



Открытое акционерное общество
"Акционерная компания по транспорту нефти "Транснефть"



НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ ОБЪЕМОМ 1000-50000 м³

РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04

СОГЛАСОВАНО СОГЛАСОВАНО СОГЛАСОВАНО

Госгортехнадзор
России

ГУГПС МЧС России

ОАО ВНИИСТ

Письмо № 10-03/239

Письмо № 18/5/723

Письмо № 500-1925

от "04" марта 2004 г.

от "23" марта 2004 г.

от "19" февраля 2004 г.

Руководящий документ "Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³" (далее по тексту РД):

РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ на стальные вертикальные резервуары предназначенные для хранения нефти, входящие в систему ОАО "АК "Транснефть";

ПРЕДНАЗНАЧЕН для специалистов организаций, проектирующих стальные вертикальные резервуары, входящие в систему ОАО "АК "Транснефть";

РАЗРАБОТАН коллективом авторов ОАО "АК "Транснефть" и ОАО "Гипротрубопровод" в составе:



ОАО "Транснефть" "АК к.т.н. Лисин Ю.В. Демин А.М., к.т.н. Сайфутдинов М.И., Ильин Е.Г., Алексейчук И.В.

ОАО "Гипротрубопровод" Скrepнюк А.Б., к.т.н. Гадельшин Р.З., Жук М.Н., Добрый В.Д., Скорнякова Г.Д., Панюхин В.И., Леоненко В.Г., Зайцев Л.А., Насонов О.Н.

СОГЛАСОВАН с Госгортехнадзором России, письмо № 10-03/239 от 04.03.2004г., с ГУГПС МЧС России письмо № 18/5/723 от 23.03.2004 г., с ОАО "ВНИИСТ" письмо № 500-1925 от 19.02.2004 г.

ВНЕСЕНЫ Изменения, утвержденные Первым вице-президентом ОАО «АК «Транснефть» Калининым В.В. 30.12.2005 г. и 15.06.2007 г.

РД определяет единые требования к конструкциям, материалам и оборудованию при проектировании стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³.

СОДЕРЖАНИЕ

[1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ](#)

[1.1 Назначение и область применения норм](#)

[1.2 Термины, определения и принятые сокращения](#)

[1.3 Общие требования к организации работ по проектированию резервуаров](#)

[1.4 Состав проектно-сметной документации на строительство, техническое перевооружение, реконструкцию и капитальный ремонт резервуаров](#)

[1.5 Требования к разработке проектов на капитальный ремонт \(реконструкцию\) резервуаров.](#)



1.6 Параметры, определяющие классы, типы и конструктивное исполнение резервуаров

1.7 Критерии выбора резервуара при проектировании в зависимости от условий работы

2 ТРЕБОВАНИЯ К СТАЛЬНЫМ КОНСТРУКЦИЯМ РЕЗЕРВУАРОВ

2.1 Общие положения

2.2 Расчетные температуры

2.3 Требования к конструкции резервуаров

2.4 Требования к стационарным крышам

2.5 Требования к плавающим крышам

2.6 Требования к понтонам

2.7 Требования к изготовлению конструкций резервуаров

2.8 Требования к монтажу металлоконструкций

2.9 Требования к антикоррозионной защите

2.10 Требования к качеству изготовления и монтажа резервуаров

2.11 Требования к составу рабочих чертежей КМ резервуара:

2.12 Требования к гидравлическому испытанию резервуара

3 ОСНОВАНИЯ И ФУНДАМЕНТЫ

4 РЕЗЕРВУАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

4.1 Общие положения

4.2 Установка оборудования на резервуарах

4.3 Размещение оборудования в защитном обваловании резервуара



[4.4. Технические решения по обеспечению промышленной безопасности](#)

[5 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ ДЛЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ](#)

[5.1 Общие требования к материалам](#)

[5.2 Химический состав и свариваемость](#)

[5.3 Сортамент листов](#)

[5.4 Материал болтов и гаек, фасонного проката](#)

[5.5 Требования к ударной вязкости](#)

[5.6 Условия приемки](#)

[5.7 Требования, указываемые в заказе на изготовление проката](#)

[5.8 Требования к сварочным материалам](#)

[6 КОМПОНОВКА РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ](#)

[6.1 Общие положения](#)

[6.2 Компоновка резервуарного парка](#)

[6.3 Требования к технологическим трубопроводам](#)

[6.4 Пожаротушение резервуаров](#)

[6.5 Система производственной канализации](#)

[6.6 Электрохимическая защита от коррозии](#)

[Приложение А Форма бланка заказа для проектирования резервуара](#)

[Приложение Б Проектировочный расчет конструктивных элементов резервуара](#)

[Приложение В Особенности проектирования резервуаров для хранения нефтепродуктов](#)



[Приложение Г Разделы и пункты Норм проектирования, применяемые при разработке марок основных комплектов чертежей](#)

[Приложение Д Перечень нормативных документов, на которые имеются ссылки в настоящих Нормах](#)

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Назначение и область применения норм

1.1.1 Настоящие нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для нефти объемом 1000-50000 м³ (далее Нормы) предназначены для проектирования резервуаров и резервуарных парков ОАО АК "Транснефть".

Нормы устанавливают технические требования к конструкции, материалам, изготовлению и монтажу, оборудованию стальных вертикальных цилиндрических резервуаров (далее резервуаров) для приема, откачки и хранения товарной нефти по [ГОСТ Р 51858-2002](#) на объектах магистральных нефтепроводов и нефтебаз ОАО "АК "Транснефть", а также требования к обустройству резервуарных парков.

1.1.2 Настоящие Нормы распространяются на вновь строящиеся и реконструируемые с полной заменой металлоконструкций резервуары объемом по строительному номиналу от 1000 до 50000 м³ и резервуарные парки.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

1.1.3 При разработке проектов капитального ремонта (реконструкции с частичной, или полной заменой металлоконструкций) резервуаров должны быть учтены требования [п. 1.2](#), [п. 1.3.3](#), [п. 1.3.5](#), [п. 1.4.2](#), [п. 1.4.4](#), [п. 1.5](#), [п. 1.6.3](#), [п. 1.7.4](#), [п. 2.1.3](#), [п. 2.3.2.7](#), [табл. 2.11](#). Исключить - [п. 1.5.2](#), [п. 1.5.3](#), кроме столбца 4 и 6 таблицы 1.1, [п. 1.5.4](#), [п. 1.5.5](#), [п. 1.5.6](#);

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



1.1.4 Нормы обязательны для исполнения всеми организациями при проектировании, изготовлении, монтаже, капитальном ремонте, пусконаладочных работах и экспертизе промышленной безопасности резервуаров и резервуарных парков ОАО "АК "Транснефть".

1.1.5 Проектирование резервуаров объемом по строительному номиналу более 50000 м³ выполняется по индивидуальным техническим условиям с учетом требований настоящих Норм.

1.1.6 Настоящие Нормы не распространяются:

на резервуары с рабочим избыточным давлением свыше 2,0 кПа и рабочим вакуумом более 0,25 кПа;

на резервуары, предназначенные для приема, откачки и хранения товарной нефти с температурой свыше 50 °С.

1.2 Термины, определения и принятые сокращения

1.2.1 В настоящих Нормах приняты следующие термины и сокращения:

- заказчик - дочерняя организация ОАО АК "Транснефть";
- проектировщик - проектная организация, выполняющая работы по разработке проектно-сметной документации, в соответствии с заданием заказчика на проектирование;
- технологический резервуар - емкость, предназначенная для приема, хранения, откачки и измерения объема нефти;
- резервуар для аварийного приема (сброса) нефти - емкость, предназначенная для приема нефти при срабатывании предохранительных клапанов и задвижки на байпасной линии предохранительных клапанов, при ошибочных действиях персонала, а также при закрытии задвижек трубопроводов резервуарного парка в случае достижения в резервуарах максимального аварийного уровня;
- резервуарный парк - группа (группы) резервуаров, размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой;



- ветровое кольцо жесткости на резервуарах РВСПК - металлическая конструкция, предназначенная для сохранения цилиндрической формы корпуса резервуара, придания ему жесткости с целью противодействия ветровой нагрузке и располагаемая на последнем (верхнем) поясе стенки резервуара;

- периферийные листы днища - элементы днища, резервуара, на которые опирается и крепится стенка;

- окрайка - часть днища резервуара, на которую опирается стенка, которая состоит из краевых листов сваренных встык на оставшейся подкладке;

- объем по строительному номиналу $V_{стр}$ - объем, определяемый высотой стенки и диаметром резервуара;

- цикличность нагружения резервуара - количество случаев увеличения уровня разлива в резервуаре в течение года свыше:

$$0,2, \quad \frac{(h_{нач} - h_{кон})}{H}^3 \quad (1)$$

где $h_{нач}$ - начальный уровень разлива,

$h_{кон}$ - конечный уровень разлива,

H - высота стенки резервуара;

- АСКП - автоматическая система комплексного пожаротушения;

- АСПТ- автоматическая система подслоного пожаротушения;

- КМ - конструкции металлические;

- ПСД - проектно-сметная документация;

- ППР - проект производства работ;

- РВС - резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей;

- РВСП - резервуар вертикальный стальной со стационарной стальной крышей и алюминиевым понтоном;

- РВСПА - резервуар вертикальный стальной с алюминиевым понтоном и со стационарной алюминиевой купольной крышей;



- РВСПК - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

- НТД - нормативно-техническая документация.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

1.2.2 Используемые в настоящих Нормах определения «Минимально допустимый уровень», «Максимально допустимый уровень», «Максимальный аварийный уровень», «Нормативный уровень нижний», «Нормативный уровень верхний», приняты согласно «Регламента расчета полезной емкости, емкости для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки».

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

1.3 Общие требования к организации работ по проектированию резервуаров

1.3.1 Проектировщик осуществляет разработку ПСД на строительство резервуаров в соответствии с заданием Заказчика на проектирование и на основании настоящих Норм.

1.3.2 На строительство резервуара Заказчик выдает задание на проектирование, а также бланк заказа, в котором должны быть отражены условия эксплуатации и конструктивные данные резервуара. Форма бланка приведена в [приложении А](#) настоящих Норм.

1.3.3 Для разработки ПСД на капитальный ремонт и реконструкцию резервуаров Заказчик должен представить проектировщику задание на проектирование, дефектную ведомость, "Заключение по результатам полного диагностического обследования резервуара". Состав и содержание "Заключения по результатам полного диагностического обследования резервуара" должно соответствовать Регламентам и требованиям нормативно-технической документации ОАО "АК "Транснефть".

В дефектной ведомости должны быть указаны все отклонения от проекта и непроектные элементы, смонтированные на стенке и других конструкциях резервуара. Дефектная ведомость является неотъемлемой частью задания на проектирование и выдается вместе с ним.



1.3.4 При проектировании резервуаров должны соблюдаться настоящие Нормы и требования законодательных актов, нормативных документов и Регламентов, действующих в ОАО "АК "Транснефть".

Технические условия на оборудование, устанавливаемое на резервуары, должны быть согласованы ОАО "АК "Транснефть".

1.3.5 Архитектурно-строительные решения и решения по технической эстетике резервуаров, резервуарных парков должны соответствовать "Ведомственным унифицированным архитектурно-строительным решениям зданий и сооружений НПС и резервуарных парков ОАО "АК "Транснефть".

1.4 Состав проектно-сметной документации на строительство, техническое перевооружение, реконструкцию и капитальный ремонт резервуаров

1.4.1 ПСД должна разрабатываться и оформляться в соответствии с требованиями государственных стандартов Системы проектной документации для строительства.

1.4.2 ПСД на строительство резервуара или резервуарного парка, техническое перевооружение, реконструкцию и капитальный ремонт резервуара должна включать в себя следующие разделы:

- пояснительная записка;
- проект организации строительства;
- сметная документация;
- заказные спецификации по разделам проекта;
- охрана окружающей среды и промышленная безопасность;
- рабочая документация, представляемая в следующем составе: генеральный план, конструкции металлические, архитектурно-строительные решения, технологическое оборудование, технологические трубопроводы, пожаротушение, пожарная



сигнализация, силовое электрооборудование и молниезащита, автоматизация технологических процессов, электрохимическая защита, наружная канализация, антикоррозионные покрытия для защиты внутренних и наружных поверхностей резервуаров.

Для проведения конкурсных торгов по выбору подрядчика разрабатывается техническая часть тендерной документации.

1.4.3 ПСД на строительство резервуаров, резервуарных парков, техническое перевооружение и реконструкцию резервуаров подлежит экспертизе в порядке установленном Регламентами ОАО "АК "Транснефть".

1.4.4 Проект производства работ на сборку и сварку металлоконструкций резервуара должен разрабатываться в соответствии с рабочим проектом только специализированной проектной организацией в соответствии с требованиями "Регламента разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов". На остальные виды работ разработку ППР выполняет подрядная организация, ППР утверждается главным инженером подрядной организации и согласовывается главным инженером ОАО МН.

Проект производства работ на сборку и сварку металлоконструкций резервуара должен быть согласован Проектировщиком.

1.4.5 Перечень пунктов настоящих Норм, требования которых должны быть отражены в разделах разрабатываемой ПСД, приведены в приложении Г настоящих Норм.

1.5 Требования к разработке проектов на капитальный ремонт (реконструкцию) резервуаров.

Проектные технические решения по капитальному ремонту (реконструкции) резервуаров принимаются в соответствии с разделом 4 РД «Руководство по ремонту...».

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



1.6 Параметры, определяющие классы, типы и конструктивное исполнение резервуаров

1.6.1 Все вновь строящиеся резервуары должны быть отнесены к I классу ответственности (опасности) согласно [ПБ 03-605-03](#) (к I повышенному уровню ответственности по [ГОСТ 27751-88](#)). Цикличность нагружения резервуара, рассчитанная в соответствии с п. [1.2.1](#), должна приниматься не более чем в 350 циклов в 1 год.

1.6.2 Резервуары объемом по строительному номиналу 5000 м³ и более должны быть изготовлены и смонтированы методом листовой сборки.

Резервуары объемом по строительному номиналу до 3000 м³ включительно могут быть изготовлены и смонтированы как листовым методом, так и методом рулонирования.

1.6.3 При проектировании должны применяться резервуары следующих типов: резервуары со стационарной крышей без понтона (РВС); резервуары со стационарной крышей и понтоном (РВСП); резервуары с плавающей крышей (РВСПК).

1.6.4 Параметры резервуаров представлены в таблицах 1.2 - 1.4.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 1.2 - Геометрические параметры, объем по строительному номиналу и полезной емкости в метрах кубических и в тоннах для резервуаров типа РВС

РВС	Æ, м	Н стенки, м	Строительный объем м ³	Проектная полезная емкость ¹ , м ³
1000	10,4	11,92	1018	957
2000	15,2	11,92	2157	2045



3000	18,9	11,92	3344	3161
5000	22,8	11,94	4875	4620
10000	34,2	11,94	10968	10077
20000	45,6	11,94	19500	17915
30000	45,6	17,91	29249	27371
Примечания - ¹ Расчетные параметры должны быть уточнены при проектировании.				

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 1.3 - Геометрические параметры, объем по строительному номиналу и полезной емкости в метрах кубических и в тоннах для резервуаров типа РВСП

РВСП	Д, м	Н стенки, м	Строительный объем м ³	Проектная полезная емкость ¹ , м ³
3000	18,9	11,92	3344	2642
5000	22,8	11,94	4875	4002
10000	34,2	11,94	10968	8814
20000	45,6	11,94	19500	15833
30000	45,6	17,91	29249	24840



Примечания - ¹ Расчетные параметры должны быть уточнены при проектировании.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 1.4 - Геометрические параметры, объем по строительному номиналу и полезной емкости в метрах кубических и в тоннах для резервуаров типа РВСПК

РВСПК	Æ, м	Н стенки, м	Строительный объем	Проектная полезная емкость ¹ , м ³
30000	45,6	17,91	29250	24840
50000	60,7	18,1	52377	не менее 43956
Примечания - ¹ Расчетные параметры должны быть уточнены при проектировании.				

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

1.6.5 Конструктивное исполнение резервуара и его элементов для каждого типа резервуара должно соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.5.

1.7 Критерии выбора резервуара при проектировании в зависимости от условий работы

1.7.1 Основными критериями при выборе типа и конструктивного исполнения резервуаров являются характеристики хранимой нефти (давление насыщенных паров, содержание серы и сероводорода, плотность), технологическое назначение резервуара (технологические емкости, резервуары-сборники системы сброса волны давления).

1.7.2 При давлении насыщенных паров хранимой нефти менее 26,6 кПа (200 мм рт.ст.) применять резервуары типа РВС.



При давлении насыщенных паров хранимой нефти от 26,6 кПа (200 мм рт.ст.) и до 66,7 кПа (500 мм рт.ст.) применять резервуары типа РВСП, РВСПК.

1.7.3 Для хранения нефти с содержанием серы свыше 1,8 % использовать резервуары типа РВСП или РВСПК независимо от давления насыщенных паров нефти.

1.7.4 При строительстве новых резервуаров или реконструкции существующих в действующем резервуарном парке, высота стенки вновь возводимых резервуаров не должна превышать высоту существующих, находящихся в одной технологической группе, за исключением случаев если перспективными планами строительства (реконструкции) не предусмотрена их замена на новые с увеличенной высотой стенки (взлива). Абсолютные отметки днищ резервуаров, эксплуатируемых в одной группе, должны быть одинаковыми.

1.7.5. В целях защиты резервуаров от перелива и защиты технологических трубопроводов и арматуры от превышения давления сброс нефти должен быть предусмотрен по отдельному трубопроводу в два отдельных резервуара из расчета максимальной производительности трубопровода за 1 час. Трубопровод сброса нефти от предохранительных клапанов вводить в резервуар через крышу и прикреплять к днищу резервуара. На трубопроводе, предназначенном для аварийного сброса нефти, запрещается установка запорной арматуры.

Установка понтонов в резервуарах, предназначенных для аварийного сброса нефти запрещается.

(Введен дополнительно, Изм. 2005 г.)

Таблица 1.5 - Конструктивное исполнение резервуаров

Тип резервуара	Обозначение резервуара (категория)	Днище		Стенка		Крыша	
		Полистовое	Рулонная	Полистовая	Сферическая	Конусная	



РВС	1000 (А, Б)	+	+	-	+	+
	2000 (А, Б)	+	+	-	+	+
	3000 (А, Б)	+	+	-	+	+
	5000 (А, Б)	+	-	+	+	+
	10000 (А, Б)	+	-	+	+	-
	20000 (А, Б)	+	-	+	+	-
	30000 (А, Б)	+	-	+	+	-
РВСП	3000 (А, Б)	+	+	-	+	+
	5000 (А, Б)	+	-	+	+	+
	10000 (А, Б)	+	-	+	+	-
	20000 (А, Б)	+	-	+	+	-
	30000 (А, Б)	+	-	+	+	-
РВСПК	20000 (А, Б)	+	-	+	-	-
	30000 (А, Б)	+	-	+	-	-
	50000 (А, Б)	+	-	+	-	-



2 ТРЕБОВАНИЯ К СТАЛЬНЫМ КОНСТРУКЦИЯМ РЕЗЕРВУАРОВ

2.1 Общие положения

2.1.1 Металлоконструкции резервуаров должны изготавливаться по техническим условиям, согласованным ОАО "АК "Транснефть", и отвечающим требованиям настоящих Норм.

2.1.2 Для вновь строящихся резервуаров проектные решения должны обеспечить нормативный срок их эксплуатации продолжительностью 50 лет, и межремонтный интервал - 20 лет.

2.1.3 Расчеты несущей способности конструкций резервуаров следует выполнять по методу предельных состояний, на основании правил строительной механики.

Нагрузки и воздействия на конструкции резервуара должны приниматься в соответствии с требованиями [СНиП 2.01.07-85*](#) "Нагрузки и воздействия" для района строительства резервуара и другими нормативными документами, действующими в ОАО "АК "Транснефть", также необходимо учитывать неравномерное распределение снегового покрова на кровле и сейсмичность района строительства резервуара.

2.1.4 Все конструктивные элементы резервуаров по требованиям к материалам разделяются на основные и вспомогательные. Основные конструкции резервуаров в свою очередь подразделяются на подгруппы "А" и "Б".

2.1.5 Основные конструкции резервуара подгруппы "А":

- стенка;
- люки (патрубки) стенки и их составные части (обечайки, усиливающие накладки, фланцы);
- привариваемые к стенке листы днища;



- привариваемые к стенке усиливающие накладки колец жесткости, опор и кронштейнов трубопроводов, лестниц, площадок и др.;

- опорное кольцо жесткости и каркас стационарной крыши резервуара;

- кольцо жесткости на стенке резервуара с плавающей крышей.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.1.6 Основные конструкции резервуара подгруппы "Б":

- центральная часть днища;

- настил стационарных крыш;

- понтоны и плавающие крыши.

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

2.1.8 Значения рабочего избыточного давления и вакуума в газовом пространстве, используемые при расчете резервуара на прочность и устойчивость, для каждого типа резервуаров должны быть приняты в соответствии с требованиями, приведенными в таблице 2.0.

Проектом должна быть предусмотрена дыхательная арматура, обеспечивающая величину давления и вакуума в газовом пространстве резервуара в соответствии с требованиями, приведенными в таблице 2.0.

Таблица 2.0 - Значения рабочего (расчетного) избыточного давления и вакуума в газовом пространстве резервуаров

Тип резервуара	Рабочее (расчетное) давление, кПа (мм вод. ст.)	
	избыточное	вакуум



РВС	2,0 (200)	0,25 (25)
РВСП	0,2 (20)	0,2 (20)

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.2 Расчетные температуры

2.2.1 За расчетную температуру металла основных конструкций подгруппы "А" принимать температуру воздуха наиболее холодной пятидневки для данной местности с обеспеченностью 0,98 согласно [СНиП 23-01-99](#).

2.2.2 За расчетную температуру металла основных конструкций подгруппы "Б" и вспомогательных конструкций принимать температуру воздуха наиболее холодной пятидневки для данной местности с обеспеченностью 0,92 согласно [СНиП 23-01-99](#).

2.2.3 При определении расчетной температуры металла не принимать во внимание обогрев и тепловую изоляцию резервуаров.

2.3 Требования к конструкции резервуаров

2.3.1 Требования к сварным соединениям и швам

2.3.1.1 В проекте должны быть указаны размеры сварных конструкций и сварных швов, используемых для соединения элементов резервуара.

2.3.1.2 В сварных конструкциях резервуара должны применяться стыковые, угловые, нахлесточные и тавровые соединения. Для образования вышеуказанных соединений должны применяться стыковые и угловые сварные швы.

2.3.1.3 Для стыковых швов надлежит использовать Х-образную, К-образную или V-образную разделку кромок, либо выполнять их без разделки. Разделка кромок производится в соответствии с требованиями государственных стандартов. Разделка кромок нахлесточного соединения не производится. Виды сварных



соединений, используемых для элементов резервуара, приведены в разделах [2.3-2.6](#) настоящих Норм.

2.3.1.4 Конструктивные элементы сварных соединений и швов должны отвечать требованиям государственных стандартов на применяемый вид сварки.

2.3.1.5 Сварные швы соединений должны быть герметичными, непроницаемыми и иметь значения временного сопротивления, ударной вязкости, угла загиба не менее чем нормативные значения основного металла.

2.3.1.6 Сварные швы должны быть непрерывными и выполнены за два и более прохода.

2.3.2 Требования к конструкции стенки

2.3.2.1 Для стенки использовать листы размером не менее 2,0´8,0 м, но не более 2,5´8,0 м. Для стенок резервуаров рулонной сборки использовать листы размером 1,5´6,0 м.

2.3.2.2 Стенка резервуара должна быть собрана так, чтобы внутренние поверхности листов стенки находились на одной вертикали.

2.3.2.3. Вертикальные соединения листов в прилегающих поясах стенки должны быть смещены друг относительно друга на расстояние не менее $15t$, где t - наибольшая из толщин листов прилегающих поясов.

2.3.2.4 Вертикальные и горизонтальные соединения стенки должны быть стыковыми с полным проплавлением по толщине листа. Вертикальные соединения стенки должны быть двусторонними. Нахлесточные и тавровые сварные соединения использовать для крепления к стенке верхнего уторного уголка и колец жесткости.

2.3.2.5 Расстояния между швами патрубков, усиливающих листов и швами стенки должны быть не менее: до вертикальных швов - 250 мм, до горизонтальных швов- 100 мм.

2.3.2.6 Для соединения днища со стенкой применять тавровое соединение. При толщине первого пояса 20 мм и менее использовать тавровое соединение без разделки кромок. Размер катета каждого углового шва должен быть не более 12 мм и не



менее толщины окрайки или периферийного листа днища. При толщине первого пояса более 20 мм использовать тавровое соединение с разделкой кромок. Размер катета каждого углового шва принимать согласно [ПБ 03-605-03](#).

2.3.2.7 При проектировании должен быть произведен расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость. В расчете должны быть учтены неравномерное расположение снегового покрова на крыше резервуара и сейсмичность района строительства резервуара.

2.3.2.8 Минимальные значения толщин листов должны рассчитываться для каждого пояса стенки резервуара исходя из максимально допустимого уровня разлива нефти при эксплуатации с учетом конструктивных требований. Не допускается использовать для увеличения прочности любого пояса стенки усиливающих бандажей, привариваемых или натягиваемых на стенку резервуара.

Устойчивость стенки проверяется для порожнего резервуара на совместное воздействие осевого сжатия параллельно образующей и сжатия от внешнего равномерного давления нормального к боковой поверхности стенки резервуара. Для резервуаров РВС и РВСП внешнее равномерное давление определяется от ветровой нагрузки и вакуума. Для резервуаров РВСПК ветровая нагрузка заменяется на давление внутри резервуара меньше атмосферного равное половине нормативного скоростного напора ветра. Если по результатам расчета условие устойчивости не выполняется, то значения номинальной толщины стенки для соответствующих поясов стенки резервуара должны быть увеличены до выполнения условия устойчивости.

2.3.2.9 Резервуар, в целом, должен быть рассчитан на устойчивость к опрокидыванию при действии ветровой нагрузки. Методика расчета резервуара на устойчивость к опрокидыванию приведена в приложении Б.

2.3.3 Требования к конструкции днища

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

2.3.3.2 Днища резервуаров должны иметь следующую конструкцию:



- для резервуаров объемом по строительному номиналу менее 2000 м³ - с периферийными листами, сваренными с центральной частью встык, причем периферийные листы должны иметь прямоугольную форму с одной радиусной кромкой, толщины периферийных листов и центральной части должны быть равны;

- для резервуаров объемом по строительному номиналу 2000 м³ и более - с периферийными листами в виде кольцевых сегментов (окраек), сваренных с центральной частью днища внахлест, толщина окраек определяется согласно [приложения Б](#) настоящих Норм.

2.3.3.3 Толщина центральной части днища должна быть 9 мм.

2.3.3.4. Днища резервуаров должны быть коническими с уклоном 0,01 от центра.

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

2.3.3.6 Кольцо из листов окраек 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.

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

2.3.3.8 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 сторону. При сварке наружной части окраек сварные швы следует выводить на подкладку, а ее выступающую часть - обрезать.

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



2.3.3.10 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.

2.3.3.11 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, примыкающих 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.

2.3.3.12 Все металлоконструкции, трубопроводы, оборудование, устанавливаемые в резервуаре и передающие нагрузку на днище резервуара должны опираться на днище через подкладные листы. Толщина подкладных листов должна быть не менее 5 мм. Прямоугольные в плане подкладные листы должны иметь закругленные углы радиусом 50 мм. Приварка подкладных листов к днищу осуществляется сплошным угловым швом по всему наружному контуру подкладного листа. Размеры подкладного листа должны превышать на 50 мм с каждой стороны контур опирания деталей или оборудования, привариваемого к днищу резервуара.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.3.4 Требования к конструкции кольца жесткости РВСПК

2.3.4.1 Резервуары с плавающей крышей должны иметь кольцо жесткости (ветровое кольцо), устанавливаемое на верхнем поясе стенки резервуара.

Кольцо, используемое также в качестве обслуживающей площадки, должно иметь ограждение по внешней стороне и ширину не менее 800 мм.

2.3.4.2 Кольцо жесткости должно иметь момент сопротивления не меньше значения, рассчитываемого по формуле:



$$34,31 \times D^2 \times H,$$

$$W =$$

(2)

где W - момент сопротивления кольца, мм^3 ;

D - диаметр резервуара, м;

H - геометрическая высота стенки резервуара, м.

2.3.4.3 Площадка кольца жесткости должна располагаться ниже горизонтальных участков трубопроводов охлаждения резервуара и обеспечивать сток воды для охлаждения стенки ниже уровня кольца жесткости.

2.3.4.4 Конструкция кольца жесткости должна исключать возможность накопления на нем дождевых осадков.

2.3.4.5 Сварные соединения секций кольца жесткости между собой выполнять встык с обеспечением полного провара. В горизонтальном элементе конструкции кольца жесткости предусматривать технологические отверстия между стенкой резервуара и кольцом жесткости шириной не менее 50 мм, обеспечивающие пропуск воды для орошения стенки резервуара, а также дренажа дождевой и талой воды.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.3.4.6 Не допускается установка колец жесткости на стенке для обеспечения ее проектной формы.

2.3.4.7 Установка колец жесткости в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов определяется расчетом, выполняемым специализированной организацией.

2.3.5 Требования к патрубкам, люкам и врезкам в стенку резервуара

2.3.5.1 Все патрубки и люки в стенке резервуара должны быть усилены накладками (воротниками). Диаметр накладки патрубка, предназначенного для монтажа пеноподающего устройства в верхнем поясе стенки резервуара, должен составлять 1,8 диаметра патрубка.



2.3.5.2 Ось патрубков (люков) должна быть горизонтальна и направлена по нормали к поверхности стенки резервуара.

2.3.5.3 Края отверстий, вырезанных в стенке резервуара, для установки патрубков и люков, должны быть обработаны абразивным инструментом и не иметь шероховатостей, превышающих 0,5 мм.

2.3.5.4 Химический состав и механические свойства материала накладки должны соответствовать химическому составу, механическим свойствам и группе материала по свариваемости участка стенки, к которому она приварена. Накладка должна быть завальцована в заводских условиях по радиусу того пояса стенки, на который она устанавливается.

2.3.5.5 Патрубки в стенку резервуара должны ввариваться сплошным швом с полным проплавлением стенки.

2.3.5.6 Катет сплошного углового сварного шва, крепящего накладку к стенке резервуара, принимается в соответствии с требованиями, приведенными в таблице 2.1.

2.3.5.7 Катет сплошного углового сварного шва, крепящего накладку к обечайке патрубка резервуара, принимается в соответствии с требованиями, приведенными в таблице 2.2.

2.3.5.8 Катет сплошного углового сварного шва, крепящего накладку к днищу резервуара, принимается в соответствии с требованиями, приведенными в таблице 2.3.

Таблица 2.1 - Требования к величине катета сварного шва стенки

Параметр	Значение параметра			
	9...10	11...15	16...22	23 и более
Толщина стенки в месте установки патрубка (люка), мм				
Катет углового шва, крепящего накладку к стенке резервуара, мм	1	2	3	4

2.3.5.9 Накладка должна быть снабжена контрольным отверстием с внутренней резьбой М10^{1,5} располагаемым на



горизонтальной оси патрубка или люка на расстоянии 40-50 мм от края накладки, для патрубков Ду100 и менее - 20 мм от края накладки. Пространство между накладкой патрубка (люка) и стенкой резервуара, после проведения испытания на непроницаемость сварного шва, крепящего накладку к стенке, должно быть заполнено ингибитором коррозии (ВНПП-ИС-1(Б), Тектул 122А), а отверстие заглушено резьбовой пробкой.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 2.2 - Требования к величине катета сварного шва обечайки

Параметры	Значение параметра		
	Толщина накладки, мм	9...10	11...15
Катет углового шва, крепящего накладку к обечайке патрубка, мм	8	10	12

Таблица 2.3 - Требования к величине катета сварного шва днища

Параметры	Значение параметра			
	Толщина накладки патрубков стенки, мм	9...10	11...15	16...20
Катет углового шва, крепящего накладку к днищу резервуара, мм	4	6	8	9

2.3.5.10 Конструктивное исполнение патрубков должно соответствовать, требованиям, приведенными в таблицах 2.2, 2.3. Параметры фланцев патрубков и люков-лазов в стенке должны быть приняты на условное давление не менее 0,6 МПа.

2.3.5.11 Люки-лазы в стенке резервуара должны иметь условный проход не менее 600 мм. Для овального люка-лаза с П-образной



накладкой (до днища резервуара) катет углового шва накладки к днищу, принимается в соответствии с требованиями, приведенными в таблице 2.3.

Крышки люков-лазов должны быть оборудованы механизмами для облегчения их открывания и закрывания.

2.3.5.12 Обечайки, накладки, заглушки патрубков и люков стенки должны быть изготовлены в заводских условиях, поступать на монтаж комплектно и иметь документ, подтверждающий качество. Фланец, располагаемый снаружи резервуара, к обечайке патрубка должен быть приварен в заводских условиях, а положительные результаты испытаний шва на непроницаемость должны быть подтверждены документально.

2.3.5.13 Обечайки патрубков и круглых люков должны изготавливаться из бесшовных или прямошовных труб.

Продольные швы обечаек, изготовленных вальцеванием из листа и швы обечайки овального люка-лаза, должны быть проконтролированы методом радиографирования в объеме 100 % их протяженности.

Таблица 2.4 - Тип и количество патрубков на стенке резервуаров типа РВС

Тип резервуара	ПРП	Люк-лаз 600´900	Люк-лаз Ду 600	Люк для «Диоген»	Патрубки СППТ	Патрубок для зачистки	Сифонный кран
РВС-1000	Два, Ду 250	1	1	Нет	Нет	Один, Ду 150	Один, Ду 80
РВС-2000	Два, Ду 250	1	1	Нет	Нет	Один, Ду 150	Один, Ду 80



РВС-3000	Два, Ду 300	1	1	Один, Ду 600	Два, Ду 200	Один, Ду 150	Один, Ду 80
РВС-5000	Два, Ду 500	2	1	Один, Ду 600	Два, Ду 200	Один, Ду 150	Один, Ду 80
РВС-10000	Два, Ду 500	2	1	Один, Ду 700	Три, Ду 200	Один, Ду 150	Два, Ду 80
РВС-20000	Два Ду 700	2	1	Один, Ду 700	Три, Ду 200	Один, Ду 150	Два, Ду 80
РВС-30000	Два, Ду 700	2	1	Два, Ду 700	Три, Ду 200	Один, у 150	Два, Ду 80
Примечание - Все патрубки, указанные в таблице, расположены в первом поясе стенки.							

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 2.5 - Тип и количество патрубков на стенке резервуаров типа РВСП



Тип резервуара	В первом поясе							Лк Д (60
	ПРП	Люк-лаз 600´900	Люк-лаз Ду 600	Люк для «Диоген»	Патрубки СППТ	Патрубок для зачистки	Патрубок сифонного крана	
РВСП-3000	Два, Ду 300	2	2	Один, Ду 600	Два, Ду 200	Один, Ду 150	Один, Ду 80	
РВСП-5000	Два, Ду 500	2	2	Один, Ду 600	Два, Ду 200	Один, Ду 150	Один, Ду 80	
РВСП-10000	Два, Ду 500	2	2	Один, Ду 700	Три, Ду 200	Один, Ду 150	Два, Ду 80	
РВСП-20000	Два, Ду 700	2	2	Один, Ду 700	Три, Ду 200	Один, Ду 150	Два, Ду 80	
РВСПА-20000	Два, Ду 700	2	2	Один, Ду 700	Три, Ду 200	Один, Ду 150	Два, Ду 80	
РВСП-30000	Два, Ду 700	2	2	Два, Ду 700	Три, Ду 200	Один, Ду 150	Два, Ду 80	
РВСПА-30000	Два, Ду 700	2	2	Два, Ду 700	Три, Ду 200	Один, Ду 150	Два, Ду 80	
РВСПА-50000	Четыре, Ду 700	4	0	Два, Ду 700	3	1	2	

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



Таблица 2.6 - Тип и количество патрубков на стенке резервуаров типа РВСПК

Тип резервуара	В первом поясе							
	ПРП	Люк-лаз 600 ´ 900	Люк-лаз Ду 600	Люк для «Диоген»	Патрубки СППТ	Патрубок для зачистки	Сифонный кран	Па вод
РВСПК-30000	Два, Ду 700	2	2	Два, Ду 700	3	1	2	
РВСПК-50000	Четыре, Ду 700	4	0	Два, Ду 700	3	1	2	

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 2.7 - Основные параметры патрубков в стенке резервуара

Условный проход патрубка, мм	Минимальные толщины, мм		Толщина усиливающей накладки	Минимальное расстояние от стенки до фасадной поверхности фланца, мм	Диаметр усиливающей накладки, мм	Минимал от днища
	обечайки патрубка	фланца				



80	6	21	Не менее толщины стенки резервуара	200	180	200
100	6	23		200	220	250
150	7	25		200	320	300
200	7	27		250	440	340
250	8	28		250	550	390
300	8	28		250	650	450
350	10	30		300	760	500
400	10	34		300	860	550
500	12	44		350	1060	650
600	12	45		350	-	-
700	12	47		350	-	-

2.3.6 Лестницы, площадки, переходные мостики

2.3.6.1 Для подъема на кольцевую площадку на стационарной крыше или кольцо жесткости РВСПК, резервуары должны оборудоваться стальными лестницами.

2.3.6.2 Проектом должны быть предусмотрены лестницы, в соответствии с требованиями, приведенными в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Тип и количество лестниц, используемых на резервуарах



Тип резервуар	Обозначение резервуара	Кольцевая площадка на крыше	Тоннельные лестницы		Лестница для подъема на резервуар	
			Для доступа к люк-лазам во втором поясе стенки	Для обслуживания пенокамер	Шахтная	Маршевая
РВС	1000	1	-	-	1	-
	2000	1	-	-	1	-
	3000	1	-	-	1	-
	5000	1	-	-	-	1
	10000	1	-	-	-	1
	20000	1	-	-	-	1
	30000	1	-	-	-	1



РВСП	3000	1	2	По количеству пенокамер	1	-
	5000	1	2		-	1
	10000	1	2		-	1
	20000	1	2		-	1
	30000	1	2		-	1
РВСПК	20000	-	-	-	-	1
	30000	-	-	-	-	1
	50000	-	-	-	-	1

2.3.6.3 Лестницы, площадки, переходные мостики и ограждения должны соответствовать требованиям [ГОСТ 23120](http://www.gost.ru).

2.3.6.4 Маршевые лестницы должны быть прикреплены к стенке на каждом поясе резервуара.

Шахтные лестницы должны опираться на собственный фундамент, с креплением к резервуару на уровне верхнего пояса стенки (или к верхнему элементу жесткости) и средних поясов.

Для доступа к люкам-лазам, расположенным на стенке, обслуживания пеногенераторов (пенокамер), должны использоваться вертикальные стальные лестницы тоннельного типа.

2.3.6.5 Крепление лестниц к резервуару должно обеспечивать возможность перемещения стенки при изменении уровня разлива в резервуаре, исключать возникновение дополнительных напряжений в стенке при осадке резервуара или лестницы.



2.3.6.6 Угол подъема маршевых и шахтных лестниц относительно горизонтали должен составлять не более 50° , расстояние между ступенями по вертикали - не более 250 мм, ширина лестницы - не менее 650 мм, уклон ступеней внутрь - $2...5^\circ$. Рабочая поверхность ступеней должна изготавливаться из просечно-вытяжного листа.

2.3.6.7 Лестницы тоннельного типа должны быть шириной не менее 0,6 м и оснащены, начиная с высоты 2 м, предохранительными дугами радиусом не менее 0,35 м из металлических полос, сваренных между собой. Дуги располагаются на расстоянии по вертикали не более 0,8 м друг от друга, расстояние по вертикали между ступенями лестниц не более 0,35 м.

Лестницы тоннельного типа оборудуются промежуточными площадками, установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали одна от другой.

2.3.6.8 Минимальная высотная отметка любого конструктивного элемента маршевой или тоннельной лестницы должна превышать отметку периферийной части днища на 250 мм.

Для безопасного доступа при обслуживании оборудования на кровле и стенке должны быть устроены площадки обслуживания.

2.3.6.9 Площадки обслуживания (как и площадки лестниц) должны иметь настил из просечно-вытяжного листа. При расположении площадок выше 0,75 м от поверхности земли они должны иметь перила на расстоянии 1,25 м от поверхности настила, продольные планки и бортовое ограждение высотой не менее 0,15 м, образующее с настилом зазор не более 10 мм. Расстояние между продольными планками не более 0,4 м.

2.3.6.10 В местах прохода персонала над трубопроводами, расположенными на высоте по верхней образующей 0,25 м и выше от поверхности земли, должны быть устроены переходные мостики. Если высота расположения трубопровода более 0,75 м, переходные мостики должны быть оборудованы перилами и ограждениями.



2.3.7 Конструктивные элементы, присоединяемые к стенке резервуара

2.3.7.1 Конструктивные элементы, присоединяемые к стенке резервуара, подразделяются на временные (технологические приспособления) и постоянные.

2.3.7.2 Временные конструктивные элементы служат для закрепления монтажных, сборочных приспособлений на стенке или днище при монтаже резервуара. Временные конструктивные элементы на стенке или днище должны быть удалены до гидравлических испытаний, а возникающие при этом повреждения или неровности должны быть устранены зачисткой абразивным инструментом шероховатостью не более $Rz\ 80$. Зачистка поверхности допускается на глубину, не выходящую толщину проката за пределы минусовых допусков. После зачистки данные участки проконтролировать в соответствии с требованиями [раздела 2.10](#) настоящих Норм.

2.3.7.3 Присоединение кронштейнов и других постоянных конструктивных элементов к стенке должно удовлетворять следующим требованиям:

- кронштейны, опоры должны привариваться к стенке через листовые накладки, выполненные из того же материала, что и лист стенки, к которому он приваривается;

- толщина накладки должна быть не менее толщины сечения привариваемого элемента, и не более 0,8 толщины листа стенки, к которому он приваривается. Накладка должна иметь закругленные радиусом не менее 25 мм углы, и минимальный размер не менее 100´100 мм;

- сварной шов приварки накладки к стенке должен быть сплошным по всему контуру накладки, а катет углового шва должен быть не менее толщины накладки, и не более 12 мм;

- постоянные конструктивные элементы должны располагаться не ближе 5-ти номинальных толщин стенки от оси горизонтальных швов стенки и днища резервуара, и не ближе 10-ти номинальных толщин стенки от оси вертикальных швов стенки, а также от края любого другого постоянного конструктивного элемента на стенке;

- временные конструктивные элементы должны привариваться на расстоянии более 100 мм от сварных швов стенки.



2.4 Требования к стационарным крышам

2.4.1 Требования к конструкции крыш

2.4.1.1 Для оснащения резервуаров типа РВС и РВСП должны использоваться следующие типы конструкций стационарных крыш:

- каркасная коническая крыша, состоящая из элементов каркаса и настила;

- купольная крыша, поверхность которой образована изогнутыми элементами каркаса и элементами настила.

Все крыши по периметру опираются на стенку резервуара с использованием кольцевого элемента жесткости, сечением не меньше чем у уголка 75´6.

2.4.1.2 Все элементы и узлы крыши должны быть запроектированы таким образом, чтобы максимальные напряжения в них не превышали расчетных, без учета припуска на коррозию. Каркас и узел крепления к стенке резервуара должны быть рассчитаны на прочность от воздействия расчетной нагрузки, в том числе от неравномерно расположенного снегового покрова и устойчивость. Кроме того, прочность и устойчивость конструкций крыши должны быть проверены при действии нагрузки от собственного веса крыши, определенной по максимальной толщине элементов и с учетом сейсмических нагрузок в районе строительства. Уклон образующей каркасной конической крыши должен составлять 1:6.

2.4.1.3 Сборные щитовые конические крыши, состоят из трапециевидных щитов, каждый из которых образован элементами каркаса и настила, и центрального кольца. Щиты крепятся к стенке резервуара и центральному кольцу. Минимальная номинальная толщина элементов настила должна быть не менее 4 мм. Щиты крыш свариваются между собой внахлест сверху непрерывным угловым швом. Крепление настила крыши к верху стенки должно осуществляться через кольцевой уголок жесткости с минимальным размером 75´6 мм.

2.4.1.4 Самонесущие купольные (сферические) крыши должны иметь радиус сферической поверхности от $0,8D$ до $1,5D$, где D



- диаметр резервуара. Толщина элементов стального настила должна быть не менее 4 мм.

2.4.1.5 Для исключения попадания загрязненных атмосферных осадков на стенку резервуара по периметру стационарной крыши должен быть устроен карниз для сбора и отведения атмосферных осадков в водосточные трубопроводы.

2.4.1.6 Требования к купольным алюминиевым крышам определены в РД 16.00-60.30.00-КТН-025-1-04 "Нормы проектирования купольных крыш и понтонов из алюминиевых сплавов для вертикальных стальных и железобетонных резервуаров, правила их эксплуатации" утвержденным ОАО " АК "Транснефть". Все соединения элементов и узлов стационарных крыш независимо от их конструкции и материала, из которого они изготовлены, включая соединение стенки с крышей резервуара, должны быть герметичными.

2.4.2 Требования к патрубкам, люкам и врезкам в крышу резервуара

2.4.2.1 Патрубки, люки, врезаемые в кровлю резервуара должны соответствовать следующим требованиям:

- продольная ось патрубков (люков) должна быть вертикальна;
- минимальное расстояние от фланца до поверхности крыши для патрубков составляет 150 мм, световых и монтажных люков - 300 мм;
- минимальная толщина накладки 4 мм;
- минимальный катет сварного шва, соединяющего накладку с кровлей, и патрубок с накладкой 4 мм;
- обечайки патрубков (люков) к настилу кровли не приваривать;
- патрубок (люк) на кровле должен размещаться таким образом, чтобы несущие элементы кровли при его монтаже демонтажу не подвергались.

Конструктивные параметры патрубков на кровле должны соответствовать таблице 2.9.



2.4.2.2 Фланцы патрубков на кровле резервуара должны соответствовать устанавливаемому на них оборудованию, и быть рассчитаны на условное давление не менее 0,25 МПа.

2.4.2.3 На все патрубки, расположенные на кровле резервуаров типа РВС, должны быть установлены временные заглушки, для герметизации резервуара на период проведения испытаний.

Таблица 2.9 - Конструктивные параметры патрубков (люков) на крыше

Тип резервуара	Люки				Патрубки			
	Диаметр	Кол-во	Min толщ. обечайки	Диаметр накладки	Диаметр	Кол-во	Min толщ. обечайки	Диаметр накладки
РВС 1000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	4	5	220
	Ду 500	3	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 350	2	6	760
					Ду 500	1	6	1060
РВС 2000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	6	5	220
	Ду 500	3	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 350	2	6	760
					Ду 500	1	6	1060
РВС 3000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	6	5	220
	Ду 500	3	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 300	2	6	650
					Ду 500	1	6	1060



РВС 5000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	6	5	220
	Ду 500	4	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 350	4	6	760
					Ду 500	1	6	1060
РВС 10000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	10	5	220
	Ду 500	4	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 300	4	6	650
					Ду 500	1	6	1060
РВС 20000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	12	5	220
	Ду 500	4	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 300	6	6	650
					Ду 500	1	6	1060
РВС 30000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	14	5	220
	Ду 500	4	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 300	8	6	650
					Ду 500	1	6	1060
РВСП 3000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	6	5	220
	Ду 500	3	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 300	2	6	650
					Ду 500	1	6	1060



РВСП 5000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	6	5	220
	Ду 500	3	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 350	4	6	760
					Ду 500	1	6	1060
РВСП 10000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	10	5	220
	Ду 500	4	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 300	4	6	650
					Ду 500	1	6	1060
РВСП 20000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	12	5	220
	Ду 500	4	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 300	6	6	650
					Ду 500	1	6	1060
РВСПА-20000	В соответствии с РД 16.00-60.30.00-КТН-025-1-04							
РВСП 30000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	14	5	220
	Ду 500	4	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 300	8	6	650
					Ду 500	1	6	1060
РВСПА-30000	В соответствии с РД 16.00-60.30.00-КТН-025-1-04							



РВСПА-50000	В соответствии с РД 16.00-60.30.00-КТН-025-1-04							
РВСПК 30000	Ду 150	1	5	320	Ду 100	14	5	220
	Ду 500	4	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 500	1	6	1060
РВСПК 50000	Ду 150	4	5	320	Ду 100	18	5	220
	Ду 500	74	6	1060	Ду 150	3	5	320
	Ду 600	4	6	1100	Ду 250	2	8	-
	Ду 1000	1	8	2040	Ду 500	1	6	1060
					Ду 850	1	5	1030

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.5 Требования к плавающим крышам

2.5.1 Плавающие крыши применяются в резервуарах без стационарной крыши. При расположении резервуара в III и IV районах по снеговой нагрузке отношение высоты стенки H резервуара к диаметру D должно быть менее 0,4.

2.5.2 В резервуарах для нефти следует использовать плавающие крыши двухдечного типа и разрешенные к применению ОАО "АК "Транснефть".

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

При расчете плавающей крыши на плавучесть и остойчивость необходимо дополнительно учитывать вес неравномерно расположенного снегового покрова на крыше резервуара.



При этом оборудование, размещенное на крыше или стенке резервуара не должно ограничивать перемещение плавающей крыши от минимально допустимого до максимального аварийного уровня нефти.

2.5.4 Плавучесть двухдечной крыши должна быть обеспечена при заполнении продуктом двух соседних коробов.

2.5.5 Плавающая крыша, находящаяся на стойках в ремонтном положении, и ее элементы должны быть рассчитаны на прочность, в том числе и при действии снеговой нагрузки. (Приложение снеговой нагрузки по схеме 10, Приложения 3*, [СНиП 2.01.07-85*](#)).

2.5.6 Плавающая крыша должна быть изготовлена из стали и контактировать с нефтью по всей площади своей нижней поверхности, чтобы исключить испарение нефти и образование паровоздушной смеси под ней.

2.5.7 Номинальный зазор между бортом плавающей крыши и стенкой резервуара на уровне второго пояса при сборке плавающей крыши должен составлять 275 ± 10 мм.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.5.8 Для сварки плавающих крыш могут применяться стыковые, стыковые на подкладке, нахлесточные и тавровые соединения.

Все сварные швы плавающей крыши должны быть непроницаемы и проконтролированы в соответствии с [п. 2.10](#) настоящих Норм. Каждый замкнутый отсек плавающей крыши должен быть испытан на непроницаемость внутренним давлением.

2.5.9 Высота патрубков, обечаек люков, установленных на плавающей крыше, должна быть такова, чтобы превышать уровень продукта в них при максимальном погружении на 50 мм.

2.5.10 Каждый замкнутый отсек плавающей крыши в верхней части должен быть оснащен люк-лазом Ду500 для доступа внутрь отсека для обслуживания и ремонта. Люк-лазы в процессе эксплуатации должны быть герметично закрыты для предотвращения попадания нефти и воды в отсеки.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



2.5.11 Конструкция плавающих крыш должна обеспечивать сток ливневых вод с их поверхности к водосбору и отведение в систему канализации резервуарного парка с помощью системы водоспуска.

2.5.12 Система водоспуска должна располагаться под плавающей крышей и осуществлять отведение воды с плавающей крыши самотеком.

Номинальный диаметр трубопроводов и количество трубопроводов водоспуска должен быть следующим:

для резервуаров объемом по строительному номиналу до 30000 м³ - Ду 150 мм, 1 шт;

для резервуаров объемом по строительному номиналу свыше 30000 м³ - Ду 150 мм, 2 шт.

При проектировании рабочее давление в системе водоспуска принимается равным 0,25 МПа.

В конструкции плавающих крыш должны быть предусмотрены два патрубка Ду 150 аварийного слива воды в нефть в случае отказа основных водоспусков.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.5.13 Доступ на плавающую крышу при любом уровне разлива в резервуаре должен обеспечиваться катучей лестницей. Верхний шарнир лестницы должен опираться на ферму, прикрепленную к стенке резервуара. Конструкция крепления катучей лестницы к резервуару должна обеспечивать перемещение лестницы в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Пути, по которым перемещаются колеса катучей лестницы, должны располагаться на отметке не менее 1 м от уровня плавающей крыши. Конструкция путей катучей лестницы должна исключать образование наледи.

Катучая лестница должна иметь ограждения с двух сторон и ступени, остающиеся горизонтальными при любом угле ее наклона. Колеса лестницы должны иметь подшипники качения для исключения их заклинивания. Верхняя и нижняя оси лестницы должны иметь диаметр не менее 50 мм и быть изготовлены из стали марки Ст 20 [ГОСТ 1050-74](http://www.gost.ru), при изготовлении осей из другой стали их диаметр определяется расчетом.



Катучая лестница должна быть рассчитана на вертикальную нагрузку 5 кН, приложенную в середине пролета лестницы при нахождении плавающей крыши в крайнем верхнем положении.

2.5.14 Кольцевой зазор между плавающей крышей и стенкой резервуара должен быть уплотнен затвором. Затвор плавающей крыши должен быть жесткого типа, оснащен вторичным уплотнением и скребками, исключающими попадание нефти со стенок на поверхность плавающей крыши.

2.5.15 Скользящие листы затвора должны быть изготовлены из нержавеющей стали аустенитного класса толщиной не менее 1,5 мм.

2.5.16 Износостойкость затвора должна быть такова, чтобы в течение межремонтного интервала (не менее 20 лет с установленной цикличностью) в элементах затвора не образовывались сквозные отверстия, и затвор оставался герметичным.

2.5.17 Зазор между патрубком в крыше и направляющей должен быть уплотнен затвором направляющей. Затвор направляющей должен исключать попадание нефти с направляющей на поверхность плавающей крыши.

2.5.18 Плавающие крыши должны иметь опорные стойки. Опорные стойки должны фиксировать крышу в эксплуатационном и ремонтном положениях. Прочность и устойчивость опорных стоек, а также мест их крепления к плавающей крыше, должна быть подтверждена расчетом.

2.5.19 Опорные стойки должны быть изготовлены из труб. Нижний торец стойки должен быть заглушен приваренной плоской заглушкой, шов между стойкой и заглушкой должен быть проконтролирован на непроницаемость избыточным давлением воздуха.

2.5.20 (Исключен, Изм. 2005 г.)

2.5.21 На днище резервуара, под опорными стойками плавающей крыши должны быть установлены подкладки толщиной 9 мм, приваренные к днищу резервуара сплошным угловым швом, проконтролированным в соответствии с [п. 2.10](#) настоящих Норм.



2.5.22 В эксплуатационном положении должен быть обеспечен зазор между плавающей крышей и оборудованием, расположенным под ней, не менее 100 мм. В ремонтном положении отметка нижней точки плавающей крыши должна превышать отметку окрайки днища не менее чем на 2,0 м.

2.5.23 Плавающие крыши должны иметь два люк-лаза диаметром не менее Ду 600, позволяющие осуществлять вентиляцию и доступ персонала под плавающую крышу.

2.5.24 Все части плавающей крыши, включая катучную лестницу, должны быть электрически взаимосвязаны. Электрическую связь с резервуаром осуществлять тремя гибкими многожильными изолированными медными проводниками сечением не менее 16 мм² каждый, присоединенными к крыше и стенке в трех равномерно распределенных точках. Проводники должны быть оконцованы наконечниками.

2.5.25 В резервуарах с плавающей крышей должна быть одна направляющая стойка, имеющая отверстия на высоту до 1700 мм, через которые пространство под плавающей крышей должно сообщаться с атмосферой в период заполнения и в период опорожнения резервуара. Площадь окон должна определяться, исходя из производительности заполнения-опорожнения и допустимой скорости перемещения плавающей крыши, указанной в таблицах 4.4-4.5 настоящих Норм.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.6 Требования к понтонам

2.6.1 Понтоны устанавливаются в резервуарах со стационарной крышей и они должны удовлетворять следующим требованиям:

срок службы понтонов должен быть не менее 50 лет, а межремонтный интервал - не менее межремонтного интервала конструкций резервуара;

понтоны должны быть изготовлены из негорючих электропроводных материалов;

для изготовления понтонов следует применять коррозионно-стойкие материалы.



(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.6.2 В резервуарах для нефти следует использовать металлические понтоны, разрешенные к применению ОАО "АК "Транснефть".

2.6.3 Конструкция понтона должна обеспечивать его работоспособность по всей высоте резервуара без перекосов и вращения. Номинальный зазор между бортом понтона и стенкой резервуара на уровне второго пояса должен составлять 200 ± 10 мм

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.6.4 Коэффициент запаса плавучести понтонов должен быть не менее 2,0.

Высота периферийного борта понтона в этом случае должна превышать ватерлинию не менее чем на 200 мм. Высота патрубков, обечаек люков, установленных на понтоне должна превышать уровень продукта в них при максимальном погружении понтона на 50 мм.

Расчет непотопляемости понтона при наличии пустотелых коробов (поплавков) должен производиться для случая, если два любых короба и центральная часть понтона потеряют герметичность.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.6.5 Понтон должен иметь достаточную прочность, чтобы, находясь на стойках в опорожненном резервуаре, мог выдерживать временную нагрузку от слоя воды не менее 50 мм, а также, чтобы в состоянии наплаву или на опорных стойках он мог удерживать, по крайней мере, четырех человек (4 кН), которые перемещаются в любом направлении по его поверхности. При этом понтон не должен разрушаться, а продукт не должен поступать на поверхность понтона.

2.6.6 Для сварки понтонов могут применяться стыковые, стыковые на подкладке, нахлесточные и тавровые соединения.

Все соединения понтона, подверженные непосредственному воздействию нефти или ее паров, должны быть плотными и проконтролированы на герметичность, как указано в [п. 2.10](#) настоящих Норм.



2.6.7 Кольцевой зазор между стенкой резервуара и понтоном должен быть уплотнен затвором, зазоры между патрубками и проходящими сквозь патрубки элементами должны быть также уплотнены

Затвор понтона должен быть мягким или комбинированным. Износостойкость затвора должна удовлетворять требованиям, изложенным в подразделе [2.5.16](#) настоящих норм. Конструкция затвора должна исключать попадание парафина и нефти со стенки резервуара на поверхность понтона.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.6.8 В эксплуатационном положении должен быть обеспечен зазор между нижней точкой понтона и наивысшей отметкой находящихся под понтоном металлоконструкций, оборудованием или трубопроводами не менее 100 мм. В ремонтном положении отметка нижней точки понтона должна превышать отметку крайки днища не менее чем на 2,0 м.

2.6.9 Резервуар с понтоном должен иметь одну направляющую, имеющую отверстия на высоте не более 1,2 м от днища резервуара. Количество и размер окон определяется расчетом из условий прочности направляющей стойки и пропускной способности паровоздушной смеси. Зазор между направляющей и понтоном должен быть уплотнен затвором, исключающим попадание нефти на верхнюю поверхность понтона.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.6.10 Для доступа на понтон в стенке резервуара должно быть предусмотрено два люк-лаза, расположенных диаметрально противоположно так, чтобы через них можно было осматривать и обслуживать понтон, находящийся на опорных стойках.

Понтон должен иметь по меньшей мере один люк-лаз диаметром не менее Ду 600, позволяющий осуществлять вентиляцию и доступ персонала под понтон.

В стационарной крыше резервуара с понтоном должны быть установлены смотровые люки в количестве не менее двух для осуществления визуального контроля состояния понтона и его затвора.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



2.6.11 Закрытые короба понтона, требующие визуального контроля и имеющие доступ с верхней части понтона, должны быть снабжены люками с крышками или иными устройствами для контроля за возможной потерей герметичности.

2.6.12 Все токопроводящие части понтона должны быть электрически взаимосвязаны. Электрическую связь понтона с конструкцией резервуара осуществлять с помощью трех гибких многожильных изолированных медных проводников сечением не менее 16 мм² каждый, присоединенных к понтону в трех равномерно распределенных точках. Противоположные участки проводников должны быть закреплены на обечайках световых люков на кровле резервуара. Проводники должны быть оконцованы наконечниками.

2.7 Требования к изготовлению конструкций резервуаров

2.7.1 Конструкции резервуаров, определенные п.п. [2.1.5](#), [2.1.6](#), [2.1.7](#) настоящих норм, должны быть изготовлены на специализированных предприятиях, изготавливающих металлоконструкции резервуаров, имеющих сертификат соответствия продукции, выданной органом по сертификации в системе сертификации ОАО "АК "Транснефть".

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.7.2 Заводское изготовление конструкций резервуаров по настоящим Нормам должно производиться на основании:

- утвержденных ОАО "АК "Транснефть" технических условий на изготовление и технологического процесса, обеспечивающего выполнение требований настоящих Норм;

- рабочих (деталировочных) чертежей КМД конструкций резервуаров, разработанных заводом-изготовителем в соответствии с рабочими чертежами серии КМ рабочего проекта.

2.7.3 Обязательной правке на многовалковых листопрямильных машинах подлежат листы, используемые для изготовления стенки и днища резервуара. Правка металлопроката должна проводиться способами, исключающими образование вмятин, забоин и других повреждений поверхности.



2.7.4 Продольные и поперечные кромки листовых деталей, предназначенных для изготовления стенок, окراек днищ резервуаров должны подвергаться обработке строганием или фрезерованием.

Листы центральной части днищ толщиной до 10 мм допускается резать на гильотинных ножницах без последующей обработки кромок строганием или фрезерованием.

2.7.5 Сборка конструкций должна производиться в кондукторах. При сборке конструкций не должно допускаться изменение их формы, не предусмотренное технологическим процессом, а при хранении, кантовке и транспортировании должна быть исключена возможность возникновения остаточных деформаций конструкций (искривление, смятие поверхностей, повреждение кромок и т.п.).

2.7.6 Конструкции резервуаров полистовой сборки изготавливаются в виде габаритных отправочных марок - сборочных единиц и деталей.

Линейные размеры и форма деталей должны обеспечивать собираемость конструкций с учетом заданных размеров и предельных отклонений, а также совмещение кромок деталей для выполнения предусмотренных проектом сварных соединений.

Предельные отклонения линейных размеров и формы деталей, обеспечивающие собираемость конструкций на монтаже, должны быть указаны в рабочих чертежах, но не превышать значений указанных в таблице 2.10. Предельные отклонения конструкций, не указанных в таблице 2.10 принимать по [ПБ 03-605-03](#).

Таблица 2.10 - Предельные отклонения конструкций резервуаров, монтируемых методом полистовой сборки

№	Наименование детали	Наименование параметра	Предельное отклонение, мм
---	---------------------	------------------------	---------------------------



1	Элемент стенки	Ширина	$\pm 0,5$
		Длина	$\pm 1,0$
		Радиус вальцовки (зазор между шаблоном длиной 2 м и поверхностью листа)	3,0
2	Элемент центральной части днища	Ширина	$\pm 0,5$
		Длина	$\pm 1,0$
3	Окрайка днища	Расстояние между стыковыми кромками	$\pm 2,0$
		Радиус наружной кромки (зазор между шаблоном длиной 2 м и радиусной кромкой)	3,0

2.7.7 Изготовитель должен гарантировать соответствие изготовленных конструкций рабочему проекту и требованиям настоящих Норм. Согласованные изменения проектов хранятся у Изготовителя.

2.7.8 Конструкции, имеющие брак, допущенный Изготовителем, подлежат ремонту или замене за счет Изготовителя независимо от того, на каком этапе был выявлен брак.

2.8 Требования к монтажу металлоконструкций

2.8.1 Работы по монтажу резервуаров должна осуществлять специализированная организация, имеющая соответствующую требованиям действующего законодательства лицензию на выполнение данного вида работ, имеющая сертификат соответствия продукции и услуг, выданный органом по сертификации в системе сертификации ОАО "АК "Транснефть".



Монтаж резервуара следует производить в соответствии с рабочим проектом.

Контроль качества поставляемых металлоконструкций производится на соответствие их чертежам КМ, КМД и требованиям норм и регламентов". Заказчик должен обеспечить соответствие чертежей КМ и КМД. По результатам контроля соответствия чертежей составляется акт.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.8.2 К сварочным работам допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с действующими правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства и "Дополнительными требованиями к аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, допускаемых к работам на объектах магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть".

До начала производства сварочно-монтажных работ технологический процесс сварки резервуара должен быть аттестован в порядке установленном [РД 03-615-03](#) "Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов" для обеспечения указанных в [п. 2.3.1](#) механических свойств сварного шва, а также недопущения значительных сварочных деформаций и остаточных напряжений в конструкциях резервуара.

2.8.3 Для сварки конструкций резервуаров должна применяться дуговая сварка. Выбор видов и способов сварки элементов резервуара должен осуществляться в соответствии с табл. 2.11.

2.8.4 При производстве монтажных работ запрещаются ударные воздействия на сварные конструкции резервуаров.

2.8.5 При сборке днища должна быть обеспечена сохранность основания (фундамента) и гидроизолирующего слоя резервуара от воздействия монтажных нагрузок. Перетаскивание листов днища волоком по основанию запрещается.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.8.6 Монтаж стенки резервуара при полистовой сборке должен осуществляться методом наращивания. В процессе монтажа должна быть обеспечена устойчивость стенки от ветровых и других



нагрузок путем установки расчалок и секций временных колец жесткости, служащих в качестве подмостей для сборки и сварки монтажных стыков.

2.8.7 Допускается для резервуаров объемом по строительному номиналу до 5000 м³ включительно использовать метод подрачивания при условии предотвращения потери несущей способности, обеспечения целостности основания и фундамента резервуара.

Таблица 2.11 - Виды и способы сварки металлоконструкций резервуаров

Наименование шва резервуара	Способ сварки шва в зависимости от метода сборки резервуара	
	Рулонный	Полистовой
Швы окраек днища	Механизированная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе.	
Швы центральной части днища	Механизированная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе. Автоматическая или механизированная дуговая сварка плавящимся электродом под флюсом.	
Швы центральной части днища, понтонов и плавающих крыш	Заводская: Автоматическая дуговая сварка плавящимся электродом под флюсом. Монтажная: Механизированная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе.	1. Механизированная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе от специальных источников сварочного тока, обеспечивающих управляемый перенос электродного металла.



		<p>2. Автоматическая или механизированная дуговая сварка плавящимся электродом под флюсом</p> <p>3. Механизированная дуговая сварка самозащитной порошковой проволокой.</p>
Вертикальные швы стенки	<p>Заводская:</p> <p>Автоматическая дуговая сварка плавящимся электродом под флюсом.</p> <p>Монтажная:</p> <p>1 Механизированная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе.</p> <p>2 Ручная дуговая сварка.</p>	<p>1 Механизированная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе.</p> <p>2 Механизированная дуговая сварка самозащитной порошковой проволокой.</p>
Горизонтальные швы стенки	<p>Автоматическая дуговая сварка плавящимся электродом под флюсом.</p>	<p>1 Автоматическая дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе.</p> <p>2 Механизированная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе.</p>



		3 Автоматическая дуговая сварка плавящимся электродом под флюсом.
Швы сопряжении стенки и днища	в	Механизованная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе.
Швы люков, патрубков, усиливающих листов на стенке и крыше	на	1 Механизованная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе. 2 Ручная дуговая сварка.
Швы каркаса щитов крыши при укрупнении в блоки, настила крыши		1 Механизованная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе. 2 Ручная дуговая сварка.
Швы опорных колец кровли, колец жесткости		1 Механизованная дуговая сварка плавящимся электродом в защитном газе. 2 Ручная дуговая сварка.

2.8.8 Сборка листов стенки между собой и с листами днища должна выполняться с применением сборочных приспособлений, обеспечивающих проектные зазоры и совмещение кромок, вертикальность образующих поясов стенки после выполнения сварки, отсутствие недопустимой угловатости сварных швов.

2.8.9 Детали, приваренные к поверхности резервуара, необходимые только для проведения монтажа, должны быть удалены после окончания работ, а места их установки на стенке зашлифованы так, как указано в [п. 2.3.7](#) настоящих Норм.



2.9 Требования к антикоррозионной защите

2.9.1 Защитные покрытия резервуаров для нефти, технологию подготовки защищаемой поверхности и нанесения покрытий, контроль качества работ принимать в соответствии с [РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05](#) «Правила антикоррозионной защиты резервуаров».

2.9.2. Антикоррозионная защита резервуаров РВС и РВСПК производится после завершения гидравлических испытаний.

Антикоррозионное покрытие внутренней поверхности крыши и верхнего пояса резервуаров с алюминиевым понтоном наносится до монтажа понтона и гидравлического испытания резервуара. До нанесения покрытия на внутреннюю поверхность крыши и верхнего пояса резервуара должен быть произведен контроль сварных швов согласно табл. 2.13. Антикоррозионная защита днища, внутренней поверхности 1 пояса и наружной поверхности резервуара проводится после гидравлических испытаний.

Приварка любых элементов к конструкциям резервуара при и после проведения антикоррозионных работ запрещается.»;

2.9.3. При назначении типа защитного покрытия внутренней поверхности резервуара степень агрессивного воздействия на элементы металлоконструкций в зависимости от нефти (в соответствии с классификацией по [ГОСТ Р 51858](#) к 4 классу, вид 2,3 относятся нефти с содержанием массовой доли серы свыше 3,5 %, сероводорода 20-100 ppm, метил и этилмеркаптанов в сумме 40-100 ppm) принимать по [СНиП 2.03.11-85](#), объемы и типы покрытий по табл. 2.12.

Таблица 2.12 - Объем и применяемые типы покрытий для антикоррозионной защиты внутренней поверхности резервуара



Элементы конструкций резервуара	Площадь поверхности, подлежащая защите в %, тип покрытия		
	РВС	РВСП	РВСПК
Днище			
Центральная часть и периферийные листы (окрайки)	100 %, особо усиленный для нефти 4 класса агрессивности, 100 %, усиленный для нефти 1,2,3 класса агрессивности		
Стенка			
Первый пояс на всю высоту +100 мм	100 %, особо усиленный для нефти 4 класса агрессивности, 100 %, усиленный для нефти 1,2,3 класса агрессивности		
Верхний пояс на всю высоту +100 мм	100 %, усиленный	100 %, усиленный	100 %, нормальный или усиленный
Остальная поверхность	100 %, усиленный	нет	нет
Крыша			
Настил, опорные балки, патрубки и люки	100 %, усиленный	100 %, усиленный	-



Элементы конструкций резервуара	Площадь поверхности, подлежащая защите в %, тип покрытия		
	РВС	РВСП	РВСПК
Плавающая крыша (стальной понтон)			
Нижняя поверхность, борт	-	100 %, усиленный	100 %, усиленный
Опорные стойки	-	100 %, усиленный	100 %, особо усиленный для нефти 4 класса агрессивности, 100 %, усиленный для нефти 1,2,3 класса агрессивности
Направляющие на высоту 1 метр от днища	-	100 %, особо усиленный для нефти 4 класса агрессивности, 100 %, усиленный для нефти 1,2,3 класса агрессивности	
Трубопроводы в резервуаре			
Система подслойного тушения	100 %, усиленный		
Приемо-раздаточное устройство	100 %, усиленный		



Элементы конструкций резервуара	Площадь поверхности, подлежащая защите в %, тип покрытия		
	РВС	РВСП	РВСПК
Трубопроводы системы водоспуска	-	-	100 %, усиленный
Пенокамеры	-	100 %, усиленный	100 %, нормальный или усиленный

2.9.4. При назначении типа защитного покрытия наружной поверхности резервуара следует учитывать степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций, находящиеся на открытом воздухе, в зависимости от температурно-влажностных характеристик окружающего воздуха и концентраций содержащихся в атмосфере воздуха коррозионно-активных газов в соответствии со [СНиП 2.03.11-85](#).

2.9.5 На наружную поверхность стенки резервуара должны быть нанесены логотипы и фирменный знак ОАО «АК «Транснефть», надписи «Огнеопасно» и номер резервуара в соответствии с методическими рекомендациями «Фирменный стиль ОАО «АК «Транснефть»».

Раздел 2.9 (Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.10 Требования к качеству изготовления и монтажа резервуаров

2.10.1 При монтаже резервуаров должен проводиться входной контроль металлоконструкций, геодезический контроль, пооперационный контроль, разрушающий и неразрушающий контроль сварных соединений на предмет соответствия настоящим Нормам.



2.10.2 К моменту окончания работ по монтажу резервуара, до проведения гидравлических испытаний, сварные швы и участки металлоконструкций резервуара должны быть проконтролированы в объеме, предусмотренном таблицей 2.13, а резервуар в целом - в объеме предусмотренном таблицами 2.15, 2.16, 2.17, 2.18 настоящих Норм.

Таблица 2.13 - Объем контроля сварных соединений и металлоконструкций резервуаров

Зона контроля	Метод контроля и протяженность контролируемых зон, % от			
	Визуально-измерительный	Вакуумирование	Радиографирование	Ультразвук
Днище				
Швы днища, накладок и пластин с днищем	100%	100%	-	-
Швы днища на расстоянии 250 мм от наружной кромки	100%	100%	100%	-
Стенка				
Вертикальные швы 1-2 поясов	100%	-	100%	100%
Вертикальные швы остальных поясов	100%	-	-	100%



Горизонтальные швы поясов	100%	-	-	100%
Шов между патрубком и стенкой	100%	100% (мел-керосин)	-	-
Шов между воротником патрубка (люка) и первым поясом стенки	100%	-	-	-
Шов между воротником патрубка (люка) и стенкой	100%	-	-	-
Места удаления сборочных приспособлений	100%	-	-	-
Шов стенки с днищем	100%	100%	-	-
Кровля				
Радиальные швы опорного кольца	100%	-	-	100%
Швы настила кровли, щитов кровли	100%	100%	-	-



Шов патрубка с кровлей	100%	100%	-	-
Плавающая крыша (стальной понтон)				
Швы коробов (отсеков) и заглушек стоек	100%	-	-	-
Швы центральной части	100%	100%	-	-
Швы патрубков с крышей	100%	100%	-	-
Алюминиевый понтон				
Клеммные соединения полос настила	100%	100%	-	-
стыки периферийной юбки	100%	100%	-	-
Примечание - Участок уторного шва с наружной стороны резервуара к участку шва с внутренней стороны резервуара. Герметичность 100% протяж. алюминиевого понтона контролируется после монтажа понтона в резервуаре пр				

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.10.3 Визуальному контролю должны подвергаться все сварные соединения резервуара по всей их протяженности.



2.10.4 По внешнему виду сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- по форме и геометрическим размерам швы должны соответствовать требованиям проекта и настоящих норм;
- швы должны иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (высота заусенец или глубина впадин не более 1 мм);
- металл шва должен иметь плавный переход к основному металлу;
- швы не должны иметь недопустимых внешних дефектов (трещин всех видов и направлений, несплавлений, наплывов, грубой чешуйчатости, пористости, прожогов, свищей, незаваренных кратеров).

2.10.5 Не допускаются подрезы основного металла длиной, превышающей 10% длины шва, глубиной более величин, указанных в таблице 2.14, причем под длиной шва следует понимать длину в пределах отдельного листа.

2.10.6 Смещение свариваемых кромок относительно друг друга для стыковых соединений из деталей одной толщины допускается не более:

- для деталей толщиной до 10 мм - 1,0 мм;
- для деталей толщиной более 10 мм - 10% толщины, но не более 3 мм.

2.10.7 Выпуклость, вогнутость, углового шва не должна превышать более чем на 20% величину катета шва. Уменьшение катета углового шва допускается не более 1,0 мм. Увеличение катета углового шва допускается не более 1,0 мм для катетов до 5 мм и не более 2,0 мм для катетов свыше 5 мм.

2.10.8 Радиографический контроль выполняется в соответствии с требованиями [ГОСТ 7512](#). Снимки должны иметь длину не менее 240 мм, а ширину - согласно [ГОСТ 7512](#). Чувствительность снимков должна соответствовать 3 классу по [ГОСТ 7512](#).

2.10.9 Квалификация дефектоскопистов при радиографическом контроле должна быть не ниже 4-го разряда. Просмотр и расшифровка рентгеновских пленок должны производиться



специалистом не ниже II-го уровня по ИСО 9712. Оценка внутренних дефектов сварных швов при радиографическом контроле должна производиться по [ГОСТ 23055](http://www.complexdoc.ru/standards/gost_23055) и должна соответствовать 4 классу. Допускаемые виды и размеры дефектов в сварных соединениях регламентируются [ГОСТ 23055](http://www.complexdoc.ru/standards/gost_23055).

Таблица 2.14 - Допускаемая величина подреза сварных швов

Характеристика сварного соединения	Допускаемая величина подреза
Вертикальные швы стенки, швы стенки с днищем	не более 0,2 мм
Горизонтальные соединения стенки	5% толщины, но не более 0,3 мм
Прочие соединения	5% толщины, но не более 0,5 мм

2.10.11 При контроле пересечений швов рентгеновские пленки (не менее двух пленок на каждое пересечение) должны обеспечивать контроль примыкающих участков горизонтальных и вертикальных швов на расстояние не менее 120 мм в каждую сторону.

2.10.12 Ультразвуковая дефектоскопия должна проводиться в соответствии с требованиями [ГОСТ 14782](http://www.complexdoc.ru/standards/gost_14782). Квалификация дефектоскопистов при ультразвуковом контроле должна быть не ниже II-го уровня по ИСО 9712.

2.10.14 Отклонения размеров основания (фундамента) вновь сооружаемого резервуара, должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 2.15.

2.10.15 Отклонения формы и размеров металлоконструкций вновь сооружаемого резервуара в целом, выявленные при пооперационном контроле, должны соответствовать значениям, приведенным в таблицах 2.16-2.18.



2.10.16 Контроль качества сварных швов резервуаров производится с применением ультразвуковых измерительных установок (типа "Сканер" или LSP).

Таблица 2.15 - Допускаемые отклонения формы и размеров оснований и фундаментов вновь сооружаемых резервуаров

Наименование параметров	Предельное отклонение при диаметре резервуара, мм		
	До 12 м	Св. 12 м до 23 м	Свыше 23 м
Отметка центра основания	-15	-20	-25
Разность отметок поверхности периметра грунтового основания в зоне расположения стенки:			
- смежных точек через каждые 6 м	6	-	-
- любых других точек	12	-	-
Разность отметок поверхности кольцевого фундамента в зоне расположения стенки:			
- смежных точек через каждые 6 м	8		
- любых других точек	12		
Наружный диаметр кольцевого фундамента, восемь измерений	±20	±30	±40



Отклонение отметки любой точки на поверхности основания от проектной	5	10	15
--	---	----	----

Таблица 2.16 - Допускаемые отклонения формы и размеров днища, стационарной, плавающей крыши и понтона вновь сооружаемого резервуара

Наименование параметров	Предельное отклонение при диаметре резервуара, мм		
	До 12 м	Св. 12 м до 23 м	Свыше 23 м
Днище резервуара			
Местные неровности (хлопуны) днища:			
- максимальная площадь	2 м ²	3 м ²	4 м ²
- максимальная высота (глубина)	20	25	30
Местные отклонения от проектной формы в зонах радиальных монтажных сварных швов кольца окраек (угловатость)	±3		
Подъем окраек в зоне сопряжения с центральной частью днища	30	40	50
Разность отметок наружного контура днища на незаполненном резервуаре:			



- соседних точек, расположенных на расстоянии 6 м по периметру стенки	10	15	15
- любых других точек	20	25	25
Разность отметок наружного контура днища на заполненном резервуаре:			
- соседних точек, расположенных на расстоянии 6 м по периметру стенки	20	25	25
- любых других точек	30	35	35
Стационарная крыша			
Разность отметок смежных узлов верха радиальных балок и ферм на опорах	20		
Понтон или плавающая крыша			
Разность отметок верхней кромки наружного кольцевого листа:			
- соседних точек, расположенных на расстоянии 6 м по периметру кольцевого листа	20		
- любых других точек	30		
Отклонение наружного кольцевого листа от вертикали на высоту листа (измерения проводить через каждые 6 м по периметру понтона (плавающей крыши))	± 10		



Отклонение направляющих от вертикали на всю высоту направляющих (измерения проводить в двух взаимоперпендикулярных сечениях)	$1/1000 \cdot H$ где H - высота направляющей
Отклонение от проектного величины зазора между верхней кромкой наружного борта и стенкой резервуара (измерения через каждые 3 м по периметру понтона, плавающей крыши при нахождении их на стойках)	10
Отклонение зазора между направляющей и патрубком в понтоне, коробе плавающей крыши от проектного	15
Отклонение опорных стоек от вертикали на всю высоту	20
Величина прогиба хлопуна настила короба плавающей крыши допускается не более 15 мм на длине 2.5 метра	

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 2.17 - Допускаемые отклонения формы и размеров стенки вновь сооружаемого резервуара методом листовой сборки

Наименование параметров	Предельное отклонение при диаметре резервуара, мм	
	до 25 м	свыше 25 м



Внутренний диаметр (измерять шесть диаметров с шагом 30 градусов):		
- на высоте 300 мм от днища	±37	±50
- на любой другой высоте	±110	±150
Высота стенки:		
- высота стенки до 12 м включительно	±20	
- высота стенки свыше 12 м до 18 м	±30	
Отклонение от вертикали верха стенки относительно ее низа	1/200 проектной высоты стенки	
Отклонение от вертикали каждого листа любого пояса на расстоянии 50 мм от его верха	1/200 вертикального расстояния от окрайки днища до контролируемого пояса стенки	
Местные отклонения от проектной формы в вертикальном направлении (зазор между стенкой и установленной вертикально линейкой длиной 1 м, прижатой к стенке)	14	12
Местные отклонения от проектной формы в горизонтальном направлении (зазор между стенкой и горизонтально установленным шаблоном длиной 1 м, выполненным по проектному радиусу стенки)	14	12



Таблица 2.18 - Допускаемые отклонения формы и размеров стенки вновь сооружаемого резервуара методом рулонной сборки

Наименование параметров	Предельное отклонение для диаметра менее 20 м, мм
Внутренний диаметр (измерять шесть диаметров с шагом 30 градусов):	
- на высоте 300 мм от днища	±37
Высота стенки	±20
Отклонение от вертикали верха стенки относительно ее низа	1/200 высоты стенки
Отклонение от вертикали любого пояса на расстоянии 50 мм от его верха (измерять с шагом 6 м по всему периметру стенки)	1/200 вертикального расстояния от окрайки днища до контролируемого пояса стенки
Местные отклонения от проектной формы в вертикальном направлении (зазор между стенкой и установленной вертикально линейкой длиной 1 м, прижатой к стенке)	14
Местные отклонения от проектной формы в горизонтальном направлении (зазор между стенкой и горизонтально установленным шаблоном длиной 1 м, выполненным по проектному радиусу стенки)	14



2.11 Требования к составу рабочих чертежей КМ резервуара:

В состав рабочих чертежей серии КМ резервуара должны входить:

1. Общие указания с разделом по проведению гидравлических испытаний резервуара;

2. Техническая спецификация металла;

3. Общий вид;

4. Чертежи элементов конструкции:

- стенка и днище резервуара со схемами раскроя монтажных марок;

- стационарная крыша;

- плавающая крыша с водоспуском, катучей лестницей, устройствами защиты от статического электричества, опорными стойками переменной высоты;

- для РВСПК ветровое кольцо;

- направляющие понтона (плавающей крыши);

- приемо-раздаточные патрубки, люки-лазы в стенке резервуара, патрубки для дыхательной арматуры, патрубки под оборудование для систем автоматики и подслоного пожаротушения, патрубков для зачистки;

- патрубки и люки на стационарной, плавающей крыше, понтоне резервуара;

- лестницы, площадки и переходы, опоры для крепления трубопроводов, закрепляемые на стенке или кровле резервуара.

- узлы присоединения к резервуару заземления и средств ЭХЗ.

5. Нагрузки на основание и патрубки ПРП.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



2.12 Требования к гидравлическому испытанию резервуара

2.12.1 Все резервуары должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию. После проведения гидроиспытания проведение сварочных работ на металлоконструкциях резервуара запрещается.

2.12.2 Испытание резервуаров проводят после окончания всех сварочно-монтажных работ на резервуаре и после завершения работ по устройству обвалования. Антикоррозионная защита металлоконструкций резервуара проводится в соответствии с [разделом 2.9](#) настоящих норм.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.12.3 До начала испытаний должны быть устранены все дефекты, выявленные при контроле резервуара в объеме, предусмотренном [п. 2.10.2](#) настоящих Норм.

2.12.4 До начала испытания должна быть представлена техническая документация, предусмотренная действующими регламентами ОАО "АК "Транснефть".

2.12.5 Испытания следует проводить по индивидуальной программе, разработанной проектной организацией, разрабатывающей ППР.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.12.6 Гидравлические испытания следует проводить наливом воды на установленный в проектной документации уровень взлива. Налив воды производить с остановкой налива на 2, 4, 8 поясах РВС (для РВСП и РВСПК при подъеме понтона (ПК) и на 3, 6, 7 поясах резервуара при сливе (опускании понтона (ПК) на время, достаточное для проведения осмотра и измерений. Промежуток времени между ступенями должен составлять 6 часов. За это время необходимо выполнить контрольные осмотры.

Резервуары типа РВС должны быть испытаны на внутреннее избыточное давление и вакуум.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



2.12.7 На время испытания должна быть обозначена предупредительными знаками граница опасной зоны. Граница опасной зоны определяется радиусом от центра резервуара, равным двум диаметрам резервуара.

Не допускается нахождения людей в опасной зоне, не связанных с испытаниями. Все контрольно-измерительные приборы, запорная арматура временных трубопроводов для подачи воды должны находиться за пределами обвалования.

Лица, производящие испытание, должны находиться вне границ опасной зоны. Допуск к осмотру резервуара разрешается не ранее, чем через 10 минут после окончания очередной степени нагружения.

2.12.8 Испытание следует производить при температуре окружающего воздуха не ниже плюс 5 °С.

В течение всего периода гидравлического испытания все люки и патрубки в стационарной крыше резервуара должны быть открыты.

2.12.9 Гидравлическое испытание резервуаров с плавающей крышей (понтон) необходимо производить вместе с уплотняющими затворами. Скорость подъема (опускания) понтона (плавающей крыши) при испытаниях не должна превышать эксплуатационную.

2.12.10 По мере подъема плавающей крыши (понтон) на 2, 4, 8 и опускания на 3, 5, 7 поясах резервуара с остановкой налива и слива производят:

визуальный осмотр внутренней поверхности стенки резервуара и сварных швов;

измерение зазоров между бортом или коробом понтона (плавающей крыши) и стенкой резервуара,

измерение зазоров между направляющими и их патрубками в понтоне (плавающей крыше);

визуальный осмотр катушек лестницы, затворов плавающей крыши (понтон) и других конструкций.



визуальный осмотр понтонов и внутренней полости коробов плавающих крыш и стальных понтонов на отсутствие признаков воды и отпотевания швов;

замер глубины погружения понтона (плавающей крыши);

В процессе испытания следует убедиться в том, что понтон (плавающая крыша) свободно ходит на всю высоту и что он герметичен. Появление влажного пятна на поверхности понтона (плавающей крыши) должно рассматриваться как признак негерметичности.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.12.11 По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных швов. При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отмоксти необходимо прекратить испытание, слить воду установить и устранить причину течи.

2.12.12 Резервуар, залитый водой до расчетного уровня, выдерживается под этой нагрузкой в течение:

- резервуар объемом по строительному номиналу менее 20000 м³ - 24 часа;

- резервуар объемом по строительному номиналу 20000 м³ и более - 72 часа.

2.12.13 Испытание на внутреннее избыточное давление и вакуум резервуаров типа РВС проводят после гидравлического испытания и понижения уровня воды от испытательного на 2 метра. Контроль давления и вакуума осуществляют U-образным манометром, выведенным по отдельному трубопроводу за обвалование. Избыточное давление принимается на 25%, а вакуум - на 50% больше проектной величины, если в проекте нет других указаний. Продолжительность нагрузки 30 минут. По окончании испытаний на избыточное давление и вакуум люки и патрубки на кровле должны быть вновь открыты, что должно быть оформлено актом.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

2.12.14 Резервуар считается выдержавшим испытания, если в течение указанного в Программе испытаний времени не появляются течи на поверхности стенки и по краям днища, уровень



воды не снижается, предельные отклонения формы и размеров металлоконструкций и фундаментов не превышают установленных настоящими Нормами. Результаты гидравлического испытания резервуара оформляются актом.

2.12.15 Порядок приемки резервуара в эксплуатацию после строительства, капитального ремонта (реконструкции) определяется действующими регламентами ОАО "АК "Транснефть".

3 ОСНОВАНИЯ И ФУНДАМЕНТЫ

3.1 Проектирование оснований и фундаментов стальных вертикальных резервуаров выполняется в соответствии с действующими нормативными документами, приведенными в приложении Д и настоящими Нормами.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

3.2 Исходными данными для проектирования основания резервуара должны быть результаты инженерно-геологических изысканий, выполненные в соответствии с требованиями [СНиП 11-02-96](#) и [СП 11-105-97](#) и не позднее, чем за 1,5 года до начала проектирования.

3.3 По совокупности свойств инженерно-геологические условия площадки для строительства резервуаров подразделяются на благоприятные, неблагоприятные и весьма неблагоприятные.

3.4 Неблагоприятными для устройства оснований и фундаментов резервуаров являются:

- грунты с модулем деформации $E < 10$ МПа;
- просадочные и набухающие;
- вечномерзлые грунты с льдистостью $< 0,40$;
- районы с сейсмичностью 7 баллов и более;
- грунты с отклонением слоев от горизонтали более 7 градусов.



3.5 Весьма неблагоприятными для устройства оснований и фундаментов резервуаров являются:

- грунты плавунного типа;
- подрабатываемые территории;
- просадочные грунты мощностью более 25 метров;
- вечномёрзлые грунты с льдистостью $> 0,40$;
- зоны тектонических разломов;
- участки распространения оползневых, карстовых, мерзлотных и др. опасных геологических процессов.

3.6 В благоприятных инженерно-геологических условиях под фундаменты резервуаров делают выработки, согласно п. 8.4 [СП 11-105-97](#). Для резервуаров вместимостью до 5000 м^3 включительно число выработок должно быть 3. Для резервуаров вместимостью свыше 5000 м^3 - не менее 5, с расположением одной выработки в центре, а остальные - должны быть равномерно распределены по периметру основания на расстоянии не более 2 м от предполагаемого положения стенки резервуара. Скважины проходятся на глубину не менее 0,5 диаметра резервуара, а в центре - не менее 0,75 диаметра, но не менее 30 м.

Для резервуаров вместимостью более 5000 м^3 необходимо выполнять полевые испытания грунтов - штамп.

3.7 При производстве инженерно-геологических изысканий в неблагоприятных условиях в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов (склоновых процессов, карста, переработки берегов водных объектов), а также в районах развития специфических грунтов (просадочных, набухающих, засоленных, многолетнемерзлых и др.) состав, объемы, методы и технология работ устанавливаются в соответствии с [СП 11-105-97 \(части II, III и IV\)](#).

3.8 На основании полных инженерно-гидрогеологических изысканий принимаются варианты решений по водопонижению грунтовых вод с устройством различных типов дренажей.

Следует использовать вертикальный дренаж, компактный и маневренный.



На застроенных территориях, сложенных глинистыми грунтами, для снижения уровня подземных вод надлежит применять дренажные завесы, которые выполняются в виде ряда пересекающихся вертикальных скважин, заполненных хорошо фильтрующим материалом.

Применение водопонижения, особенно в глинистых грунтах и пылеватых песчаных, влечет за собой уплотнение и осадку осушаемой толщи грунтов. Это явление следует учитывать при проектировании дренажа.

3.9 Расчет несущей способности основания резервуара следует выполнять в случаях и по методике, предусмотренных [СНиП 2.02.01-83*](#) "Основания зданий и сооружений". При этом рассчитывается общая устойчивость основания резервуара и местная устойчивость грунта под подошвой кольцевого фундамента. При назначении расчетных характеристик сопротивления грунтов сдвигу следует учитывать быстрое увеличение нагрузок на основание при заполнении резервуаров. Расчеты основания необходимо выполнять на характеристики сопротивления грунтов сдвигу в состоянии незавершенной консолидации. Местная устойчивость грунта под подошвой кольцевого фундамента резервуара, а также прочность конструкции кольцевого фундамента рассчитывается на монтажные и эксплуатационные нагрузки.

3.10 Основным критерием выбора типа основания и фундамента резервуара является его деформация. Поверочный расчет основания по деформациям производится из условия недопущения превышения деформации основания предельных величин, установленных [СНиП 2.09.03-85](#). Предельные деформации основания резервуара устанавливаются технологическими и конструктивными требованиями сооружения по следующим видам: максимальная абсолютная осадка; относительная осадка основания под днищем, равная отношению разности осадок двух смежных точек и расстоянию между ними; разность осадок под центральной частью днища и под стенкой; крен фундамента. Предельные и расчетные величины деформаций указываются в проекте для полного срока эксплуатации и периода гидроиспытаний резервуара.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

3.11 При благоприятных грунтовых условиях, фундамент резервуара представляет собой уплотненную подушку из



среднезернистого песка с кольцевым железобетонным фундаментом под стенку.

Минимальная толщина подушки принимается по [СНиП 2.02.01-83](#), а также из условия расположения в теле фундамента анодных заземлителей. Подстилающий слой под подушку должен быть горизонтальным с допуском на планировочные работы. Частичное опирание подушки на насыпные грунты не допускается. Работы по устройству подушки производить в соответствии со [СНиП 3.02.01-87](#), не допуская разуплотнения поверхностного слоя при замачивании и промораживании.

Минимальный диаметр песчаной подушки должен превышать диаметр стенки резервуара не менее чем на 3 м, а величина откоса песчаной подушки должна быть не менее 1:1,5.

Деформационные швы в кольцевом железобетонном фундаменте устраиваются в соответствии со [СНиП 2.03.01-84*](#), бетонные работы производятся согласно [СНиП 3.03.01-87](#).

Поверх подушки и фундамента устраивается гидрофобный слой для защиты днища резервуара от коррозии. Толщина гидрофобного слоя на поверхности подушки не менее 50 мм, на поверхности кольцевого фундамента - не более 20 мм.

3.12 При благоприятных грунтовых условиях, для резервуаров объемом по строительному номиналу менее 2000 м³ допускается основание резервуара выполнять на песчаной подушке без кольцевого железобетонного фундамента. Отсыпку подушки производить слоями 15-20 см с тщательным уплотнением при лабораторном контроле до достижения объемного веса скелета грунта 1,65 т/м³. До начала отсыпки необходимо произвести опытное уплотнение грунта.

3.13 При неблагоприятных грунтовых условиях применяются следующие мероприятия по защите основания и фундаментов от недопустимых осадок:

- замена слоя слабого, просадочного, набухающего грунта менее сжимаемым грунтом;

- устройство свайных фундаментов-стоек (в т.ч. грунтовых) с ростверком (железобетонным, щебеночным и т.д.), причем опирание свай-стоек допускается согласно п. 8.4 [СНиП 2.02.03-85*](#);



- искусственное закрепление грунтов;

- в условиях вечной мерзлоты рекомендуется применение I принципа использования ВМГ (с сохранением мерзлоты), однако при соответствующем технико-экономическом обосновании возможно применение и II принципа (без сохранения мерзлоты).

Необходимость анкерного крепления резервуара к фундаменту в районе сейсмичностью более 6 баллов определяется расчетом с учетом технических решений, принятых в Типовых проектах резервуаров вертикальных стальных для нефти строительным номиналом 1000-50000 м³, утвержденных ОАО "АК "Транснефть". Фундамент рассчитывается согласно пособию к [СНиП 2.02.01-83*](#).

(Измененная редакция, Изм. 2007 г.)

Если площадка строительства сложена толщей слабых водонасыщенных грунтов мощностью до 10 м и не имеет прослоек торфа, наиболее экономично применение свайного фундамента с промежуточной подушкой. Поверх оголовников устраивается щебеночная подушка высотой не менее расстояния между сваями.

Когда площадка строительства резервуара сложена значительной толщей слабых грунтов и применение свайного фундамента является неэкономичным, следует выполнять уплотнение грунтов временной нагрузкой с устройством вертикальных дрен для уменьшения продолжительности консолидации грунтов.

3.14 Строительство резервуаров при весьма неблагоприятных грунтовых условиях не рекомендуется.

3.15 Для наблюдения за осадкой резервуара в процессе эксплуатации на фундаментах должны предусматриваться геодезические марки, а на расстоянии не менее двух диаметров резервуара, в местах, где отсутствует влияние других сооружений, предусматриваются базовые репера. При необходимости в непосредственной близости от резервуаров предусматриваются рядовые репера. Наблюдение за осадкой и состоянием фундамента резервуаров проводится в соответствии с требованиями [РД 153-39.4-078-01](#) и должно быть включено в мероприятия по проведению планово-предупредительных ремонтов эксплуатирующей организацией.



3.16 Для защиты фундаментов от атмосферных осадков вокруг резервуаров выполняется бетонная отмостка из бетона марки не менее В15 шириной 1 м, которая должна отвечать следующим требованиям:

- срок службы не менее 10 лет;
- легкость демонтажа и восстановления;
- устойчивость под воздействием дождевых и капельных вод, падающих с крыши резервуара;
- морозостойкость согласно [СНиП 2.03.01-84*](#).

Отвод атмосферных вод из каре резервуаров предусматривается в систему производственно-дождевой канализации.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4 РЕЗЕРВУАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

4.1 Общие положения

4.1.1 Для технического использования и проведения технологических операций резервуар оснащается оборудованием. Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуар должен быть оснащен системами безопасности.

4.1.2 На резервуарах должны монтироваться следующее оборудование и системы:

- приемо-раздаточные устройства с внутренней стороны резервуара;
- устройства для размыва донных отложений;
- кран сифонный, водоспуск;
- замерный люк, световой, смотровой, люк-лаз, монтажный;
- дыхательные и предохранительные клапаны со встроенными огнепреградителями для РВС;



- вентиляционные патрубки для РВСП;
- оборудование системы управления резервуарным парком, включающее приборы контроля, сигнализации и защиты резервуара, в соответствии с перечисленными в [п. 4.4.6](#) настоящих Норм;
- трубопроводы и генераторы систем пожаротушения;
- трубопроводы системы охлаждения резервуара;
- система защиты резервуара от коррозии;
- система молниезащиты, защиты от статического электричества и заземления.

Резервуарное оборудование и системы устанавливаются на резервуарах в зависимости от его типа (РВС, РВСП и РВСПК). Перечень оборудования приведен в таблицах [4.1-4.4](#).

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.1.3 Срок службы резервуарного оборудования, устанавливаемого на резервуаре, должен быть не менее 20 лет. Оборудование должно заменяться по истечении срока службы, его морального устаревания.

4.1.4 Оборудование, устанавливаемое на резервуаре и внутри защитного обвалования должно быть в климатическом исполнении в соответствии с [ГОСТ 15150-69*](#).

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.1.5 На резервуарах должно устанавливаться оборудование во взрывозащищенном исполнении, сертифицированное в установленном порядке и допущенное к применению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.1.6 Установку патрубков для оборудования на корпусе и крыше резервуара необходимо производить в соответствии с требованиями [ПБ 03-605-03](#).



4.1.7 Оборудование, располагаемое на резервуаре, должно быть доступным для обслуживания. С этой целью необходимо предусматривать обслуживающие площадки с лестницами.

4.2 Установка оборудования на резервуарах

4.2.1 Вид и количество оборудования, устанавливаемого на резервуарах, должно соответствовать значениям, приведенным в таблицах [4.1-4.4](#).

4.2.2 Резервуары могут быть оборудованы трубой сброса и секционными подогревателями. Система подогрева предназначена для поддержания температуры нефти, обеспечивающей проведение приемо-сдаточных операций. Параметры системы подогрева должны быть определены теплотехническим расчетом.

Таблица 4.1 - Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре		
	РВС	РВСП	РВСПК
Приемо-раздаточный патрубок	+	+	+
Приемо-раздаточное устройство	+	+	+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+*	+*	+*
Устройство для размыва донных отложений	+	+	+
Кран сифонный	+	+	+



Люк-лазы в первом поясе	+	+	+
Люк-лазы во втором (третьем) поясе	-	+	+
Люки световые	+	+	+
Люки смотровые	-	+	-
Люк монтажный	+	+	+
Люк замерный	+	+	+
Дыхательные клапаны	+	-	-
Предохранительные клапаны	+	-	-
Вентиляционные патрубки	-	+	-
Сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня	+	+	+
Водоспуск	-	-	+
Уровнемер (Измеритель уровня)	+	+	+
Система охлаждения	+	+	+
Система пожаротушения	+	+	+



Многоточечный датчик средней температуры нефти	+	+	+
Датчик (термометр) для измерения температуры нефти в пристенном слое	+	+	+
Пожарные извещатели	+	+	+
<p>Примечание.</p> <p>* Для вновь строящихся резервуарных парков</p>			

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.2.3 Световые люки на стационарной крыше должны располагаться так, чтобы обеспечить возможность их открывания с кольцевой площадки. Световые люки на плавающей крыше могут располагаться произвольно равномерно по периметру резервуара. Один из световых люков на стационарной (плавающей крыше) должен располагаться диаметрально противоположно люку-лазу в первом поясе стенки.

4.2.4 Взаиморасположение световых люков и люков-лазов в стенке должно обеспечивать максимальное проветривание внутреннего пространства резервуара при его зачистке. Для проветривания внутреннего пространства резервуара люки-лазы в первом поясе, люки-лазы во втором (третьем) поясах должны располагаться диаметрально противоположно.

4.2.5 Монтажный люк, устанавливаемый на стационарной крыше, понтоне и плавающей крыше резервуара, должен располагаться над приемо-раздаточными патрубками или в непосредственной близости от них. Монтажные люки на стационарной кровле и понтоне резервуаров РВСП должны располагаться на одной вертикальной оси.

4.2.6 Количество и диаметр приемо-раздаточных патрубков определяется расчетом, в котором учитываются: скорость подъема жидкости в резервуаре и скорость движения жидкости в патрубке, емкость резервуара и его диаметр. На выбор диаметров приемо-



раздаточных патрубков и их количество влияет также технологическая схема резервуарного парка.

При заполнении резервуара после окончания строительства (капитального ремонта) скорость движения нефти в приемо-раздаточном патрубке не должна превышать 1,2 м/с до полного затопления струи, а в резервуарах с понтоном (плавающей крышей) - до их всплытия, независимо от диаметра патрубка и вместимости резервуара. В последующие периоды заполнения или опорожнения значения максимальных допустимых скоростей движения понтона (крыши) обеспечивающих электростатическую безопасность приведены в таблице 4.5.

В последующие периоды заполнения или опорожнения значения максимальных допустимых скоростей движения понтона 3,5 м/час, плавающей крыши 4 м/час, обеспечивающих электростатическую безопасность.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.2.7 Устройства для размыва донных отложений должны монтироваться на люке в первом поясе стенки резервуара на специальной монтажной крышке, входящей в комплект поставки завода изготовителя, с учетом требований по установке, при этом количество устройств выбирается по таблицам [4.2](#) - [4.4](#).

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.2.8 Ось сифонного крана должна располагаться на расстоянии не более 1,0 м от воротника люка-лаза в первом поясе. При установке на резервуаре двух и более сифонных кранов они располагаются равномерно по периметру резервуара.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.2.9 Оборудование, находящееся на стационарной крыше резервуара, должно быть расположено так, чтобы его можно было обслуживать с кольцевой площадки.

4.2.10 Приемо-раздаточные патрубки, патрубки для устройств размыва донных отложений в I поясе резервуара, должны устанавливаться на минимальном расстоянии от днища резервуара в соответствии с действующей НТД.



4.2.11 Расстояние от днища до осей патрубков трубопроводов подслоного пожаротушения должно быть от 500 до 800 мм в зависимости от диаметра резервуара. При этом высота врезки должна быть минимально возможной и удовлетворять требованиям, предъявляемым к СППТ. Во избежание замерзания подтоварной воды в пенопроводах ось трубопроводов СППТ внутри резервуара должна находиться выше оси сифонного крана и иметь уклон 0,005 в сторону центра резервуара.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.2.12 Размещаемые в верхнем поясе стенки устройства для подачи пены в резервуар типа РВС и РВСП должны находиться на минимальном расстоянии от верхней кромки стенки резервуара.

Кольца орошения резервуара разделяются на секции (полукольца, четверти), в зависимости от его расположения в группе резервуаров.

Трубопровод кольца орошения оборудуется устройствами для распыления воды, фланцевыми соединениями с заглушкой для возможности периодической их промывки и продувки. Кольца орошения закрепляются на верхнем поясе стенки резервуара не более чем на 250 мм ниже ее верхнего торца.

На РВСПК врезки пеногенераторов производятся в специальные щиты, устанавливаемые над стенкой резервуара, которые одновременно предотвращают выход пены за пределы резервуара под воздействием ветра.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.2.13 Количество вводов пенопроводов в резервуар, количество пеногенераторов должны соответствовать РД 19.00-74.20.11-КТН-004-1-05 «Нормы проектирования автоматических систем пожаротушения на объектах ОАО «АК «Транснефть»».

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.2.14 С внутренней стороны резервуара на приемо-раздаточном патрубке должно быть установлено оборудование предотвращающее воронкообразование в резервуаре.



4.2.15 На патрубках крыши резервуаров типа РВС монтируются уровнемер (измеритель уровня), датчик средней температуры, сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня и пожарные извещатели. Размеры патрубков определяются габаритами и присоединительными размерами оборудования.

В рабочей зоне антенного излучателя радара, радарного уровнемера, устанавливаемого на крыше РВС, запрещается установка технологического оборудования.

4.2.16 Уровнемер (измеритель уровня) на резервуарах типа РВСП и РВСПК должен устанавливаться на направляющей диаметром 530 мм, имеющей перфорацию в своей нижней части не выше нижнего положения понтона (плавающей крыши).

4.2.17 Уровень нефти в резервуаре и направляющей должен быть одинаковым, для чего внутреннее пространство направляющей должно сообщаться с атмосферой. Для этого в верхней части направляющей установить газоотводящее устройство, оснащенное огневым предохранителем. Диаметр трубы газоотводящего устройства и огневого предохранителя необходимо определять расчетом пропускной способности, с учетом производительности заполнения-опорожнения резервуара и наличием предохранительных клапанов в конструкции понтона (плавающей крыши).

4.2.18 Для контроля показаний уровнемера, величины донного осадка и отбора проб устанавливаются замерные люка Ду 150. На резервуаре РВС и РВСПК устанавливается не менее 4-х замерных люков Ду 150 на крыше и 1 на направляющей стойке плавающей крыши для РВСПК.

На резервуаре типа РВСП устанавливается один замерный люк Ду 150 на направляющей стойке понтона.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.2.19 Сигнализаторы максимального допустимого (аварийного) уровня должны быть установлены для резервуаров типа РВСП на патрубках Ду 150...Ду 500 крыши резервуара. В резервуарах типа РВСПК сигнализаторы максимального допустимого (аварийного) уровня должны быть установлены на кронштейнах на расстоянии не более 1 м от стенки, с ее внутренней стороны.



4.3 Размещение оборудования в защитном обваловании резервуара

4.3.1 Технологические и вспомогательные трубопроводы вне резервуара, прокладываемые внутри защитного обвалования:

- технологические трубопроводы;
- трубопроводы системы производственно-дождевой канализации;
- пожарные водопроводы системы орошения;
- раство- и пенопроводы системы пожаротушения.

4.3.2 Технологические трубопроводы примыкают к приемораздаточным патрубкам и в пределах обвалования состоят из системы компенсации и коренной задвижки, установленной сразу после системы компенсации. Расстояние от стенки резервуара до коренной задвижки должно быть минимальным.

4.3.3 Коренные задвижки устанавливаются как подземно, так и надземно, в исполнении под приварку на отдельных фундаментах. Коренные задвижки принимаются только электроприводные, при этом не должно быть препятствий для обслуживания сальников и фланцевых соединений корпуса задвижки.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.3.4 Для уменьшения перемещений системы трубопровод-резервуар необходимо компенсировать усилия и моменты, передаваемые на резервуар, возникающие при осадке фундамента и деформации стенки резервуара при его заполнении и опорожнении, а также учитывать влияние температурных расширений и давления в трубопроводе.

4.3.5 Оборудование подводящих трубопроводов системами компенсации приведено в таблице 4.6.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 4.2 - Системы и оборудование на резервуарах типа РВС



Наименование	Объем резервуара, м ³						
	1 000	2 000	3 000	5 000	10 000	20 000	30 000
Производительность заполнения опорожнения резервуара, м ³ /ч	1500	2000	2500	3500	4500	7500	10000
Патрубок приемораздаточный с ПРУ-Д	2	2	2	2	2	2	2
Винтовая мешалка	-	-	1	1	1	1	2
Система орошения	1	1	1	1	1	1	1
Система пожаротушения	-	-	-	Разводку пенопроводов производить по РД 19.00-74.20.11-КТН-004-1-05			
Люк-лаз Ду 600	1	1	1	1	1	1	1
Люк-лаз 600 х 900	1	1	1	2	2	2	2
Монтажный люк Ду 1000	1	1	1	1	1	1	1
Многоточечный датчик средней температуры нефти	1	1	1	1	1	1	1
Замерный люк	1	1	1	1	1	1	1



Уровнемер (Измеритель уровня)	1	1	1	1	1	1	1
Сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня	2	2	2	2	2	2	2
Световой люк	3	3	3	3	4	4	4
Пожарные извещатели	в соответствии с РД 19.00-74.20.11-КТН-004-1-05						
Сифонный кран	1	1	1	1	2	2	2
Дыхательный клапан (предохранительный) типа КДС-2/ производительность клапана, м ³ /ч	2/2400	2/2400	2/3000	4/2400	4/3000	6/3000	8/3000
Датчик (термометр) для измерения температуры нефти в пристенном слое	1	1	1	1	1	1	1
Системы компенсации	-	-	-	-	2	2	2
<p>Примечание - 1 Количество и диаметр дыхательных (предохранительных) клапанов определяется по производительности заполнения-опорожнения в соответствии с ПБ 03-605-03.</p> <p>2 Системы компенсации устанавливаются по одному комплекту на каждый трубопровод.</p>							



3. Для резервуаров аварийного сброса нефти устанавливается 1 комплект системы компенсации на трубопроводе откачки.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 4.3 - Системы и оборудование на резервуарах типа РВСП

Наименование	Объем резервуара, м ³				
	3 000	5 000	10 000	20 000	30 000
Производительность заполнения опорожнения резервуара, м ³ /ч	700	1020	2470	5700	5700
Патрубок приемо-раздаточный с ПРУ-Д	2	2	2	2	2
Винтовая мешалка	1	1	1	1	2
Система орошения	1	1	1	1	1
Система пожаротушения	-	Разводку пенопроводов производить по РД 19.00-74.20.11-КТН-004-1-05			
Люк-лаз 600 х 900 в I поясе	2	2	2	2	2
Люк-лаз 600 х 900 в II поясе	2	2	2	2	2
Монтажный люк Ду 1000	1	1	1	1	1



Многоточечный датчик средней температуры нефти	1	1	1	1	1
Замерный люк	1	1	1	1	1
Уровнемер (Измеритель уровня)	1	1	1	1	1
Сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня	3	3	3	3	3
Световой люк	3	3	4	4	4
Пожарные извещатели	в соответствии с РД 19.00-74.20.11-КТН-004-1-05				
Сифонный кран	1	1	2	2	2
Огнепреградитель в верхней части направляющей	1	1	1	1	1
Количество вентиляционных патрубков	определяется по ПБ 03-605-03				
Датчик (термометр) для измерения температуры нефти в пристенном слое	1	1	1	1	1
Количество направляющих	1	1	1	1	1
Системы компенсации:	-	-	2	2	2



(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблица 4.4 - Системы и оборудование на резервуарах типа РВСПК

Наименование	Объем резервуара, м ³	
	30 000	50 000
Производительность заполнения опорожнения резервуара, м ³ /ч	4000	7000
Патрубок приемо-раздаточный с ПРУ-Д	2	4
Винтовая мешалка	2	2
Система орошения	1	1
Система пожаротушения	Разводку пенопроводов производить по РД 19.00-74.20.11-КТН-004-1-05	
Люк-лаз 600×900 в I поясе	2	4
Люк-лаз 600×900 во II поясе	2	2
Монтажный люк Ду 1000	1	1
Многоточечный датчик средней температуры нефти	1	1
Замерный люк	5	5



Наименование	Объем резервуара, м ³	
	30 000	50 000
Уровнемер (Измеритель уровня)	1	1
Сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня	3	3
Световой люк	4	4
Пожарные извещатели	Согласно РД 19.00-74.20.11-КТН-004-1-05	
Сифонный кран	2	2
Огнепреградитель в верхней части направляющей	1	1
Водоспуск	2	2
Датчик (термометр) для измерения температуры нефти в пристенном слое	1	1
Количество направляющих	1	1
Система компенсации, комплектов	2	4

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

Таблицу 4.5 (Исключена, Изм. 2005 г.)



Таблица 4.6 - Система компенсации

Строительный объем резервуара, м ³	Количество и условный диаметр патрубка		Компенсационная система	
	Диаметр, мм	Кол-во патрубков, шт.	Тип	Кол-во компенсаторов, шт.
10000	500; 700	2	С	6* (для резервуара аварийного сброса 3 шт.)
20000	700	2	С	6*
30000	700	2	С	6*
50000	700	4	С	12*

Примечание - С - система сильфонных компенсаторов.
* По три компенсатора на одном подводящем трубопроводе.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.3.6 Трубопроводная обвязка резервуаров с использованием системы из трех карданных сильфонных компенсаторов и пружинных подвесок для компенсации температурных расширений, осадки и "дыхания" резервуара и труб должна быть рассчитана на прочность.

Нагрузки, приходящие от этой обвязки на патрубки резервуара, должны быть меньше допускаемых, величины которых определяются из условия прочности врезки в резервуар патрубков.

Исходными данными для расчета на прочность трубной обвязки резервуара являются:

- жесткостные характеристики резервуара;



- перемещения и углы поворота патрубков в вертикальной и горизонтальной плоскостях, возникающие от "дыхания", осадки и температурного расширения резервуара;
- жесткостные характеристики карданных сильфонных компенсаторов - изгибная жесткость сильфонов и момент трения в кардане (сдвиговой момент);
- жесткостные характеристики пружинных подвесок (опор) и их предварительное напряжение;
- параметры трубной обвязки (диаметр и толщина труб);
- характеристики перекачиваемого продукта (плотность, температура, давление);
- характеристики задвижки.

В случае оценки сейсмостойкости сооружения необходимо выполнить динамический анализ сооружения - определить собственные частоты и формы колебаний конструкции и сравнить с частотными характеристиками возможного землетрясения рассматриваемого района на случай исключения резонансных явлений.

Для определения дополнительных нагрузок, возникающих при сейсмическом воздействии на трубные обвязки резервуара, необходимо знать спектр ускорений в виде акселерограмм и возможное направление распространения сейсмической волны и рассчитать трубную обвязку согласно п. 8.53, 8.55 [СНиП 2.05.06-85*](#).

Оценку статической и динамической прочности трубной обвязки резервуаров осуществлять сертифицированным программным комплексом "СРІРЕ".

4.3.7 В районах с сейсмичностью 8 баллов и более применение компенсирующих систем обязательно.

4.3.8 На патрубке водоспускного устройства с плавающей крышей на наружной стороне резервуара должна быть установлена задвижка. Отвод воды от водоспускного устройства должен осуществляться в систему производственно-дождевой канализации.



Нормальное положение задвижки водоспуска плавающей крыши
- открытое.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.3.9 Пожарные водопроводы и растворопроводы, в пределах защитного обвалования резервуара прокладываются подземно.

4.3.10 Задвижки, кроме коренных, устанавливаемые непосредственно на патрубки резервуара должны опираться на фундаменты, выполненные совместно с фундаментом резервуара.

4.4. Технические решения по обеспечению промышленной безопасности

4.4.1 Технические решения по обеспечению промышленной безопасности должны предусматривать обязательное оснащение резервуаров устройствами, оборудованием и системами, обеспечивающими его безопасную эксплуатацию:

- дыхательной и предохранительной арматурой;
- приборами автоматики, контроля уровня и системой пожарной сигнализации;
- трубопроводами систем пожаротушения и орошения резервуара;
- устройствами молниезащиты и защиты от статического электричества.

4.4.2 Дыхательная и предохранительная аппаратура, устанавливаемая на резервуарах, должна обеспечивать проектные величины внутреннего давления и вакуума, а для резервуаров типа РВСПК - их отсутствие.

4.4.3 Диаметр, количество, производительность дыхательных и предохранительных клапанов должны производиться по максимальной производительности заполнения - опорожнения резервуара и техническим характеристикам клапанов. Количество предохранительных клапанов принимается равным количеству дыхательных клапанов. При этом расход газо-воздушной смеси через все дыхательные клапаны, установленные на резервуаре,



не должен превышать 85% от их максимальной пропускной способности, установленной разработчиком и изготовителем клапанов. Количество клапанов приведено в таблице 4.2 настоящих Норм.

4.4.4 Резервуары с понтонами должны быть оборудованы вентиляционными патрубками, соответствия с требованиями [ПБ 03-605-03](#).

4.4.5 Резервуар должен быть подключен к системе автоматизации резервуарного парка. Объем автоматизации резервуарного парка определяется в соответствии с [РД 153-39.4-087-01](#).

4.4.6 На каждом резервуаре должны быть установлены:

- измеритель уровня в резервуаре с дистанционной передачей показаний;
- многоточечный датчик средней температуры нефти в резервуаре;
- датчик (термометр) для измерения температуры нефти в пристенном слое;
- сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня;
- пожарные извещатели.

4.4.7 В резервуарных парках, суммарным объемом по строительному номиналу более 40000 м³, резервуары должны быть оснащены уровнемерами (измерителями уровня) совместно с многоточечным датчиком средней температуры нефти, обеспечивающими основную погрешность измерения уровня нефти в резервуаре не более 3 мм, основную погрешность измерения средней температуры нефти - не более 0,2 °С.

4.4.8 Резервуары типа РВС должны быть оснащены двумя сигнализаторами максимально допустимого (аварийного) уровня. Резервуары типа РВСП, РВСПК должны быть оснащены тремя сигнализаторами максимально допустимого уровня, расположенными равномерно по периметру резервуара. Контроль минимального допустимого уровня нефти в резервуаре обеспечивается обработкой показаний измерителя уровня в резервуаре, указанного в п. 4.4.6.



4.4.9 Резервуары должны быть оснащены пожарными извещателями. На резервуарах извещатели устанавливаются в патрубках на крыше резервуара (стенке) через каждые 12,5 м периметра. Температура срабатывания извещателя +90 °С.

4.4.10 Резервуары должны быть оснащены датчиком (термометром), установленном в патрубке на первом поясе резервуара, показывающим температуру нефти в пристенном слое.

4.4.11 Заземление приборов КИП и А, установленных на резервуаре, включая кабельные проводки должно выполняться в соответствии с требованиями стандарта Компании 270-00-2376 «АСУ ТП и ПТС Компании. Функциональные требования к заземлению и защите от помех оборудования и элементов АСУ ТП и ПТС.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

4.4.12 При разработке проектов систем комплексной защиты резервуарных парков от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений, защиты от статического электричества и заноса высоких потенциалов необходимо руководствоваться требованиями, изложенными в "Регламенте по проектированию и эксплуатации комплексной системы защиты резервуарных парков нефтеперекачивающих станций и нефтебаз ОАО "АК "Транснефть" от воздействия опасных факторов молнии, статического электричества и искрения" ОР 13.02-45.21.30-КТН-002-1-03:

- плавающие крыши (понтон) должны защищаться от электростатической индукции путем подсоединения к стенке (стационарной кровле) гибкими металлическими кабелями не менее, чем в трех местах, сечение перемычки должно быть не менее 16 мм² каждой, места присоединения должны быть доступны для осмотра и обслуживания в процессе эксплуатации;

- для подключения к контуру заземления резервуар должен быть оснащен не менее чем тремя металлическими пластинами, приваренными к стенке резервуара на высоте 0,5 метра от днища, расположенными равномерно по окружности резервуара;

- по периметру грунтового фундамента резервуара на расстоянии одного метра от него следует прокладывать полосу заземления на глубине не менее 0,5 метров, которая должна присоединяться к общему контуру заземления резервуарного



парка горизонтальными заземлителями не менее, чем в двух местах и не реже, чем через 50 м с противоположных сторон.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

5 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ ДЛЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

5.1 Общие требования к материалам

5.1.1 Стали, используемые в конструкциях резервуаров, должны соответствовать требованиям, установленным настоящими Нормами.

Для конструкций резервуаров следует применять стальной прокат, изготовленный по технической документации, согласованной с ОАО "АК "Транснефть".

Сталь должна поставляться в состоянии после горячей прокатки, термической обработки (нормализации, закалки с отпуском), после контролируемой прокатки.

Для конструкций резервуаров должна применяться сталь по [ГОСТ 27772](#).

5.1.2 Для основных конструкций резервуара подгруппы "А" надлежит 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](#).

Прокат из углеродистых сталей должен поставляться по [ГОСТ 14637](#), из низколегированных сталей - по [ГОСТ 19281](#).

5.1.3 Для вспомогательных конструкций, наряду с выше перечисленными сталями с учетом температурных условий



эксплуатации, возможно применение стали С235 по [ГОСТ 27772](#). Требования к материалу вспомогательных конструкций должны соответствовать нормам [СНиП II-23-81](#)* для строительных конструкций с учетом условий эксплуатации, действующих нагрузок и климатических воздействий.

5.1.4 Листовой прокат для основных конструкций должен подвергаться изготовителем механическим испытаниям в объеме, предусмотренном [ГОСТ 14637](#), [ГОСТ 27772](#). Механические испытания проводят на образцах, вырезанных поперек направления прокатки. Использование неразрушающих (в т.ч. статистических) методов контроля для оценки механических характеристик листового проката не допускается.

5.1.5 Листовой прокат для основных конструкций должен подвергаться ультразвуковому контролю сплошности по [ГОСТ 22727](#) в объеме 100% листов партии, вид сканирования - сплошное. Требуемый класс сплошности проката - 0. Неконтролируемые зоны листа не должны превышать: у продольной кромки - 5 мм, у поперечной кромки - 10 мм. В листах не допускаются дефекты прокатки (расслоения, закаты, раковины, плены и т.д.). Контроль состояния кромок листового проката проводится согласно [ГОСТ 14637](#).

5.1.6 Листовой прокат по качеству поверхности должен соответствовать требованиям [ГОСТ 5520](#), [ГОСТ 14637](#). Удаление поверхностных дефектов листов заваркой не допускается. При удалении поверхностных дефектов листов зачисткой абразивным инструментом не допускается уменьшение толщины листа сверх минусового допуска на толщину.

5.1.7 Поверхность листового проката должна быть очищена от окалины и покрыта консервирующей смазкой.

5.1.8 Каждый лист должен иметь маркировку, включающую в себя марку стали и номер плавки. Маркировка должна быть нанесена путем клеймения с высотой букв не менее 6 мм. Листы с одной плавкой сопровождаются копией сертификата на материал.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



5.2 Химический состав и свариваемость

При отсутствии в сертификатах на сталь сведений по содержанию меди и ванадия расчет углеродного эквивалента производится из условия содержания в прокате меди и ванадия в количестве 0,30% и 0,01% по массе соответственно.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

5.3 Сортамент листов

Листовой прокат в части размеров должен соответствовать требованиям [ГОСТ 19903](#). Листовой прокат в части допусков формы, точности изготовления по толщине и ширине, плоскостности, серповидности должен соответствовать требованиям [ПБ 03-605-03](#) и иметь предельное нижнее отклонение по толщине листа не более 0,3 мм.

5.4 Материал болтов и гаек, фасонного проката

Выбор материала монтажных болтов и гаек, болтов и гаек для фланцевых присоединений трубопроводов к патрубкам, фундаментных и анкерных болтов следует производить согласно требованиям [ПБ 03-605-03](#). Материал фасонного проката, используемого для изготовления основных конструкций резервуара должен соответствовать требованиям настоящих Норм.

5.5 Требования к ударной вязкости

5.5.1 Ударную вязкость при заданной температуре для каждой партии стали проводить на трех поперечных образцах с V-образным надрезом, ось надреза которых перпендикулярна к поверхности листа.

Среднее значение ударной вязкости должно быть не ниже величины, указанной в 5.5.4. Для одного из трех образцов допускается снижение значения ударной вязкости ниже указанной в 5.5.4, но не более чем на 30%.

5.5.2 Для фасонного проката ударная вязкость определяется на продольных образцах, длинная сторона которых совпадает с



длиной проката. При этом нормируемое значение ударной вязкости должно быть выше нормируемого значения ударной вязкости для листового проката аналогичной толщины не менее чем на 20 Дж/см².

5.5.3 Температуру испытания на ударную вязкость для стали, с пределом текучести 390 МПа и ниже, производить по номограмме (см. рисунок 5.1). Для стали, с пределом текучести свыше 390 МПа, температура испытаний должна быть не выше расчетной температуры металла.

5.5.4 Ударная вязкость на поперечных образцах для листов стали с пределом текучести 345 МПа и ниже должна быть не менее 35 Дж/см², для листов с более высоким пределом текучести - не менее 50 Дж/см².

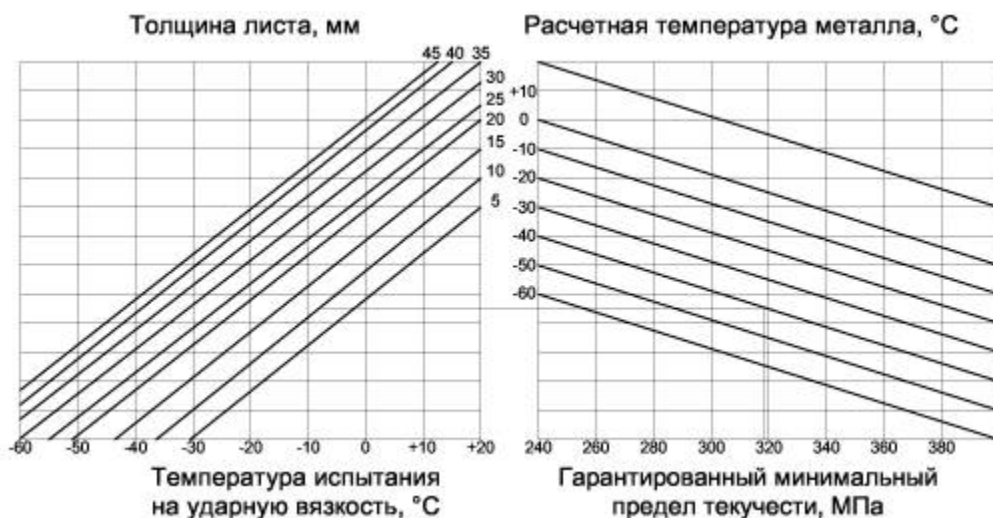


Рисунок 5.1 - График для определения температуры испытания с учетом предела текучести, расчетной температуры металла и толщины листов (штриховой линией показан порядок действий)

5.5.5 Для стали с пределом текучести 315 МПа и ниже допускается (в интервале температур, ограничиваемых сверху нормируемым уровнем ударной вязкости 35 Дж/см²) снижение нормируемого значения ударной вязкости на поперечных образцах до 30 Дж/см² при условии, что для одного из трех образцов разрешается снижение значения ударной вязкости на 5% ниже нормированной величины.



5.6 Условия приемки

Листовая сталь для основных элементов конструкций должна поставляться металлургическим предприятием партиями. Партию составляют листы одной марки стали, одной плавки - ковша, одной толщины, изготовленные по одинаковой технологии, включая режимы прокатки и термической обработки. Листы каждой партии должны сопровождаться документом о качестве по [ГОСТ 7566](http://www.gost.ru). В документе о качестве, кроме характеристик, предусмотренных требованиями стандарта (технических условий) на сталь, должны быть указаны характеристики, предусмотренные дополнительными требованиями настоящих Норм.

5.7 Требования, указываемые в заказе на изготовление проката

В заказе на изготовление проката для основных элементов конструкций резервуаров, наряду с наименованием марки стали, номером стандарта (технических условий), геометрических размеров листов (толщины, ширины, длины) и их массы указываются следующие дополнительные требования:

- поле допуска с постоянным предельным нижним отклонением 0,3 мм;
- точность изготовления по толщине (ВТ или АТ), по ширине (АШ или БШ), по плоскостности (ПО или ПВ), по серповидности (СП);
- наибольшая масса партии 60 тонн;
- ограничение углеродного эквивалента для стали ($C_{\text{ЭКВ}} 0,43\%$);
- требования к ударной вязкости: тип образца; температура испытания, °С;
- нормированная величина ударной вязкости, Дж/см².

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)



5.8 Требования к сварочным материалам

При монтаже резервуаров используют электроды с основным видом покрытия для ручной сварки, флюсы плавные и агломерированные для автоматической сварки, монолитные сварочные проволоки для автоматической сварки под флюсом и полуавтоматической сварки в среде защитных газов, порошковые проволоки для автоматической и полуавтоматической сварки, защитные газы. Все сварочные материалы должны быть аттестованы для применения при сварке резервуаров в соответствии с действующей НТД.

Электроды, проволока, флюс, защитные газы должны соответствовать [ГОСТ 9466-75](#), [ГОСТ 2246-70](#), [ГОСТ 8050-85](#), [ГОСТ 10157-79](#).

Тип электрода по [ГОСТ 9467-75](#) должен устанавливаться проектной документацией.

6 КОМПОНОВКА РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

6.1 Общие положения

6.1.1 Молниезащиту резервуаров следует выполнять в целом для резервуарного парка отдельными стоящими молниеприемниками, в соответствии с "Регламентом по проектированию и эксплуатацию комплексной системы защиты резервуарных парков НПС и нефтебаз ОАО АК "Транснефть" от воздействия опасных факторов молнии, статического электричества и искрения".

6.1.2 В пределах обвалования резервуара прокладывать только кабели, относящиеся к электроприемникам, установленным в обваловании (приводы коренных задвижек, систем размыва донных отложений, систем измерения, управления, автоматики и т.п.).

В пределах обвалования необходимо предусматривать подземную прокладку кабелей в герметично соединенных между



собой стальных оцинкованных трубах, сочлененных в местах выхода кабелей из земли со стальными коленами.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.1.3 Все подземные металлические трубопроводы резервуарного парка, независимо от их назначения, подлежат электрохимической защите от коррозии в соответствии с [ГОСТ Р 51164-98](#).

6.1.4 Все подземные металлические трубопроводы и оборудование резервуарного парка, независимо от назначения, должны быть подключены к общему контуру заземления.

6.2 Компоновка резервуарного парка

6.2.1 Каждый наземный резервуар, а также группа наземных резервуаров, должны быть ограждены замкнутым обвалованием шириной по верху не менее 0,5 м, рассчитанными на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Технические параметры по устройству обвалования должны соответствовать [СНиП 2.11.03-93](#), исходя из объема резервуара по строительному номиналу.

6.2.2 Компоновка резервуарного парка, расстояния между стенками резервуаров, вместимость групп резервуаров и расстояния между группами должны соответствовать требованиям [СНиП 2.11.03-93](#). Схема расположения резервуаров в обваловании, а также отдельных резервуаров в резервуарном парке зависят от:

- категории резервуарного парка;
- объема резервуара по строительному номиналу;
- технологической схемы парка;
- очередности строительства резервуаров;
- рельефа местности и планировочного решения парка в целом;
- других местных условий.

6.2.3 По периметру резервуара или каждой группы резервуаров необходимо предусматривать:



- замкнутое обвалование, рассчитанное на гидростатическое давление разлившейся жидкости с укреплением железобетонным покрытием;

- Конструкцию железобетонного покрытия защитного обвалования принять: покрытие толщиной 100 мм из бетона класса В15, армированное сетками класса Вр-I с ячейкой 200×200 мм. Арматурные сетки закрепляются вязальной проволокой к предварительно забитым в грунт обвалования анкерам, установленным с шагом 1,0 м в шахматном порядке. В железобетонном покрытии защитного обвалования выполнить расположенные по периметру обвалования вертикальные температурно-усадочные швы, расстояние между температурно-усадочными швами определяется расчетом. Расчет допускается не производить, если при расчетной температуре наружного воздуха минус 40 °С и выше расстояние между температурно-усадочными швами принимается не более 20 м.

Устройство покрытия обвалованной площадки резервуара предусматривать из щебня или гравия по [ГОСТ 8267](#) - толщиной 0,5м, фракцией свыше 40 до 80 (70) мм, 4 группы, маркой по дробимости (прочностью) не менее 400, маркой по морозостойкости не менее F 50.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.2.4 Высота обвалования и объем обвалованной территории резервуарного парка определяется согласно [СНиП 2.11.03-93](#) При недостатке площади в качестве обвалования необходимо предусматривать устройство ограждающей стены из монолитного железобетона.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.2.5 (Исключен, Изм. 2005 г.)

6.2.6 Для вновь строящихся резервуарных парков грунт, находящийся в пределах территории, ограниченной обвалованием резервуара, должен быть защищен от попадания нефти при случайных проливах и при не герметичности днища, путем устройства противофильтрационного экрана из полимерной пленки. Должна быть обеспечена возможность обнаружения утечек под днищем резервуара.



6.3 Требования к технологическим трубопроводам

6.3.1 Технологические трубопроводы (далее трубопроводы) должны обеспечивать прием в резервуары и откачку из них нефти, сброс в резервуары-сборники нефти от системы сглаживания волн давления, сброс нефти от предохранительных клапанов. При проектировании трубопроводов необходимо предусматривать мероприятия, исключающие попадание газо-воздушных пробок из подводящих трубопроводов в резервуары типа РВСП и РВСПК.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.3.2 Выбор диаметра трубопровода должен производиться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемой нефти, а также оптимальных скоростей, рекомендованных [РД 153-39.4-113-01](#).

6.3.3 Расчет номинальной толщины стенок трубопроводов, выбор материалов производить в соответствии с действующей НТД. Все фасонные детали должны быть изготовлены на специализированных предприятиях, сертифицированы и иметь паспорта.

6.3.4 Соединения трубопроводов с коренными задвижками резервуаров должны быть сварными. В местах установки приемо-раздаточных патрубков, системы компенсации, на трубопроводе сброса нефти от предохранительных клапанов допускается применение фланцевых соединений с применением прокладок из негорючих материалов (терморасширенного графита типа «Графлекс»).

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.3.5 Глубина заложения при подземной прокладке трубопроводов принимается по [СНиП 2.09.03-85](#). В районах с сейсмичностью 8 баллов и более трубопроводы прокладывать только надземно.

6.3.6 Трубопроводы, предназначенные для перекачки застывающих нефтей, должны оснащаться системой путевого подогрева (электрообогрев) и тепловой изоляцией из негорючих материалов, защищенной от механических повреждений кожухом.



6.3.7 Для обеспечения полного самотечного опорожнения трубопроводы должны проектироваться с уклоном к месту откачки. При этом минимальные уклоны следует принимать, в зависимости от вязкости нефти, равными 0,002-0,004, а для подогреваемых трубопроводов не менее 0,004.

6.3.8 На трубопроводах должны быть предусмотрены дренажные устройства, обеспечивающие слив нефти в емкости, а также устройства для выпуска газовоздушной смеси в верхних точках.

6.3.9 Трубопроводы, транспортирующие основные потоки нефти, необходимо располагать с внешней стороны обвалования (ограждающей стены). Внутри обвалования резервуаров допускается прокладка только трубопроводов, обслуживающих резервуары данной группы. Не допускается транзитная прокладка трубопроводов через соседние обвалования группы резервуаров.

6.3.10 Монтаж, сварку, контроль сварных соединений, очистку внутренних и наружных поверхностей трубопроводов, а также их испытания следует производить в соответствии с требованиями действующей НТД.

6.3.11 Узлы с задвижками переключения (управления) резервуарного парка следует располагать с внешней стороны обвалования (ограждающей стенки) резервуаров, а коренные задвижки резервуаров должны располагаться в пределах обвалования.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.3.12 Трубопровод сброса нефти от предохранительных клапанов вводить в резервуар через крышу и прикреплять к днищу резервуара. Расстояние в свету между стенкой и трубопроводом не менее 2 метров. Узел прохода трубопровода через крышу должен быть оснащен сальниковым уплотнением с гильзой из искробезопасного материала. Поступление нефти в резервуар при сбросе должно осуществляться под уровень продукта.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.4 Пожаротушение резервуаров

6.4.1. При проектировании систем тушения пожаров, кроме требований настоящих норм, должны выполняться требования



действующего законодательства Российской Федерации в области пожарной безопасности, а также требованиями "РД-19.00-74.20.11-КТН-004-1-05 «Нормы проектирования автоматических систем пожаротушения на объектах ОАО «АК «Транснефть».

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.4.2. - 6.4.10. (Исключены, Изм. 2005 г.)

6.5 Система производственной канализации

6.5.1 Системы производственной канализации в каре и резервуарном парке должны выполняться согласно [РД 153-39.4-113-01](#) и [СНиП 2.04.03-85](#).

6.5.2 Производственно-дождевая канализация должна быть запроектирована для приема:

- дождевых и талых вод из каре резервуарного парка;
- дождевых вод с плавающей крыши резервуаров РВСПК - с разрывом струи по отдельному выпуску;
- воды, образующейся в результате отстоя нефти в резервуаре (подтоварной воды) - с разрывом струи по отдельному выпуску;
- воды, образующейся в период испытания системы орошения резервуара;
- воды от охлаждения резервуара при пожаре.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.5.3 Для отвода дождевых вод из каре резервуара или группы резервуаров должно быть предусмотрено не более двух монолитных железобетонных дождеприемных колодца, которые подключаются к колодцам, расположенным на сети производственно-дождевой канализации, оборудованных запорными устройствами (хлопушками) приводимыми в действие устройствами с обвалования и (или) из мест находящихся за обвалованием. Территория в каре резервуарного парка должна



иметь уклон не менее 0,005 в сторону дождеприемных колодцев. Нормальное положение хлопушки - закрытое.

Отвод подтоварной воды из резервуара выполняется по заданию Заказчика в сеть производственно-дождевой канализации. В задании должно быть указано количество отводимой подтоварной воды и ее химический состав.

На трубопроводах производственно-дождевой канализации на выходе из каре резервуарного парка за пределами обвалования, должны быть установлены задвижки с удлиненным приводом и надземным расположением штурвала для их открытия или закрытия.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.5.4 На выпусках производственно-дождевой канализации из каре резервуарного парка за пределами обвалования (ограждающей стены) в колодцах должны быть предусмотрены фланцевые стальные задвижки с удлиненным валом и надземным расположением штурвала. Нормальное положение задвижек - закрытое. После колодца с задвижкой должен быть установлен колодец с гидравлическим затвором. Высота столба жидкости в гидравлическом затворе должна быть не менее 0,25 м.

(Измененная редакция, Изм. 2005 г.)

6.5.5 Дренажные колодцы системы пожаротушения располагаются за обвалованием каре резервуара, выполняются из монолитного железобетона в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 6.6 РД-19.00-74.20.11-КТН-004-1-05 «Нормы проектирования автоматических систем пожаротушения на объектах ОАО «АК «Транснефть».

(Введен дополнительно, Изм. 2005 г.)

6.6 Электрохимическая защита от коррозии

6.6.1 Внешние поверхности днищ резервуаров и все инженерные коммуникации, располагаемые внутри обвалования резервуаров, должны иметь электрохимическую защиту (ЭХЗ) от коррозии станциями катодной защиты (СКЗ).



6.6.2 При строительстве новых резервуарных парков анодное заземление СКЗ для защиты внешних поверхностей днищ резервуаров должно размещаться под днищем в песчаной засыпке основания резервуара. Расстояние от днища до анодного заземления должно быть не менее 0,85 м и определяться конструкцией заземления и расположением противофильтрационного экрана.

В этом случае, в качестве анодных заземлителей, должны использоваться протяженные аноды из электропроводных эластомерных композиций.

6.6.3 Анодное заземление СКЗ для защиты инженерных сетей должно быть размещено вне пределов обвалования резервуаров. Конструкция анодных заземлителей определяется по результатам геофизических исследований грунтов.

6.6.4 Оборудование системы ЭХЗ следует размещать за пределами обвалования, во взрывобезопасных зонах.

6.6.5 Проект ЭХЗ должен содержать мероприятия по контролю эффективности работы средств ЭХЗ.

6.6.6 Система ЭХЗ включает в себя следующие элементы: станции катодной защиты, анодные заземлители, клеммные шкафы для контрольных и силовых выводов, приборы и оборудование контроля эффективности работы средств ЭХЗ, силовые и измерительные кабельные линии.

Приложение А

Форма бланка заказа для проектирования резервуара

Утверждаю

Главный инженер

ОАО МН



" " _____

200__ г.

Опросный лист	Информация для проектирования стального вертикального цилиндрического резервуара
Заказчик 	
Площадка строительства 	
<p>Технологические параметры резервуара:</p> <p>Объем по строительному номиналу _____ тыс. м³</p> <p>Производительность заполнения (опорожнения резервуара) _____ тыс. м³/час</p> <p>Полезная емкость _____ тонн</p> <p>Аварийный запас, приходящийся на резервуар _____ м³</p> <p>Количество отводимой подтоварной воды _____ м³/сутки</p>	



Характеристики хранимой нефти	Конструктивные данные
1 Температура _____ °С	1 Тип резервуара (РВС, РВСП, РВСПК)
2 Плотность _____ кг/ м ³	2 Исполнение (полистовое, рулонное)
3 Вязкость _____ м ² /сек	3 Диаметр стенки _____ м
4 Класс, группа и вид нефти по ГОСТ Р 51858-2002 _____	4 Тип стационарной крыши (коническая самонесущая, коническая каркасная, купольная)
5 Химический состав подтоварной воды, м г/литр	5 Материал стационарной крыши (стальная, алюминиевая)
	6 Тип лестницы (кольцевая, шахтная)
	7 Конструкция и материал понтона
	8 Конструкция плавающей крыши (однодечная, двудечная)

Составил _____

Приложение Б

Проектировочный расчет конструктивных элементов резервуара

1 Расчет стенки резервуара на прочность

1.1 Минимальная толщина листов стенки резервуаров РВС и РВСП для условий эксплуатации рассчитывается по формуле:



$$\delta_e = \frac{[n_1 \cdot \rho_H \cdot g \cdot (H_{\text{макс доп}} - x) + n_2 \cdot P_H] R}{j_c \cdot R_y} \quad (4)$$

Минимальная толщина стенки резервуаров РВСПК для условий эксплуатации рассчитывается по формуле:

$$\delta_e = \frac{n_1 \cdot \rho_H \cdot g \cdot (H_{\text{макс доп}} - x) R}{j_c \cdot R_y} \quad (5)$$

где n_1 - коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления, $n_1 = 1,05$;

ρ_H - плотность нефти, $\rho_H = 900 \text{ кг/м}^3$;

g - ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

$H_{\text{макс доп}}$ - максимально допустимый уровень разлива нефти в резервуаре, м;

x - расстояние от дна до расчетного уровня, м;

n_2 - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума, $n_2 = 1,2$;

P_H - нормативная величина избыточного давления, Па, принимается по таблице 2.0;

R - радиус стенки резервуара, м;

j_c - коэффициент условий работы, $j_c = 0,7$ для нижнего пояса, $j_c = 0,8$ для остальных поясов;

R_y - расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, Па.

1.2 Расчетное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести, определяется по формуле:



$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_M \cdot \gamma_H} \quad (6)$$

где

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

γ_M - Коэффициенты надежности по материалу, $\gamma_M = 1,025$;

γ_H - коэффициент надежности по назначению, для резервуаров объемом по строительному номиналу 10000 м³ и более - $\gamma_H = 1,15$, объемом по строительному номиналу менее 10000 м³ - $\gamma_H = 1,1$.

1.3 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 $\delta_{КС}$, определяемой по таблице Б.1.

Таблица Б.1

Конструктивная величина толщины стенки

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



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

$$d_{\text{КС}}, \quad d_{\text{ном}} \geq \max\{d_e + C_i + D; \quad (7)$$

где C_i - припуск на коррозию, мм;

D - фактическое значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$d_{\text{КС}}$ - минимальная конструктивная толщина стенки.

2 Расчет стенки резервуара на устойчивость

2.1 Расчет на устойчивость проводится дважды: для принятой номинальной толщины стенки $d_{\text{ном}}$ (толщина пояса стенки, соответствующая началу эксплуатации резервуара) и для расчетной толщины стенки d_i (толщина пояса стенки, соответствующая моменту окончания нормативного срока эксплуатации резервуара).

Расчетная толщина d_i определяется как разность принятой номинальной толщины $d_{\text{ном}}$, припуска на коррозию C_i и минусового допуска на толщину листа D :

$$d_i = d_{\text{ном}} - C_i - D, \quad (8)$$

Проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0 \quad (9)$$

где σ_1 - расчетные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;



s_2 - расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

s_{01} - критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

s_{02} - критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

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

Расчетные осевые напряжения для резервуаров РВС и РВСП определяются по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{n_3(Q_n + Q_{ст}) + \psi(Q_{сн} + Q_{вак} \cdot n_2)}{2\pi R \delta_i}, \quad (10)$$

где ψ - коэффициент сочетания нагрузок, принимаемый по [СНиП 2.01.07-85*](#);

n_3 - коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса, $n_3 = 1,05$;

Q_n - вес покрытия резервуара, Н;

$Q_{ст}$ - вес вышележащих поясов стенки, Н;

$Q_{сн}$ - Полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н;

$Q_{вак}$ - нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, Н;

s_i - расчетная толщина стенки i -го пояса резервуара, м.

Расчетные осевые напряжения для резервуаров РВСПК определяются по формуле:



$$\sigma_1 = \frac{n_3 Q_{ст}}{2\pi R \delta_i} \quad (11)$$

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется как:

$$Q_{ст} = 2\pi R \gamma_{ст} \sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_i) \quad (12)$$

где a - номер (значение номера) последнего пояса, начало отсчета снизу;

h_i - высота i -го пояса стенки резервуара, м;

$\gamma_{ст}$ - удельный вес стали, Н/м³.

Осевые критические напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} \quad (13)$$

где E - модуль упругости стали, $E = 2 \times 10^5$ МПа;

C - коэффициент, принимаемый по таблице Б.2.

Таблица Б.2

Значение коэффициента C

$\frac{R}{\delta_{ср}}$	600	800	1000	1500	2500
-------------------------	-----	-----	------	------	------



С	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06
---	------	------	------	------	------

Расчетные кольцевые напряжения в стенке при расчете на устойчивость резервуара РВС и РВСП определяются по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{P_v \cdot n_v + P_{\text{взк}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} R \quad (14)$$

Расчетные кольцевые напряжения в стенке для резервуара РВСПК определяются по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{P_v \cdot n_v}{\delta_{\text{ср}}} R \quad (15)$$

где P_v - нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

n_v - коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

$d_{\text{ср}}$ - средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Средняя арифметическая толщина стенки резервуара определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{1}{a} \cdot \sum_{i=1}^a \delta_i \quad (16)$$

где a - число поясов резервуара.



Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как:

$$p \times R^2 \times P_{\text{вак}}, \quad Q_{\text{вак}} = \quad (17)$$

где $P_{\text{вак}}$ - нормативное значение вакуума в газовом пространстве, Па.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$W_0 \times k_2 \times C_0, \quad P_V = \quad (18)$$

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

k_2 - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

C_0 - аэродинамический коэффициент.

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{\text{ср}}}{R} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (19)$$

где H - геометрическая высота стенки резервуара, м.

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

3 Расчет резервуара на опрокидывание

Резервуар, в целом должен быть рассчитан на устойчивость к опрокидыванию при действии ветровой нагрузки.



При выполнении условия анкеровка резервуара не требуется.

$$M \leq 0,7G'R, \quad (20)$$

где M - опрокидывающий момент от действия ветровой нагрузки;

R - радиус стенки резервуара, м;

G - вес конструкций резервуара за вычетом припусков на коррозию, с учетом внутреннего давления в резервуаре;

При невыполнении данного условия необходимо выполнить анкеровку резервуара, причем нагрузка на один анкер определяется по формуле:

$$F = \frac{4M}{dn} - \frac{G}{n} \quad (21)$$

где d - диаметр установки анкеров;

n - количество анкеров.

4 Расчет днища резервуара

4.1 Толщина элементов днища принимается равной 9 мм.

4.2 Толщина окрайки днища определяется по таблице Б.3.

Таблица Б.3

Конструктивная величина окрайки днища

Расчетная толщина первого пояса стенки d_e , мм	Минимальная конструктивная толщина окрайки $d_{КС}$, мм
свыше 9 до 16 включительно	9,0



свыше 17 до 20 включительно	12,0
свыше 20 до 26 включительно	14,0
свыше 26	16,0

5 Расчет плавающей крыши резервуара

5.1 Толщина элементов плавающей крыши, контактирующих с продуктом, должна быть не менее 5 мм.

5.2 Плавающие крыши должны быть рассчитаны на плавучесть, остойчивость и непотопляемость при плотности нефти, равной 0,7 т/м³.

Проверка плавучести плавающей крыши производится из условия, что все действующие нагрузки приложены в центре тяжести крыши, а выталкивающая сила приложена вертикально вверх в центре тяжести объема крыши, погруженного в жидкость.

5.3 Запас плавучести плавающих крыш должен быть не менее 2,0, т.е.:

$$K_{\text{зп}} = \frac{b}{T} \geq 2,0 \quad (22)$$

где b - высота наружного борта плавающей крыши;

T - максимальная глубина погружения крыши.

5.3 Глубину погружения однодечной плавающей крыши определять из условия:

$$g_{\text{ж}} \cdot gfG_{\text{пк}} + F_{\text{тр}} + Q_{\text{сн}} - Q_{\text{в}} = (V_1 + V_2) \quad (23)$$

где gf - коэффициент надежности по нагрузке собственного веса;



$G_{ПК}$ - вес плавающей крыши вместе с катушей лестницей и оборудованием (водоспуск, затвор и др.);

$F_{тр}$ - сила трения уплотняющего затвора о стенку;

$Q_{сн}$ - полное расчетное значение снеговой нагрузки;

$Q_{в}$ - ветровая нагрузка на плавающую крышу;

$g_{ж}$ - удельный вес хранимого продукта, при расчете плавучести
 $g_{ж} = 0,7 \text{ т/м}^3$;

V_1 - объем жидкости, вытесненный коробами плавающей крыши;

V_2 - объем жидкости, вытесненный центральной частью плавающей крыши.

5.4 Глубину погружения двухдечной плавающей крыши T определять по формуле:

$$T = \frac{\gamma_f G_{ПК} + F_{тр} + Q_{сн} - Q_{в}}{\pi \gamma_{ж} R_1^2}, \quad (24)$$

где R_1 - Радиус плавающей крыши.

5.5 Полное расчетное значение снеговой нагрузки на плавающую крышу при расчете ее плавучести должно быть определено по формуле

$$\mu S_{гп} R^2, \quad Q_{сн} = \quad (25)$$

где $S_{гп}$ - расчетное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли, кПа;

R - радиус резервуара, м;

m - коэффициент перехода, определяемый по формуле:



$$0,07, \quad m = 2,76H/D - \quad (26)$$

где H, D - соответственно высота стенки и диаметр резервуара.

5.6 Ветровая нагрузка на плавающую крышу при расчете ее плавучести определяется по формуле:

$$w_0 S C_p g_f, \quad Q_B = \quad (27)$$

где w_0 - нормативное значение ветрового давления;

S - площадь плавающей крыши;

C_p - аэродинамический коэффициент;

g_f - коэффициент надежности по ветровой нагрузке.

5.7 Кренящий момент от снеговой нагрузки, действующий на плавающую крышу, при расчете ее остойчивости должен быть определен по формуле:

$$K_c Q_{сн} R, \quad M = \quad (28)$$

где R - радиус резервуара, м;

K_c - коэффициент, определяемый по формуле:

$$0,05. \quad K_c = 0,34H/D + \quad (29)$$

6 Расчет понтона резервуара

6.1. Понтон должен быть рассчитан на плавучесть при нагрузке, равной его двойному весу, при плотности нефти, равной $0,7 \text{ т/м}^3$. Запас плавучести понтонов должен быть не менее 2,0, т.е.:



$$K_{\text{сп}} = \frac{b}{T} \geq 2,0 \quad (30)$$

где b - высота наружного борта понтона;

T - максимальная глубина погружения понтона.

6.2. Глубину погружения понтона определять по формуле:

$$T = \frac{\gamma_f G_{\text{п}} + F_{\text{тр}} + Q_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{выт.жид.}}} \quad (31)$$

где γ_f - коэффициент надежности по нагрузке собственного веса понтона;

$G_{\text{п}}$ - вес понтона вместе с оборудованием;

$F_{\text{тр}}$ - сила трения уплотняющего затвора о стенку;

$Q_{\text{п}}$ - нагрузка от веса конденсата на понтоне;

$\gamma_{\text{ж}}$ - удельный вес хранимого продукта, при расчете $\gamma_{\text{ж}} = 0,7 \text{ т/м}^3$;

$V_{\text{выт.жид.}}$ - объем вытесненного продукта.

6.3. Непотопляемость - это способность понтона сохранять плавучесть и необходимую остойчивость при затоплении отсеков вследствие их разгерметизации.

Непотопляемость понтона обеспечивается при условии:

$$A = \frac{V_{\text{м}}}{V_{\text{ф}}} \geq 1 \quad (32)$$



где V_M - теоретический объем элементов плавучести понтона (поплавков, коробов и др.) m^3 ;

V_Φ - объем элементов плавучести, который заполнен хранимым продуктом, m^3 .

7 Расчет конструкции кольцевой лестницы

Расчет производится в соответствии со [СНиП 2.01.07-85*](#), [СНиП II-23-81](#), [СНиП II-7-81](#).

Конструкции кольцевой лестницы рассчитаны на временную нормативную нагрузку 450 кг. Ограждение рассчитано на горизонтальную нагрузку 90 кг.

Подкосы кольцевой лестницы рассчитываются на прочность и устойчивость.

7.1 Расчет подкоса на прочность производится по формуле:

$$\frac{N}{A} \leq R_y \cdot r_c \quad (33)$$

где

$$N = \frac{P}{\sin \alpha} \quad (34)$$

где P - временная нормативная нагрузка, кг;

α - угол между стенкой и раскосом;

N - расчетной сжимающее усилие, кг;

A - площадь сечения элемента, cm^2 ;



R_y - расчетное сопротивление, кгс/см²;

r_c - коэффициент условий работы, $r_c = 0,75$.

7.2 Расчет подкоса на устойчивость производится по формуле:

$$\frac{N}{A \cdot \varphi} \leq R_y \cdot r_c \quad (35)$$

Значение φ следует определять по формуле:

$$\varphi = 1,47 - 13,0 \cdot \frac{R_y}{E} - (0,37 - 27,3 \cdot \frac{R_y}{E}) \cdot \bar{\lambda} + (0,0275 - 5,53 \cdot \frac{R_y}{E}) \cdot \bar{\lambda}^2, \quad (36)$$

где

$\bar{\lambda}$ - условная гибкость определяется по формуле:

$$\bar{\lambda} = \lambda \cdot \sqrt{\frac{R_y}{E}} \quad (37)$$

где l - гибкость:



$$\lambda = \frac{L}{i}$$

(38)

где L - длина подкоса, см;

i - радиус инерции сечения, см;

E - модуль упругости, $E = 2,1 \times 10^6$ кгс/см².

Приложение В

Особенности проектирования резервуаров для хранения нефтепродуктов

1 При проектировании резервуаров для хранения нефтепродуктов, необходимо руководствоваться требованиями "Норм технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)" [ВНТП 5-95](#).

2 Нефтебазы, предназначенные для хранения нефтепродуктов, подразделяются:

- по общей вместимости и максимальному объему на категории, в соответствии с требованиями [СНиП 2.11.03-93](#);

- по номенклатуре хранимых нефтепродуктов - для хранения легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов.

3 Резервуарный парк нефтебазы должен обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и ассортимента нефтепродуктов.

4 Выбор типа резервуара для хранения нефтепродукта должен быть обоснован технико-экономическим расчетом в зависимости от климатических условий, условий эксплуатации и характеристики нефтепродукта, а также с учетом максимального снижения потерь.



5 Трубопроводные коммуникации должны обеспечивать одновременный прием и отгрузку различных марок нефтепродуктов без смешения и потери качества.

6 Емкость и число резервуаров в составе резервуарного парка нефтебазы определяется с учетом:

- грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых на перевозках нефтепродуктов;

- однотипности по конструкции и единичной вместимости резервуаров;

- обеспечения не менее двух резервуаров на каждую марку нефтепродукта.

7 Для хранения нефтепродуктов применяются наземные металлические резервуары, оборудуемые понтонами и плавающими крышами.

8 Тип оборудования, устанавливаемого на резервуаре, его размеры и число комплектов выбирают в зависимости от хранимого продукта и производительности наполнения и опорожнения резервуара.

9 Дыхательная арматура выбирается в зависимости от типа резервуара и хранимого нефтепродукта:

- на резервуарах с понтоном для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров свыше $2 \cdot 10^4$ Па (200 мм. рт. ст) и температурой застывания ниже 0°C устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителями;

- на резервуарах без понтона для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров свыше $2 \cdot 10^4$ Па (200 мм. рт. ст), устанавливать дыхательную и предохранительную арматуру с огнепреградителем;

- на резервуарах без понтона для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров ниже $2 \cdot 10^4$ Па (200 мм. рт. ст), устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителями.



10 Пропускная способность дыхательной арматуры определяется в зависимости от максимальной подачи нефтепродукта при наполнении (опорожнении) резервуара (таблица В.1) с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

11 Подача нефтепродукта при наполнении (опорожнении) резервуаров с понтоном (плавающей крышей) должна соответствовать максимальной допустимой скорости подъема (опускания) понтона (плавающей крыши) равной - 2,5 м/ч для резервуаров более 1000 м³.

При этом скорость понтона (плавающей крыши) при сдвиге не должна превышать 2,5 м/ч.

12 Выбор диаметра трубопроводов должен производиться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемого нефтепродукта, а также рекомендуемых оптимальных скоростей.

Таблица В.1

Значение производительности заполнения (опорожнения)

Вместимость резервуара,	Диаметр приемораздаточного патрубку, мм	Максимальная производительность наполнения (опорожнения), м ³ /ч	
		легковоспламеняющиеся нефтепродукты	вязкие нефтепродукты
1000	250	450	300
2000	250	450	300
	300	600	400
3000	300	600	400



5000	500	1500	1100
10000	500	3500-4000	-
20000	600	5000-7000	-

13 Допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта по трубопроводу определяется в зависимости от объемного электрического сопротивления и не должна превышать значений, указанных в таблице В.2.

Таблица В.2

Величины допустимых скоростей

Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродукта, Ом×м	Допустимая скорость движения, м/с
Не более 10^9	до 5
Более 10^9 при температуре вспышки паров $61\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше	до 5
Более 10^9 при температуре вспышки паров ниже $61\text{ }^{\circ}\text{C}$	По расчету

14 Прокладку трубопроводов нефтебаз, располагаемых в районах с сейсмичностью 8 баллов и более предусматривать только надземной.

15 Трубопроводы, предназначенные для перекачки вязких и застывающих нефтепродуктов должны оснащаться системой путевого подогрева (горячей водой, паром, ленточными электронагревателями) и тепловой изоляцией из негорючих материалов, защищенной от механических разрушений кожухом.



16 Температура подогрева вязких нефтепродуктов (типа мазутов) не должна превышать 90 °С, а для масел - 60 °С.

17 Температура подогрева должна быть ниже температуры вспышки паров нефтепродукта не менее, чем на 25 °С.

18 В проектах следует предусматривать мероприятия и соответствующее оборудование для вытеснения из труб высоковязких и застывающих нефтепродуктов.

19 Для защиты почвенных и грунтовых вод от проникновения нефтепродуктов следует предусматривать в резервуарных парках противофильтрационные покрытия.

20 Резервуарные парки, расположенные в зоне влияния электрифицированных железных дорог следует проектировать с учетом требований, изложенных в "Указаниях по проектированию защиты от искрообразования на сооружениях с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями при электрификации железных дорог".

Приложение Г

Разделы и пункты Норм проектирования, применяемые при разработке марок основных комплектов чертежей

Наименование разделов проекта и основных комплектов чертежей	Марка комплектов чертежей	Разделы и пункты Норм проектирования, применяемые при разработке
--	---------------------------	--



Технические изыскания	И	3.2-3.6; 3.8-3.10; 3.11; 3.12
Технологические трубопроводы	ТТ	1.1-1.7; 6.1; 6.3; табл. 4.8 1.1-1.7; 1.2.1; 1.6.1; 1.6.3; 1.7.11.7;
Технологическое оборудование	ТО	1.7.3; 1.7.4; 1.7.6; 1.7.7 2.1; 2.3; 2.4-2.6; 2.12.6; 4.1-4.4; 4.4.8; 6.3; табл. 4.1-4.3; 4.5; 4.8; 4.9; приложен. В-1-7; 11-18
Проект организации строительства	ПОС	2.1.1; 2.3.1.5; 2.3.1.6; 2.3.1.8; 2.3.1.9; 2.3.1.10; 2.3.3.9; 2.3.5.2; 2.3.5.3; 2.3.5.14; 2.5.19; 2.6.7; 2.6.13; 2.7.1; 2.7.2; 2.7.4; 2.7.5; 2.7.7; 2.7.8; 2.8.1; 2.8.2; 2.8.3; 2.8.4; 2.8.5; 2.8.6; 2.8.7; 2.8.8; 2.8.9; 2.8.10; 2.8.11; 2.8.12; 2.9.2; 2.9.8; 2.9.9; 2.9.10; 2.9.11; 2.10.1; 2.10.3; 2.10.4; 2.10.5; 2.10.6; 2.10.7; 2.10.8; 2.10.9; 2.10.10; 2.10.11; 2.10.12; 2.10.13; 2.10.14; 2.10.15; 2.10.16; 2.12.1; 2.12.2; 2.12.3; 2.12.4; 2.12.5; 2.12.6; 2.12.7; 2.12.8; 2.12.9; 2.12.10; 2.12.11; 2.12.12; 2.12.13; 2.12.14; 2.12.15
Генеральный план	ГП	6.2.1-6.2.6; 1.4.2
Архитектурно-строительные решения	АС	1.3.5; 1.4.2



Конструкции железобетонные	КЖ	3.1-3.16; 1.4.2
Наружные сети канализации	НК	6.6.1-6.6.4
Молниезащита и заземление	ЭГ	2.5.24; 2.6.13 4.4.1; 4.4.13
Электрохимическая защита	ЭХЗ	6.7.1-6.7.6
Пожарная сигнализация	ПС	6.4.12-6.4.13
Пожаротушение	ПТ	6.4.1; 6.4.14-16; 18; 20; 24; 25
Наружное пожаротушение	НПТ	6.4.2-6; 12; 17; 19; 6.4.21-23; 6.4.26-28
Автоматизация	А	4.1.6; 4.2.15; 4.4.6; 4.4.7; 4.4.9; табл. 4.4.-4.7
Автоматизация пожаротушения	АПТ	6.4.1; 6.4.4; 6.4.7; 6.4.13; 6.4.20
Марки текстовых документов		
Общая пояснительная записка	ПЗ	2.1.1; 2.1.2; 2.3.1.5; 2.3.1.6; 2.3.1.8; 2.3.3.1; 2.3.5.14; 2.4.1.1; 2.5.19; 2.6.1; 2.6.3; 2.6.7; 2.7.1; 2.7.2; 2.7.3; 2.7.4; 2.7.5; 2.7.7; 2.7.8; 2.9.1; 2.9.3; 2.9.4; 2.9.5; 2.9.6; 2.9.7; 2.9.8; 2.9.9; 2.9.10;



		2.9.11; 2.10.3; 2.10.4; 2.10.5; 2.10.6; 2.10.7; 2.10.8; 2.10.10; 2.12.1; 2.12.2; 2.12.3; 2.12.6; 2.12.7; 2.12.8; 2.12.9; 2.12.10; 2.12.11; 2.12.12; 2.12.13; 2.12.14; 2.12.15
Тендерная (конкурсная) документация	ТД	1.4.2; 1.4.3
Конструкции металлические	КМ	2.1.1; 2.1.2; 2.1.4; 2.1.5; 2.1.6; 2.1.7; 2.2.1; 2.2.2; 2.2.3; 2.3.1.1; 2.3.1.2; 2.3.1.3; 2.3.1.4; 2.3.1.5; 2.3.1.7; 2.3.1.8; 2.3.1.10; 2.3.1.11; 2.3.1.12; 2.3.2.1; 2.3.2.2; 2.3.2.3; 2.3.2.4; 2.3.2.5; 2.3.2.6; 2.3.3.1; 2.3.3.2; 2.3.3.3; 2.3.3.4; 2.3.3.5; 2.3.3.6; 2.3.3.7; 2.3.3.8; 2.3.3.9; 2.3.3.10; 2.3.3.11; 2.3.3.12; 2.3.4.1; 2.3.4.3; 2.3.4.4; 2.3.4.5; 2.3.4.6; 2.3.5.1; 2.3.5.2; 2.3.5.4; 2.3.5.5; 2.3.5.6; 2.3.5.7; 2.3.5.8; 2.3.5.9; 2.3.5.10; 2.3.5.11; 2.3.5.12; 2.3.5.13; 2.3.5.14; 2.3.5.15; 2.3.6.1; 2.3.6.2; 2.3.6.3; 2.3.6.4; 2.3.6.5; 2.3.6.6; 2.3.6.7; 2.3.6.8; 2.3.6.9; 2.3.6.10; 2.3.6.11; 2.3.6.12; 2.3.7.1; 2.3.7.2; 2.3.7.3; 2.4.1.1; 2.4.1.2; 2.4.1.3; 2.4.1.4; 2.4.1.5; 2.4.1.6; 2.4.2.1; 2.4.2.2; 2.4.2.3; 2.5.1; 2.5.2; 2.5.3; 2.5.6; 2.5.7; 2.5.8; 2.5.9; 2.5.10; 2.5.11; 2.5.12; 2.5.13; 2.5.14; 2.5.15; 2.5.16; 2.5.17; 2.5.18; 2.5.19; 2.5.20; 2.5.21; 2.5.22; 2.5.23; 2.5.25; 2.6.1; 2.6.3; 2.6.4; 2.6.5; 2.6.7; 2.6.8; 2.6.9; 2.6.10; 2.6.11; 2.6.12; 2.7.1; 2.7.4; 2.7.6; 2.9.1; 2.9.3; 2.9.4; 2.9.5; 2.10.3; 2.12.1



Расчеты		2.1.3; 2.1.4; 2.1.5; 2.1.6; 2.1.7; 2.1.8; 2.3.2.7; 2.3.2.8; 2.3.2.9; 2.3.4.2; 2.4.1.2; 2.5.4; 2.5.5; 2.5.13; 2.5.18; 2.6.5; 2.6.6
---------	--	--

Приложение Д

Перечень нормативных документов, на которые имеются ссылки в настоящих Нормах

- Закон Российской Федерации от 12.02.1998 г. № [28-ФЗ](#) "О гражданской обороне";
- Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 г. № 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов";
- ИСО 9712-92 Метод неразрушающего контроля, аттестация персонала и выдача свидетельств;
- [СНиП 23-01-99](#) Строительная климатология;
- [СНиП 2.01.07-85*](#) Нагрузки и воздействия;
- [СНиП 2.03.11-85](#) Защита строительных конструкций от коррозии;
- [СНиП 2.09.03-85](#) Сооружения промышленных предприятий;
- [СНиП 2.11.03-93](#) Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы;
- [СНиП II-23-81*](#) Стальные конструкции. Нормы проектирования;
- [СНиП II-7-81*](#) Строительство в сейсмических районах.



- [СНиП III-4-80*](#) Техника безопасности в строительстве;
- [СНиП 12-03-2001](#) Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования;
- [СНиП 2.02.01-83*](#) Основания зданий и сооружений;
- [СНиП 2.02.03-85](#) Свайные фундаменты;
- [СНиП 2.02.04-88](#) Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах;
- [СНиП 3.02.01-87](#) "Земляные сооружения, основания и фундаменты";
- [СНиП 2.03.01-84*](#) "Бетонные и железобетонные конструкции";
- [СНиП 3.03.01-87](#) "Несущие и ограждающие конструкции";
- [СНиП 2.04.03-85](#) "Канализация. Наружные сети и сооружения";
- [СНиП 3.05.05-84](#) Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;
- [СНиП 2.04.01-85*](#) Внутренний водопровод и канализация зданий;
- [СНиП 2.04.02-84*](#) Водоснабжение. Наружные сети и сооружения;
- [СНиП 2.05.06-85*](#) Магистральные трубопроводы;
- [СНиП 11-02-96](#) Инженерные изыскания для строительства;
- [СП 11-105-97](#) Инженерно-геологические изыскания для строительства;
- [ГОСТ 9.402-80*](#) ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием;
- [ГОСТ 12.3.005-75*](#) ССБТ. Работы окрасочные. Общие требования безопасности;
- [ГОСТ 12.3.016-87](#) ССБТ. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности;



- [ГОСТ 12.4.011-89](#) ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
- [ГОСТ 21.513-83](#) СПДС. Антикоррозионная защита конструкций зданий и сооружений. Рабочие чертежи;
- [ГОСТ 166-89*](#) Штангенциркули. Технические условия;
- [ГОСТ 427-75*](#) Линейки измерительные металлические. Технические условия;
- [ГОСТ 535-88*](#) Прокат сортовой и фасонный из стали углеродистой обыкновенного качества. Общие технические условия;
- [ГОСТ 1050-88*](#) Прокат сортовой, калиброванный со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия;
- [ГОСТ 2246-70*](#) Проволока стальная сварочная. Технические условия;
- [ГОСТ 2601-84*](#) Сварка металлов. Термины и определения основных понятий;
- [ГОСТ 5264-80*](#) Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры;
- [ГОСТ 5520-79*](#) Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия;
- [ГОСТ 7502-98](#) Рулетки измерительные металлические. Технические условия.
- [ГОСТ 7512-82*](#) Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод;
- [ГОСТ 7566-94*](#) Металлопродукция. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;
- [ГОСТ 8050-85*](#) Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия;



- [ГОСТ 8617-81](#)* Профили прессованные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия.
- [ГОСТ 8713-79](#)* Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры;
- [ГОСТ 9109-81](#)* Грунтовка ФЛ-03К и ФЛ-03Ж. Технические условия;
- [ГОСТ 9454-78](#)* Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах;
- [ГОСТ 9466-75](#)* Electroды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общетехнические условия;
- [ГОСТ 10157-79](#)* Аргон газообразный и жидкий. Технические условия;
- [ГОСТ 11534-75](#)* Ручная дуговая сварка. Соединения под острыми и тупыми углами;
- [ГОСТ 12820-80](#)* Фланцы стальные плоские приварные на Ру от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см²). Конструкция и размеры;
- [ГОСТ 12821-80](#)* Фланцы стальные приварные встык на Ру от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²). Конструкция и размеры;
- [ГОСТ 14192-96](#)* Маркировка грузов;
- [ГОСТ 14637-89](#)* Прокат толстолистовой из углеродистой стали обыкновенного качества. Технические условия;
- [ГОСТ 14771-76](#)* Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры;
- [ГОСТ 14782-86](#) Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые;
- [ГОСТ 15150-69](#)* Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;



- [ГОСТ 19281-89](#)* Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия;
- [ГОСТ 19903-74](#)* Прокат листовой горячекатаный. Сортамент;
- [ГОСТ 21631-76](#)* Листы из алюминия и алюминиевых сплавов;
- [ГОСТ 21779-82](#) Система обеспечения точности геометрических параметров в строительстве. Технологические допуски;
- [ГОСТ 22727-88](#) Прокат листовой. Методы ультразвукового контроля;
- [ГОСТ 23055-78](#)* Контроль неразрушающий. Сварка металла плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля;
- [ГОСТ 23118-99](#) Конструкции металлические строительные. Общие технические условия;
- [ГОСТ 23120-78](#) Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия;
- [ГОСТ 23518-79](#) Дуговая сварка в защитных газах. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры;
- [ГОСТ 24379.0-80](#)* Болты фундаментные. Общие технические условия;
- [ГОСТ 25129-82](#)* Грунтовка ГФ-021. Технические условия;
- [ГОСТ 26047-83](#) Конструкции строительные стальные. Условные обозначения (марки);
- [ГОСТ 27751-88](#)* Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчету;
- [ГОСТ 27772-88](#)* Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия;
- ГОСТ 27947-88 Контроль неразрушающий. Рентгентелевизионный метод. Общие требования;
- [ГОСТ Р 51164-98](#) Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;



- [ГОСТ Р 51858-2002](#). Нефть. Общие технические условия;
- [ГОСТ 12.4.009-83*](#) ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание;
- [ПБ 03-605-03](#) Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов;
- ВНПБ-01-02-01-2000 Установки пенного пожаротушения. Автоматическая система подслоного пожаротушения нефти пленкообразующей низкократной пеной в вертикальных стальных резервуарах со стационарными и плавающей крышей, понтоном и в железобетонных резервуарах ОАО "АК "Транснефть". Общие требования;
- [НПБ 88-2001](#) Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования;
- [ВНТП 5-95](#) Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз);
- [РД 153-39.4-113-01](#) Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов;
- [РД 153-39.4-087-01](#) Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения;
- РД 34.21.122 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений;
- [РД 153-39.4-078-01](#) Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз;
- [РД 413160-01-01297858-02](#) Правила антикоррозионной защиты резервуаров;
- РД 153-39.4-03 Регламент по проектированию и эксплуатации комплексной системы защиты резервуарных парков нефтеперекачивающих станций и нефтебаз ОАО "АК "Транснефть" от воздействия опасных факторов молнии, статического электричества и искрения;
- [РД 153-39.4-056-00](#) Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов;



- [РД 03-615-03](#) "Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов";

- [РД 08-95-95](#) Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепроводов;

- РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров;

- РД 16.00-60.30.00-КТН-025-1-04 "Нормы проектирования купольных крыш и понтонов из алюминиевых сплавов для вертикальных стальных и железобетонных резервуаров, правила их эксплуатации";

- [ПБЭ НП-2001](#) Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств;

- Альбом чертежей типовых решений автоматической системы подслоного пожаротушения;

- [Регламент разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов](#)". Утвержден ОАО "АК "Транснефть" 01.03.00 г.;

- [Регламент расчета полезной емкости резервуарного парка и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки](#). Утвержден ОАО "АК "Транснефть" 17.04.01 г.

- Регламент проведения зачистки внутренней поверхности резервуаров от отложений. Утвержден ОАО "АК "Транснефть"

- [Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта \(реконструкции\) резервуаров и ввода в эксплуатацию](#). Утвержден ОАО "АК "Транснефть" 09.07.01г.

- "Дополнительные требования к аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, допускаемых к работам на объектах магистральных нефтепроводов ОАО АК "Транснефть".

