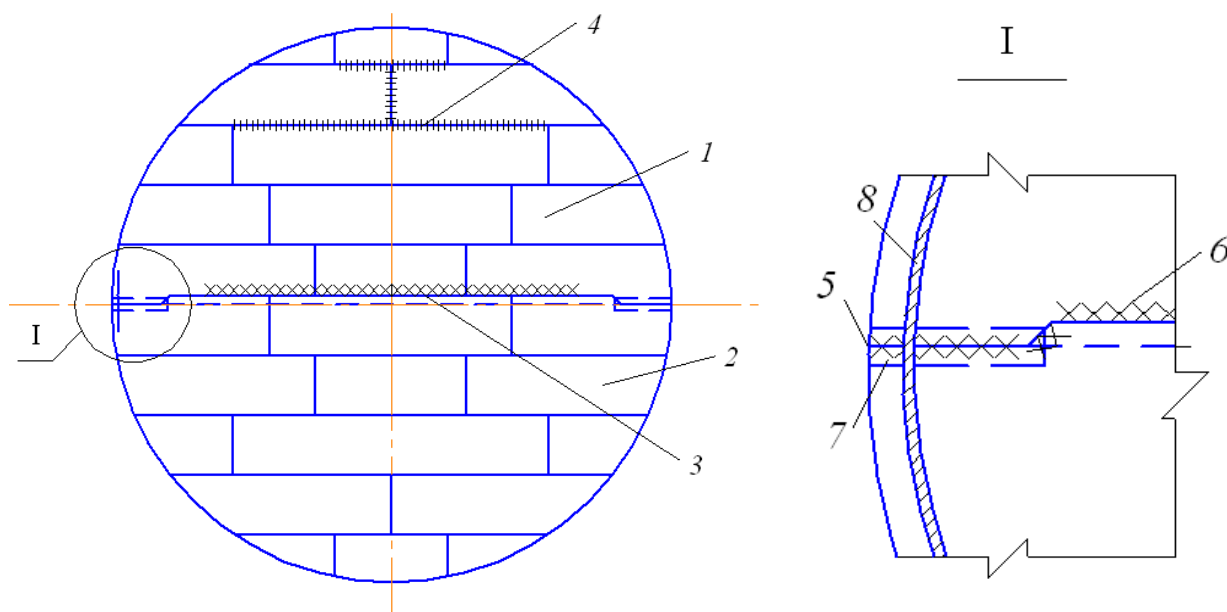


Рисунок 9. Конструкция днища без окрайек

1 и 2 – полотнища; 3 – монтажное соединение внахлест; 4 – заводское соединение встык; 5 – монтажный шов встык; 6 – монтажный шов внахлест; 7 – подкладка

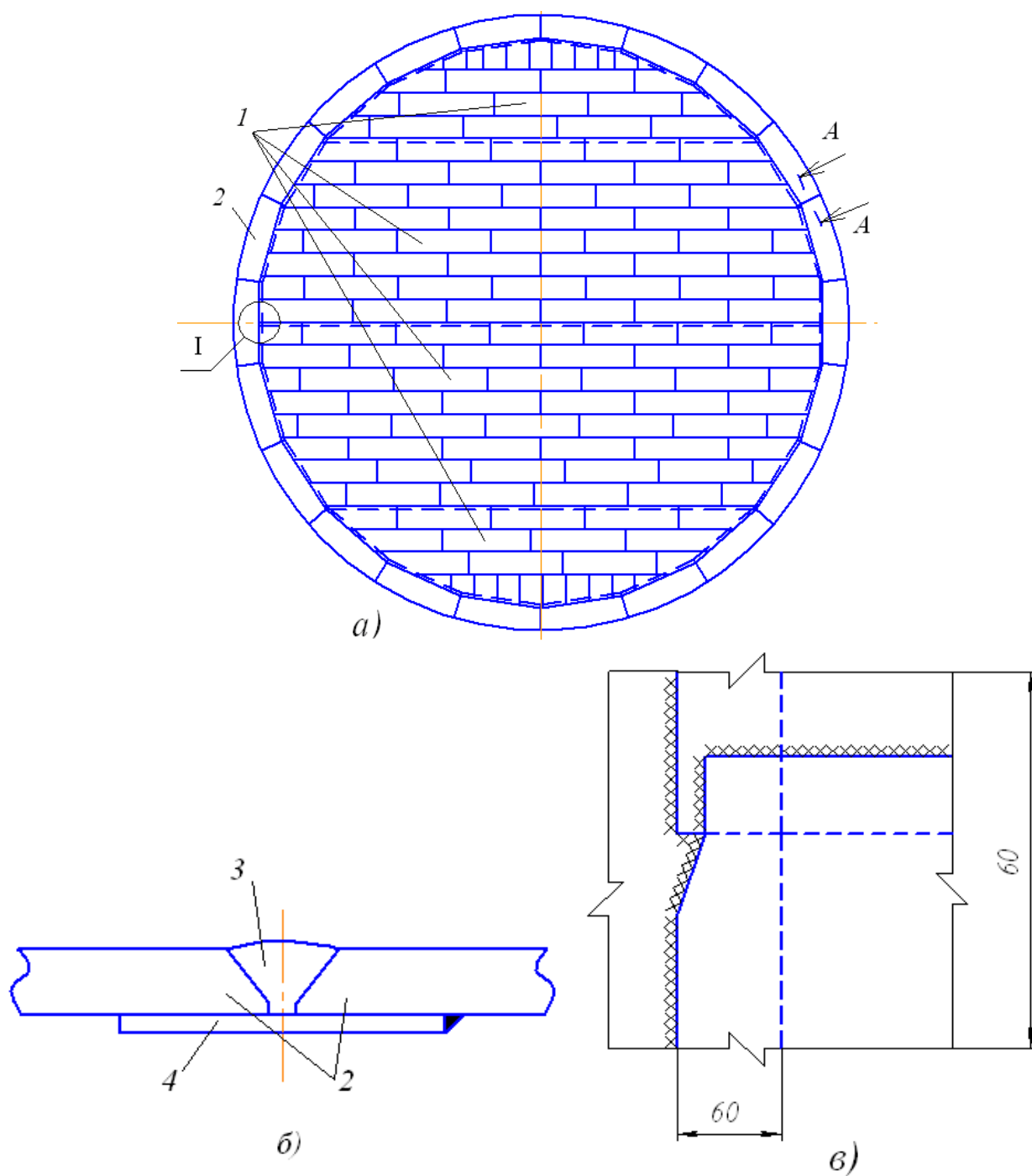


Рисунок 10. Конструкция днища с окрайками:

а) конструкция днища; б) соединение окрайек между собой;

в) соединение центральной части днища с окрайками;

1 – полотнища центральной части днища; 2 – окрайки; 3 – сварной шов;

4 – подкладка

Таблица 12 – Конструктивная величина окрайки днища

Толщина нижнего пояса стенки резервуара, мм	Минимальная толщина кольцевой окрайки, мм
До 7 вкл.	6
От 8 до 11 вкл.	7
От 12 до 16 вкл.	9
От 17 до 20 вкл.	12
От 21 до 26 вкл.	14
Свыше 26	16

Периферийные листы днища и первый пояс стенки должны быть изготовлены из стали одного класса и марки.

Кольцо из листов окراек должно быть круговой формы с внешней стороны, внутренняя граница окраек может иметь форму многоугольника с числом сторон равным числу листов окрайки. Радиальная ширина окрайки должна обеспечить расстояние между внутренней поверхностью стенки и швом приварки центральной части днища к окрайке не менее 800 мм. Нахлест центральной части днища на окрайку должен составлять не менее 50 мм.

Расстояние между наружной поверхностью стенки и наружным контуром окраек или периферийных листов днища должно составлять 50-60 мм.

Окрайки собираются с клиновидным зазором и свариваются между собой односторонними стыковыми швами на остающейся подкладке толщиной 4 мм. Длина подкладки должна превышать длину сварного шва между окрайками на 30 мм во внутреннюю и наружную стороны. При сварке наружной части окраек сварные швы следует выводить на подкладку, а её выступающую часть обрезать.

Сварные швы окраек и периферийных листов днища должны иметь разбежку с вертикальными сварными швами первого пояса стенки не менее 100 мм.

Монтажное нахлесточное соединение полотнищ днища в зоне приварки к стенке резервуара должно быть преобразовано в стыковое соединение на остающейся подкладке длиной не менее 300 мм.

Днище резервуара состоит из чётного числа полотен (для возможности создания уклона), каждое из которых обычно не превышает 12 м по ширине.

Полотна сваривают из листов размерами 1 500 × 6 000 мм или 2 000 × 8 000 мм толщиной 5 мм при вместимости до 10 000 м<sup>3</sup> и толщиной 6 мм при больших объёмах. Сборку и сварку полотен на заводах выполняют на механизированных станах, где плоскую большеразмерную заготовку сворачивают в многослойный габаритный рулон, удобный для перевозки к месту монтажа по железной дороге. Из этого условия масса рулона не должна превышать 60 т.

Соединение листов полотнищ производят двусторонней автоматической сваркой плотнопрочными швами с полным проваром по толщине свариваемого



металла. Присадочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва встык основному металлу.

При монтаже центральной части днища полистовым методом применяются нахлесточные и стыковые соединения на остающейся подкладке. Стыковые соединения (на подкладке) выполняются вдоль короткой стороны листа, а нахлесточные – вдоль длинной стороны листа, за исключением участков, прилегающих к окрайке днища. Толщина подкладки – 4-5 мм. Разбежка поперечных сварных швов при полистовой сборке днища должна быть не менее 500 мм. Соединения центральной части днища с кольцевыми окрайками выполняются внахлест независимо от толщин стыкуемых элементов.

При монтаже изготовленные и рулонированные на заводе полотна днища накатывают на подготовленное основание, освобождают от закрепления и разворачивают в проектное положение. Полотна днища соединяют внахлест, минимальная величина нахлеста – 30 мм.

#### **4.5. Конструкции покрытий вертикальных резервуаров**

Выбор типа покрытия резервуара в первую очередь зависит от его объёма и условий эксплуатации. При проектировании необходимо учитывать: внутреннее давление в резервуаре (избыточное или вакуум), собственный вес конструкции, снеговую нагрузку и ветровую нагрузку, направленную вверх (отсос).

Широкое применение нашли следующие типы покрытий:

- висячие бескаркасные;
- конические каркасные;
- сферические каркасные.

Для резервуаров малого объёма предложена бескаркасная конструкция в виде висячей безмоментной оболочки (рис. 15). Настил такой кровли 6 сваривается из тонких листов толщиной 2,5-3 мм и за исключением крайних зон работает в наиболее выгодных для стальных конструкций условиях на растяжение. По верхнему контуру резервуара настил опирается на установленное с внутренней стороны опорное кольцо жёсткости коробчатого сечения 5, а в центре резервуара – на стойку 3, вверху которой находится конический стальной зонт 4. По расходу металла резервуары с висячей безмоментной кровлей легче резервуаров с каркасной кровлей на 10-15%.

Для резервуаров объёмом до 5 тыс. м<sup>3</sup> рекомендуется применять конические каркасные крыши (рис. 16). Каркасные крыши изготавливаются в виде щитов, которые представляют собой радиально расположенные главные балки 2, выполненные из прокатных или гнутых профилей, кольцевые балки 3, на которые

опирается настил, и самого настила 4 из стальных листов толщиной 2,5-3 мм. Такие транспортабельные щиты могут изготавливаться на заводах в виде отдельных отправочных элементов. Опираются щиты на опорные кольца жёсткости 5, установленные вверху стенки резервуара, и центральное кольцо со стойкой, которая помещается внутри резервуара.

При монтаже щиты в виде круговых секторов располагаются через один сектор и соединяются между собой кольцевыми элементами каркаса 3. Настил изготавливается из раскroенных и соединённых между собой сваркой листовых заготовок и приваривается к опорному кольцу на стенке резервуара и центральному кольцу.

Для резервуаров объёмом более 5 тыс. м<sup>3</sup> щитовая и висячая крыши с центральной стойкой оказываются экономически неоправданными. В резервуарах большего объёма более целесообразно применять покрытия в виде сферических крыш без центральной стойки (рис. 17, 18).

Конструкция сферической крыши по составу несущих элементов и методам их сборки схожа с конструкцией конической крыши щитового типа, описанной выше. Однако круговые радиально расположенные главные балки, изготовленные из вальцованных профилей, обладают повышенной несущей способностью.

Самонесущие купольные (сферические) крыши должны иметь радиус сферической поверхности от 0,8 до 1,5  $D$ , где  $D$  – диаметр резервуара. Толщина элементов стального настила должна быть не менее 4 мм.

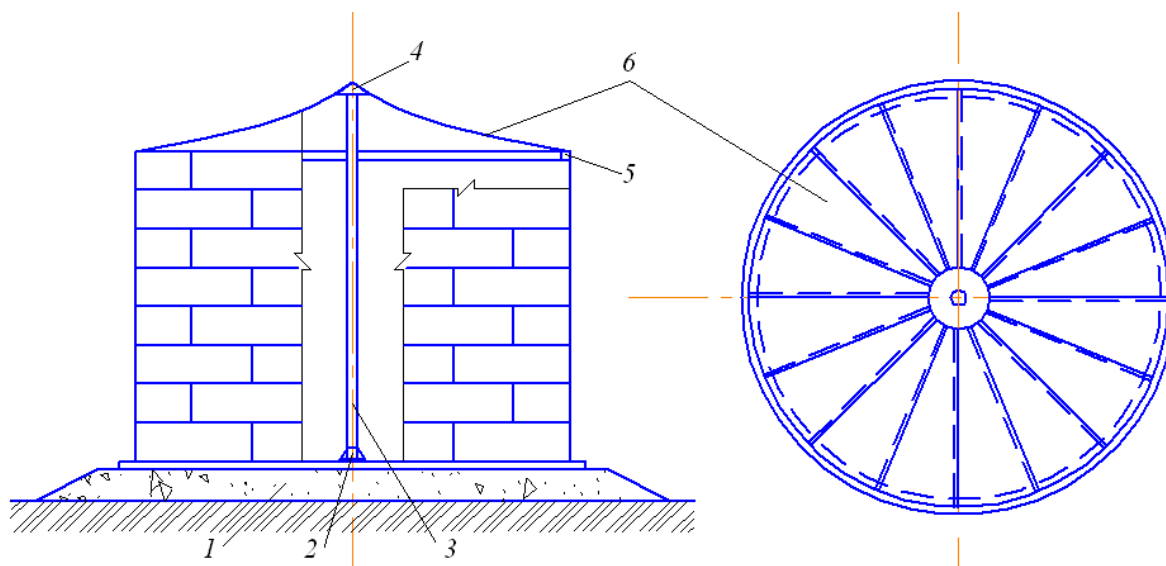


Рисунок 15. Конструкция вертикального резервуара с безмоментной крышей:  
1 – песчаное основание; 2 – база центральной стойки; 3 – центральная стойка;  
4 – зонт; 5 – опорное кольцо жёсткости; 6 – настил

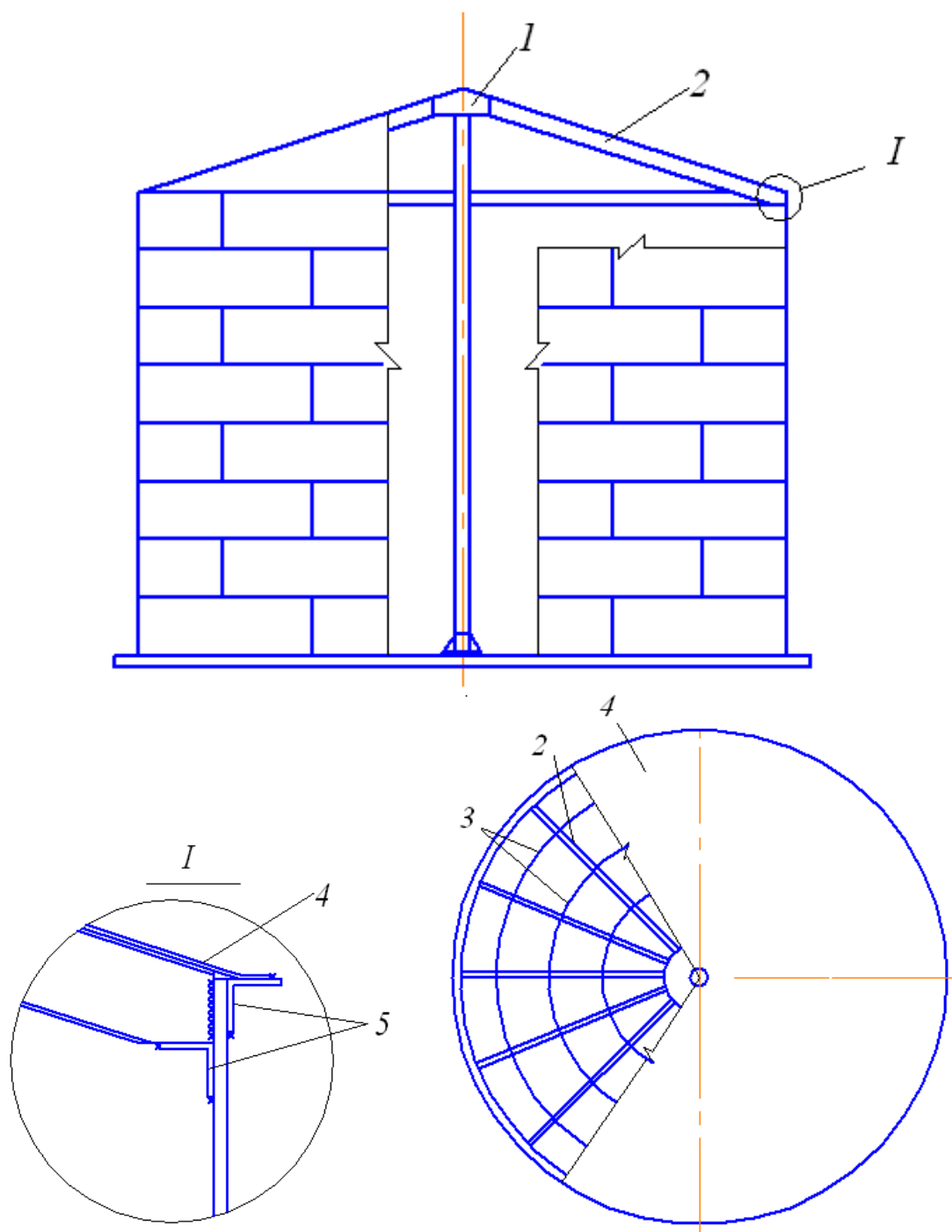


Рисунок 16. Конструкция вертикального резервуара с конической крышей:

1 – опорная стойка с центральным щитом; 2 – главные балки;  
 3 – кольцевые балки настила; 4 – настил; 5 – опорные кольца жёсткости

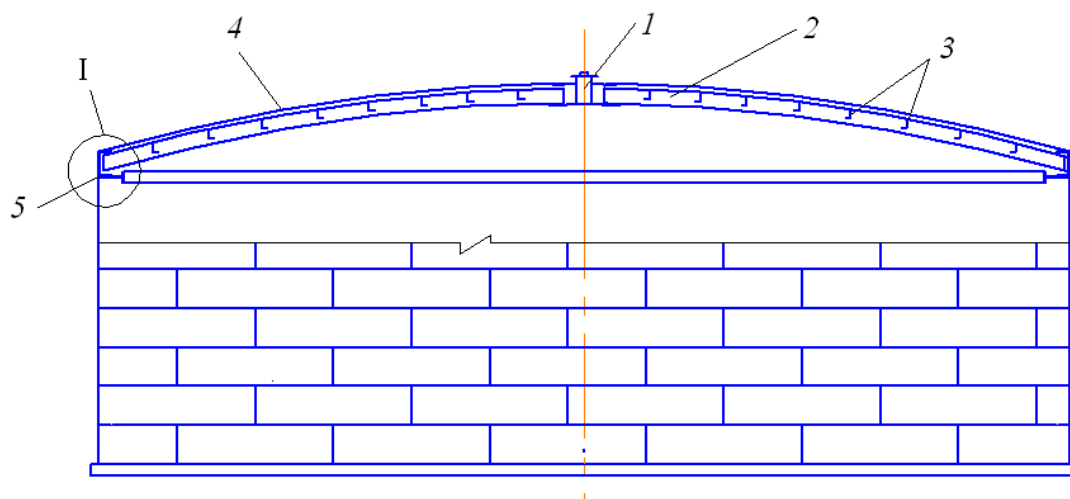


Рисунок 17. Конструкция вертикального резервуара со сферической крышей:

- 1 – центральный щит; 2 – круговые главные балки;  
 3 – кольцевые балки настила; 4 – настил; 5 – опорное кольцо жёсткости;  
 I – соединение сферической крыши со стенкой

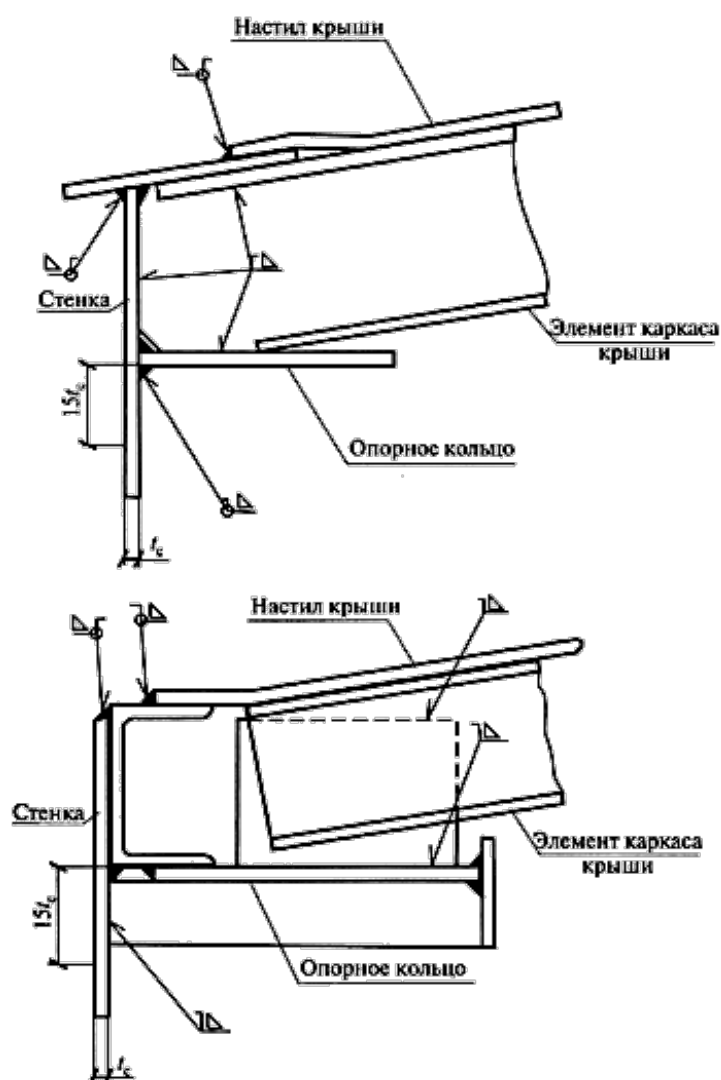


Рисунок 18. Соединение сферической крыши со стенкой

## 4.6. Примеры выполнения расчётов

Дано. 1. Объём резервуара – 20 тыс. м<sup>3</sup>.

2. Плотности нефтепродукта – 900 кг/м<sup>3</sup>.

3. Место строительства – Сургут.

Задание

1. Определить геометрические параметры резервуара.

2. Определить толщину всех поясов стенки резервуара.

3. Рассчитать стенку резервуара на устойчивость.

### 4.6.1 Определение геометрических параметров резервуара

Выбор размеров стального прокатного листа для изготовления стенки.

Размеры листа. В соответствии с рекомендациями ПБ 03-605-03 для изготовления стенки выбираем стальной лист с размерами в поставке 2 000 × 8 000 мм. С учётом обработки кромок листа с целью получения правильной прямоугольной формы при дальнейших расчётах принимаются следующие его размеры 1990 × 7990 мм.

Сначала выбираем высоту резервуара. Для этого используем рекомендации ПБ 03-605-03 (табл. 2). В соответствии с этими рекомендациями предпочтительная высота резервуара от 12 до 20 м.

Высота резервуара. Для резервуара объёмом  $V = 20\,000\text{ м}^3$  принимаем номинальную высоту резервуара  $H_n = 16\text{ м}$ . Соответственно количество поясов в резервуаре будет равно восьми ( $N_n = 8$ ). Точная высота резервуара

$$H = 1990 \cdot 8 = 15920\text{ мм}.$$

Предварительный радиус резервуара. Радиус резервуара определяется из формулы для объёма цилиндра:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H,$$
$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}} = \sqrt{\frac{20\,000 \cdot 10^3}{\pi \cdot 15\,920}} = 19\,997\text{ мм}.$$

Периметр резервуара  $L_n$  и число листов в поясе  $N_n$

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot 19\,997 = 125\,645\text{ мм}.$$

$$N_n = \frac{L_n}{L} = \frac{125\,645}{7\,990} = 15,7.$$

Предпочтительней округлять число листов (рис. 4.22) в поясе до целого или выбирать последний лист равным половине длины листа.

Принимаем число листов в поясе  $N_n = 16$ . Тогда периметр резервуара

$$L_n = 16 \cdot 7\,990 = 127\,840 \text{ мм},$$

а окончательный радиус

$$R = \frac{L_n}{2 \cdot \pi} = \frac{127\,840}{2 \cdot \pi} = 20\,346 \text{ мм}.$$

Уточненный объём резервуара.

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H = \pi \cdot 20\,346^2 \cdot 15\,920 \approx 20\,704 \text{ м}^3.$$

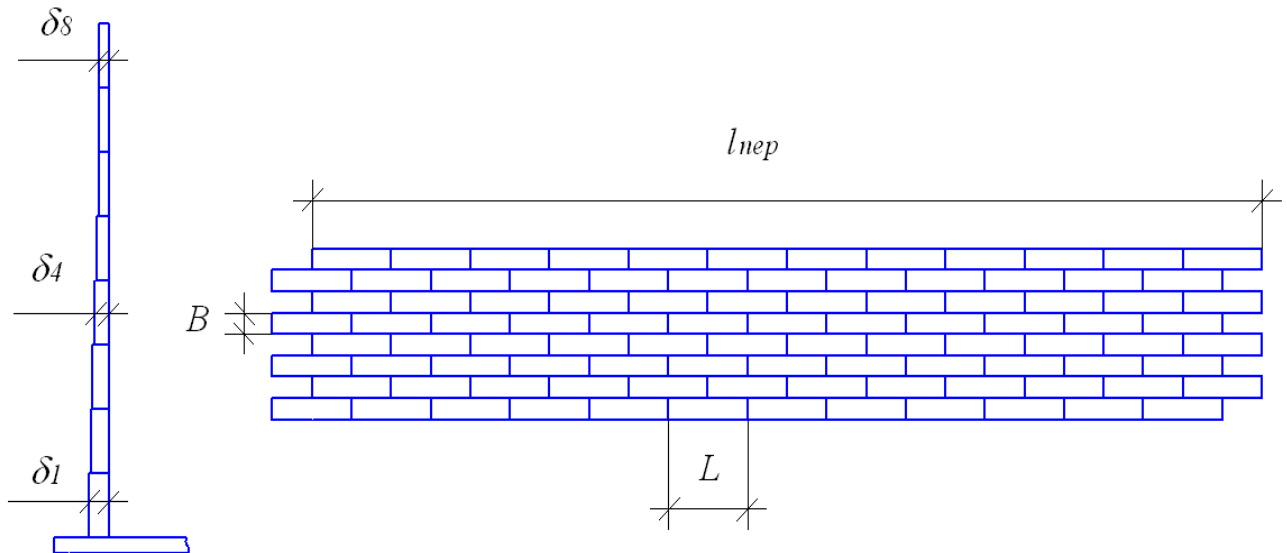


Рисунок 22. Развертка и сечение стенки вертикального резервуара

#### 4.6.2 Определение толщины стенки резервуара

Определение методики и параметров, необходимых для расчёта

Минимальная толщина листов стенки резервуара РВС для условий эксплуатации рассчитывается по формуле

$$\delta_i = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{\max} - x_i) + n_2 \cdot p_{\text{изб}}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y},$$

где  $n_1 = 1,05$  – коэффициент надёжности по нагрузке гидростатического давления;

$n_2 = 1,2$  – коэффициент надёжности по нагрузке от избыточного давления и вакуума;

$\rho_n$  – плотность нефти,  $\text{кг/м}^3$ ;

$R$  – радиус стенки резервуара,  $\text{м}$ ;

$H_{\max}$  – максимальный уровень разлива нефти в резервуаре,  $\text{м}$ ;

$x_i$  – расстояние от дна до расчётного уровня,  $\text{м}$ ;

$p_{\text{изб}} = 2,0 \text{ кПа}$  – нормативная величина избыточного давления;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы,  $\gamma_c = 0,7$  для нижнего пояса,  $\gamma_c = 0,8$  для остальных поясов;

$R_y$  – расчётное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, Па.

Расчётное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести определяется по формуле (10):

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n},$$

где  $R_y^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовую прокат;

$\gamma_m = 1,025$  – коэффициенты надёжности по материалу;

$\gamma_n = 1,15$ , так как объём резервуара более 10 000 м<sup>3</sup>.

Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», для которых должна применяться сталь класса С345 (09Г2С-12) с нормативным расчётным сопротивлением  $R_y^H = 345$  МПа.

Вычисляем расчётное сопротивление:

$$R_y = \frac{345}{1,025 \cdot 1,15} \approx 293 \text{ МПа}.$$

Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара

Для вычисления используем формулу (9), в которой, начиная со второго пояса, единственным изменяемым параметром при переходе от нижнего пояса к верхнему является координата нижней точки каждого пояса

$$x_i = B(i - 1), \quad (69)$$

где  $i$  – номер пояса снизу вверх;

$B$  – ширина листа.

Основные геометрические размеры резервуара при проведении прочностных расчётов округляем в большую сторону до номинальных размеров так, чтобы погрешность шла в запас прочности:  $H = 16$  м;  $B = 2,0$  м;  $R = 20,4$  м.

Толщина первого пояса определяется при  $\gamma_c = 0,7$ ;  $H_{\max} = H$ ;  $x_1 = 0$ :

$$\begin{aligned} \delta_1 &= \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{\max} - x_1) + n_2 \cdot p_{\text{изб}}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} = \\ &= \frac{[1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (16,0 - 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 20,4}{0,7 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,01499 \text{ м} \approx 15,0 \text{ мм}. \end{aligned}$$

Для второго пояса при  $\gamma_c = 0,8$ ,  $x_2 = 2,0$

$$\delta_2 = \frac{[1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (16,0 - 2,0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 20,4}{0,8 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,0115 \text{ м} \approx 11,5 \text{ мм.}$$

Для остальных поясов резервуара полученные значения для толщины стенки приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Толщина стенки поясов резервуара

Номер пояса	Толщина стенки, мм	Номер пояса	Толщина стенки, мм
1	15,0	5	6,7
2	11,5	6	5,0
3	9,9	7	3,4
4	8,3	8	1,8

#### Выбор номинального (окончательного) размера толщины стенки.

Значение минимальной толщины стенки для условий эксплуатации увеличивается на величину минусового допуска на прокат и округляется до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката. Полученное значение сравнивается с минимальной конструктивной толщиной стенки  $\delta_{kc}$ , определяемой по таблице 4.

В качестве номинальной толщины  $\delta_{ном}$  каждого пояса стенки выбирается значение большей из двух величин, округленное до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката:

$$\delta_{ном} \geq \max(\delta_i + C_i + \Delta; \delta_{kc}),$$

где  $C_i$  – припуск на коррозию, мм;

$\Delta$  – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$\delta_{kc}$  – минимальная конструктивная толщина стенки.

Величину минусового допуска определяют по предельным отклонениям на изготовление листа. Соответствующие предельные отклонения по толщине листа приводятся в таблице 5.

Припуск на коррозию элементов резервуара представляется заказчиком (в курсовом проекте припуск на коррозию необходимо выбирать 2-3 мм). В таблице 14 приводятся все данные для выбора номинального размера толщины стенки.



Таблица 14 – Номинальная толщина стенки

Номер пояса	$\delta_i$ , мм	$C_i$ , мм	$\Delta_i$ , мм	$\delta_i + C_i + \Delta_i$	$\delta_{kc}$	$\delta_n$
1	15,0	2,0	0,45	17,45	11,0	18,0
2	11,5			13,95		14,0
3	9,9			12,35		13,0
4	8,3			10,75		11,0
5	6,7			9,15		11,0
6	5,0			7,45		11,0
7	3,4			5,85		11,0
8	1,8			4,25		11,0

#### 4.6.3 Расчёт стенки резервуара на устойчивость

Проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле (13):

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0,$$

где  $\sigma_{i1}$  – расчётные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;  
 $\sigma_2$  – расчётные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;  
 $\sigma_{i01}$  – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;  
 $\sigma_{02}$  – критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

Осевые напряжения определяются по минимальной толщине стенки пояса, кольцевые напряжения – по средней толщине стенки.

Расчётные осевые напряжения для резервуаров РВС определяются по формуле (14)

$$\sigma_{Ii} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i},$$

где  $n_3 = 1,05$  – коэффициент надёжности по нагрузке от собственного веса;  
 $n_{сн} = 1,4$  – коэффициент надёжности по снеговой нагрузке;  
 $G_{кр}$  – вес покрытия резервуара, Н;  
 $G_{ст,i}$  – вес вышележащих поясов стенки, Н;  
 $G_{сн}$  – полное расчётное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н;  
 $G_{вак}$  – вес покрытия резервуара, Н;  
 $\delta_i$  – расчётная толщина стенки  $i$ -го пояса резервуара, м.

#### Определение веса крыши

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному давлению крыши  $p_{кр}$  (табл. 6).

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2.$$

Для резервуара объёмом  $V = 20\,000\text{ м}^3$  давление крыши  $p_{кр} = 0,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$ .

$$G_{кр} = 0,55 \cdot \pi \cdot 20,4^2 = 719\text{ кН}.$$

#### Определение веса стенки резервуара

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа  $B$ :

$$G_{cm,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{cm} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k,$$

где  $a$  – номер последнего пояса, если начало отсчёта снизу;

$$\gamma_{cm} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \text{ – удельный вес стали.}$$

Вес стенки при расчёте первого пояса

$$\begin{aligned} G_{cm,1} &= 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{cm} \cdot \sum_{k=1}^8 \delta_k = \\ &= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5 (15,55 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55) 10^{-3} \approx 1618\text{ кН}. \end{aligned}$$

Вес стенки при расчёте второго пояса

$$\begin{aligned} G_{cm,2} &= 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{cm} \cdot \sum_{k=2}^8 \delta_k = \\ &= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5 (11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55) 10^{-3} \approx 1305\text{ кН}. \end{aligned}$$

Результаты расчётов веса стенки для всех поясов приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки $G_{cm}$ , кН	Номер пояса	Вес стенки $G_{cm}$ , кН
1	1618	5	689
2	1305	6	517
3	1073	7	345
4	861	8	172

#### Определение снеговой нагрузки

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара

$$p_{сн} = \mu \cdot S_g,$$

где  $\mu$  – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

$S_g$  – нормативное значение веса снегового покрова на  $1\text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по СнИП 2.01.07-85 (табл. 7) для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Город Сургут находится в IV снеговом районе, для которого  $S_g = 2,4$  кН. Коэффициент  $\mu = 1$  для такого варианта крыши, когда угол наклона поверхности крыши к горизонтальной плоскости  $\alpha \leq 25^\circ$ .

Вес снегового покрова на всю крышу

$$G_{сн} = p_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2 = 1 \cdot 2,4 \cdot \pi \cdot 20,4^2 \approx 3138 \text{ кН}.$$

Определение нагрузки от вакуума

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как

$$G_{вак} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{вак} = \pi \cdot 20,4^2 \cdot 0,25 = 327 \text{ кН}.$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки

Определение напряжений:

– в первом поясе

$$\begin{aligned} \sigma_{11} &= \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{см,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} = \\ &= \frac{1,05(719 + 1618) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 15,55 \cdot 10^{-3}} \approx 3,4 \text{ МПа}; \end{aligned}$$

– во втором поясе

$$\sigma_{12} = \frac{1,05(719 + 1305) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 11,55 \cdot 10^{-3}} \approx 4,4 \text{ МПа}.$$

Значения осевых напряжений в остальных поясах приведены в таблице 16.

Определение осевых критических напряжений

Осевые критические напряжения определяются по формуле (20)

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R},$$

где  $E = 2,1 \cdot 10^5$  МПа – модуль упругости стали;

$C$  – коэффициент, принимаемый по таблице 8.

Для определения коэффициента  $C$  необходимо вычислить среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} = \frac{15,55 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55}{8} \approx 10,0 \text{ мм}.$$

Таблица 16 – Напряжения для расчёта стенки резервуара на устойчивость

Номер пояса	$\sigma_1$ , МПа	$\sigma_{01}$ , МПа	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}}$	$\sigma_2$ , МПа	$\sigma_{02}$ , МПа	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$
1	3,4	10,4	0,33	1,2	1,6	0,75	1,08
2	4,4	7,7	0,57				1,32
3	4,6	7,0	0,66				1,41
4	5,5	5,7	0,96				1,71
5	5,3	5,7	0,93				1,68
6	5,2	5,7	0,91				1,66
7	5,0	5,7	0,88				1,63
8	4,8	5,7	0,84				1,59

Вычисляем отношение радиуса резервуара к средней толщине стенки:

$$\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{20,4}{10,0 \cdot 10^{-3}} \approx 2040.$$

По таблице 10 выбираем коэффициент  $C = 0,065$ .

Вычисляем осевые критические напряжения:

– для первого пояса

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{15,55 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 10,4 \text{ МПа};$$

– для второго пояса

$$\sigma_{02} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{11,55 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 7,7 \text{ МПа}.$$

Остальные значения критической силы приведены в таблице 15.

#### Определение кольцевых напряжений

Расчётные кольцевые напряжения в стенке при расчёте на устойчивость резервуара определяются по формуле (22).

$$\sigma_2 = \frac{p_e \cdot n_e + p_{вак} \cdot n_2}{\delta_{cp}} \cdot R,$$

где  $p_e$  – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

$n_e = 1,4$  – коэффициент надёжности по ветровой нагрузке;

$\delta_{cp}$  – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле (23)

$$p_e = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i,$$

где  $W_0$  – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района, Па;

$k_2$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

$C_i$  – аэродинамический коэффициент.

Сургут относится ко второму району по давлению ветра (табл. 9), соответственно из таблицы выбираем  $W_0 = 0,3$  кПа.

Коэффициент  $k_2 = 1,0$  для резервуаров высотой от 10 до 20 метров.

Аэродинамический коэффициент  $C_i$  выбирается по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия» (табл. 10).

Вычисляем отношение

$$\frac{H}{2R} = \frac{16,0}{2 \cdot 20,4} \approx 0,39.$$

Выбираем  $C_i = 0,63$  по таблице с использованием метода линейной интерполяции.

Вычисляем ветровую нагрузку (давление):

$$p_e = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i = 0,3 \cdot 1,0 \cdot 0,63 \approx 0,19 \text{ кПа}.$$

Вычисляем кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{p_e \cdot n_e + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R = \frac{0,19 \cdot 1,4 + 0,25 \cdot 1,2}{10,0 \cdot 10^{-3}} \cdot 20,4 \approx 1,2 \text{ МПа}..$$

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле (24)

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left( \frac{\delta_{\text{ср}}}{R} \right)^{\frac{3}{2}},$$

где  $H$  – геометрическая высота стенки резервуара, м.

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{20,4}{16,0} \cdot \left( \frac{10,0 \cdot 10^{-3}}{20,4} \right)^{\frac{3}{2}} \approx 1,6 \text{ МПа}.$$

Если по результатам расчёта условие устойчивости не выполняется, то значения номинальной толщины стенки для соответствующих поясов стенки резервуара должны быть увеличены.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Каково назначение нефтебаз?
2. Как классифицируются нефтебазы по оперативной деятельности?
3. Как классифицируются нефтебазы по противопожарным требованиям?
4. Какие операции проводятся на нефтебазах?
5. Назовите основные операции, проводимые на нефтебазах
6. Назовите вспомогательные операции, проводимые на нефтебазах
7. Назовите зоны нефтебаз
8. Как размещаются по зонам различные объекты нефтебаз?

9. Что такое генеральный план нефтебазы?
10. Какие требования необходимо учесть при разработке генеральных планов нефтебаз?
11. Что такое технологическая схема нефтебазы?
12. Что такое технологический план нефтебазы?
13. Каково назначение резервуарных парков нефтебаз? ПС?
14. Каково назначение резервуаров?
15. Как классифицируются резервуары по номенклатуре?
16. Как классифицируются резервуары по материалу?
17. Как классифицируются резервуары по форме?
18. Как классифицируются резервуары по схеме установки?
19. Как классифицируются резервуары по вместимости?
20. Дайте характеристику резервуарам вертикальным стальным (РВС) со стационарной крышей.
21. Дайте характеристику резервуарам вертикальным стальным с плавающей крышей.
22. Дайте характеристику резервуарам вертикальным стальным с понтоном.
23. Дайте характеристику горизонтальным резервуарам.
24. Дайте характеристику шаровым резервуарам.
25. Дайте характеристику каплевидным резервуарам.
26. Дайте характеристику железобетонным резервуарам.
27. Дайте характеристику подводным резервуарам.
28. Дайте характеристику резинотканевым резервуарам.
29. Дайте характеристику подземным хранилищам в отложениях каменной соли.
30. Дайте характеристику подземным шахтным хранилищам.
31. Дайте характеристику подземным льдогрунтовыми хранилищам.
32. Дайте характеристику нормальным фундаментам под резервуары.
33. Назначение, принцип действия и конструкция дыхательных клапанов.
34. Назначение, принцип действия и конструкция предохранительных клапанов.
35. Назначение, принцип действия и конструкция уровнемеров.
36. Назначение, принцип действия и конструкция пробоотборников.
37. Назначение, принцип действия и конструкция люков.
38. Назначение, принцип действия и конструкция приёмо-раздаточных патрубков.
39. Назначение, принцип действия и конструкция хлопушек.
40. Назначение, принцип действия и конструкция пеногенераторов.
41. Назначение, принцип действия и конструкция сифонных водоспускных кранов.
42. Назначение и конструкция лестниц.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 26098-84. Нефтепродукты. Термины и определения. – М. : Изд-во стандартов, 2003. – 88 с.
2. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. – М. : Изд-во стандартов, 1991. – 35 с.
3. ГОСТ 20772-81. Устройства присоединительные для технических средств заправки, перекачки, слива-налива, транспортирования и хранения нефти и нефтепродуктов. Типы. Основные параметры и размеры. Общие технические требования. – М. : Изд-во стандартов, 1989. – 19 с.
4. ГОСТ 25560-82. Устройства дыхательных цистерн для нефтепродуктов. Технические условия. – М. : Изд-во стандартов, 2010. – 16 с.
5. Ерохин, В. Г. Основы термодинамики и теплотехники : учеб. для техникумов / В. Г. Ерохин, М. Г. Маханько, П. И. Самойленко. – М. : Машиностроение, 1980. – 224 с.
6. Краснощеков, Е. А. Задачник по теплопередаче / Е. А. Краснощеков, А. С. Сукомел. – М. : Энергия, 1975. – 264 с.
7. Коршак, А. А. Нефтебазы и АЗС : учеб. пособие / А. А. Коршак, Г. Е. Корабейников, Е. М. Муфтахов. – Уфа : ООО «Дизайн-Полиграф Сервис», 2006. – 416 с.
8. Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз). ВНТП 5-95. – Минэнерго России: Волгоград, 1995. – 124 с.
9. Нефтепродукты: справочник. – М. : Химия, 1966. – 776 с.
10. Пектемиров, Г. А. Справочник инженера нефтебаз / Г. А. Пектемиров. – М. : Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 325 с.
11. Проектирование и эксплуатация нефтебаз : учеб. для вузов / С. Г. Едигаров, В. М. Михайлов, А. Д. Прохоров. – М. : Недра, 1982. – 280 с.
12. Правила технической эксплуатации нефтебаз. – М. : Недра, 1986. – 168 с.
13. Ривкин, С. Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: справочник / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.