МИНИСТЕРСТВО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

(МИННЕФТЕХИМПРОМ СССР)

"Утверждаю"
Заместитель Министра
_____ В.А.Марушкин
"30" XII 1975 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

ВСН 01-75
Миннефтехимпром СССР

Москва - 1975

gost.e-ecolog.ru

АННОТАЦИЯ

Инструкция разработана на основании опыта проектирования и эксплуатации резервуаров, а также научно-исследовательских работ, выполненных отраслевыми специализированными институтами.

Инструкция составлена Всесоюзным научно-исследовательским и проектным институтом нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности Миннефтехимпрома СССР (общая редакция, разделы I, II, VI и XI - к.т.н. Евтихин В.Ф.) и институтами-соисполнителями: НИИ оснований и подземных сооружений Госстроя СССР (раздел III - к.т.н. Довнарович С.В.); ЦНИИПроектстальконструкция Госстроя СССР (разделы IV и V - к.т.н. Сафарян М.К.) с использованием материалов Института электросварки им. Е.О.Патона; Гипротрубопровод Миннефтепрома (разделы VII, VIII, IX и X - инженер Ковель И.И.) с участием ВНИИНефтемаш Миннефтемаша (к.т.н. Мамонтов Г.В.) и ВНИИСПТНефть Миннефтепрома (к.т.н. Сатхиев Н.М.).

В целях обеспечения прогрессивности и соответствия уровню передовой техники Инструкция подлежит систематическому пересмотру. С этой целью проектные организации обязаны ежегодно к I июня представлять объединению НЕФТЕХИМ сведения о результатах применения Инструкции и свои предложения по изменению её.

Инструкция по проектированию стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов
согласована:

Госстрой СССР	29.10.75г. № I - 3466
ГУПО МВД СССР	16.07.75г. № 7/6/2813
	3.07.75г. № 7/6/2651
Главнефтеснаб РСФСР	9. 12. 74г. № 12/21- 979

Министерство нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР (Миннефтехимпром СССР)	Ведомственные строительные нормы "Инструкция по проектированию стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов"	ВСН 01-75 Миннефтехимпром СССР Вводится впервые

I. Общие положения

I.I. Инструкция распространяется на проектирование стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, предназначенных для хранения, количественного и качественного учета, отстоя воды и механических примесей, смешения нефти и нефтепродуктов и других технологических процессов транспорта и хранения.

I.2. Инструкция распространяется на вновь проектируемые резервуары с соблюдением требований СНиП и других нормативных документов, утвержденных Госстроем СССР, министерствами и ведомствами.

I.3. Инструкция распространяется на проектирование наземных резервуаров следующих типов и объемов:

а) с плавающей крышей - от I00 до I20 000 м^3;

б) с понтоном - от I00 до 50 000 м^3;

в) со стационарной крышей:

- от I00 до 20 000 м^3 при хранении легковоспламеняющихся жидкостей;
- от I00 до 50 000 м^3 при хранении горючих жидкостей.

I.4. Инструкция распространяется на проектирование резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

В зависимости от температуры вспышки паров нефть и нефтепродукты подразделяются на легковоспламеняющиеся - с температурой вспышки паров 45°С и ниже, и на горючие с температурой вспышки паров выше 45°С.

Внесена	Утверждена	Срок введения
Всесоюзным научно-исследовательским и проектным институтом нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности (ВНИПИнефть)	Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР "30" XII I975г.	"I" июля I976г

I.5. Инструкция не распространяется на проектирование резервуаров для нефти и нефтепродуктов:

а) подведомственных Министерству обороны СССР;

б) сооружаемых за пределами территории СССР;

в) входящих в состав специальных технологических установок;

г) расположенных в казематах;

д) подлежащих модернизации и реконструкции по истечению срока службы.

I.6. Для всех типов резервуаров разрабатывается документация на:

а) конструкцию резервуара;

б) основание и фундаменты;

в) оборудование;

г) средства пожаротушения, электрозащиту, антикоррозионную защиту;

д) изготовление;

е) м о н т а ж;

ж) испытание;

з) с м е т ы.

ПРИМЕЧАНИЕ: для резервуаров со стационарными крышами емкостью от 100 до 5000 $м^3$ допускается не разрабатывать техническую документацию на изготовление, монтаж и оборудование для монтажа.

I.7. Инструкция по проектированию стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов должна рассматриваться совместно с Указаниями по изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов ВСН 311-73, утвержденными Минмонтажспецстроем СССР 10.06.73г. ММСС СССР

2. Общие требования к резервуарам

2.I. Максимальный объем резервуаров в зависимости от хранения в них легковоспламеняющихся или горючих жидкостей не должен превышать объемы, установленные главой СНиП II-II.3-70 "Склады нефти и нефтепродуктов".

Объемы резервуаров должны назначаться в соответствии с номенклатурным рациональным рядом резервуаров.

2.2. В зависимости от температуры вспышки (ГОСТ 6356-52 "Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле") и давления насыщенных паров (ГОСТ 1756-52 "Топливо моторное. Метод определения давления насыщенных паров") для нефти и нефтепродуктов резервуары должны проектироваться;

а) для легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров 28°С и ниже и давлением насыщенных паров более 200 мм рт.ст. при температуре хранения - с плавающей крышей и, при соответствующем обосновании, с понтоном;
с температурой вспышки паров выше 28°С и давлением насыщенных паров менее 200 мм рт.ст. при температуре хранения - со стационарной крышей;

б) для горячих жидкостей - со стационарными крышами.
Резервуары со стационарными крышами должны обеспечивать избыточное давление в газовом пространстве не менее 200 мм вод.ст. Резервуары с плавающими крышами и понтонами не рассчитываются на избыточное давление.
Давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов в зависимости от температуры принимается по графику (Приложение I).

2.3. Резервуары с плавающей крышей и понтоном предназначаются для нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров ниже 700 мм рт.ст.

2.4. Резервуары со стационарной крышей могут быть использованы для хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров более 200 мм рт.ст. только при наличии защитных покрытий из микрошариков (микробаллонов), эмульсий, пены и др., выполняющих роль понтона в резервуаре.

2.5. Выбор типа резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов должен производиться с учетом групп нефтепродуктов и классов жидкостей (Приложения 2,3).
Резервуары для нефти II и III классов по содержанию серы (ГОСТ 912-66 "Нефти СССР. Технологическая классификация") должны проектироваться по заданиям, учитывающим мероприятия по антикоррозионной устойчивости.

2.6. Резервуары должны проектироваться с учетом снижения потерь нефтепродуктов от испарения, экономии металла, индустриализации методов изготовления и монтажа, поставки на строительные площадки укрупненных монтажных элементов, максимальной механизации строительно-монтажных работ и возведения резервуара в минимальные сроки.

Максимальная высота резервуаров должна назначаться по условиям изготовления на существующем заводском оборудовании.

2.7. Надежность (прочность, устойчивость, технологичность и т.д.) резервуаров должна обеспечиваться при изготовлении, транспорте, монтаже и эксплуатации.

ПРИМЕЧАНИЕ: увеличение толщины листовой и профильной стали в целях увеличения срока службы конструкций допускается лишь в случаях невозможности защиты их от коррозии. Увеличение толщины стали должно быть обосновано соответствующим расчетом.

2.8. Резервуары с плавающими крышами должны проектироваться для районов с весом снегового покрова 70-100-150-200 кг/м2:

- при условии температуры хранимого нефтепродукта не выше 40°С;
- при условии температуры хранения нефти не выше 40°С и не ниже температуры застывания.

2.9. Резервуары со стационарной крышей должны проектироваться для хранения нефтепродуктов с температурой не выше 90°С.

2.10. Уплотнители (затворы) должны проектироваться жесткого и мягкого типа, предназначенные для хранения:

- нефти с различными потенциалами бензина;
- нефти с повышенным содержанием парафина;
- легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Уплотнители для сырой нефти с повышенным содержанием парафина должны иметь скребки.

Уплотнители в резервуарах с плавающими крышами или понтонами должны применяться с коэффициентом герметичности меньше $1{,}0 \times 10^{-5}$ м/час, обеспечивая сокращение потерь на 70-99% по сравнению с площадью зазора между стенкой резервуара и краем

плавающей крыши или понтона, не защищенной каким-либо затвором.

2.II. Минимальное расстояние от верха стенки резервуара до максимального уровня жидкости должно быть не менее 600 мм.

2.I2. Отмостки резервуаров со стационарными крышами и понтонами, с высотой стенки I8 м и объемом более I0000 м^3 должны проектироваться защищенными от разрушения ливневыми потоками с крыш.

2.I3. Длина стоек плавающей крыши или понтона при вынесенном из резервуара оборудовании (хлопушка или управление хлопушкой) должна быть различна:

а) при эксплуатации резервуара - минимальное расстояние от днища резервуара до коробов понтона или плавающей крыши, обеспечивающее закачку резервуара без удара струи в вертикальную стенку коробов;

б) при ремонте резервуара - минимальное расстояние от днища до низа понтона или плавающей крыши 2 м у стенки резервуара.

2.I4. Опорные стойки плавающих крыш и понтонов не должны располагаться на пути действия струи закачиваемого продукта.

2.I5. Плавучесть плавающих крыш и понтонов должна обеспечиваться понтонным кольцом из полых коробов или открытых отсеков при плотности продукта 700 кг/м^3 при аварийном заполнении продуктом двух смежных отсеков и заполненной центральной части на высоту 500 мм.

2.I6. Короба плавающих крыш для ремонтных работ должны иметь:

а) сверху - люки, закрываемые крышками;

б) снизу - нижние сливные пробки.

2.I7. Водоспуски плавающих крыш должны обеспечивать быстрый отвод ливневых или талых вод с крыши через водоприемное устройство. Количество водоприемных устройств определяется проектом.

2.I8. Плавающие крыши и понтоны должны оборудоваться дыхательной арматурой - механическими клапанами с огнепреградителями.

2.19. Плавающие крыши оборудуются дистанционными сигнализаторами, свидетельствующими о загазованности над крышей и появлении неплотности (течи) в конструкции.

2.20. Конструкция резервуаров с плавающей крышей или понтоном, а также затворы должны предусматривать возможность ремонта без демонтажа крыш или понтонов.

2.21. Плавающие крыши должны оборудоваться кольцевым барьером для ограждения пены. Барьер высотой не менее I м должен быть расположен на расстоянии 2,8 м от стенки резервуара и обеспечивать в своей нижней части плотное примыкание к поверхности плавающей крыши. Для стока из кольцевого пространства, образованного барьером и стенкой резервуара, атмосферных вод и раствора пенообразователя после пожаротушения, необходимо предусмотреть при проектировании в нижней части кольцевого барьера дренажные отверстия диаметром 30 мм, расположенные на расстоянии Iм друг от друга по периметру.

2.22. Резервуары высотой более I2 м, независимо от емкости, оборудуются стационарными системами водяного орошения.

2.23. Все резервуары для обслуживания дыхательной арматуры, приборов, люков и прочих устройств, должны обеспечиваться стационарными лестницами, площадками, переходами шириной не менее 700 мм с ограждениями и перилами.

ПРИМЕЧАНИЯ: I. Катучая лестница плавающих крыш должна обеспечивать доступ на крышу в любой период.
Нижние катки лестницы должны находиться на уровне выше снегового покрова, но не менее, чем на I м выше поверхности плавающей крыши.

2. При изготовлении резервуаров способом рулонирования рекомендуется применять конструкцию лестниц, совмещенную с элементами намотки рулонов. Наружный диаметр лестницы должен соответствовать внутреннему габариту рулона.

3. Основания и фундаменты

3.I. Проектирование оснований стальных вертикальных резервуаров выполняется в соответствии с действующими нормативными докумен-

тами, утвержденными Госстроем СССР или, по его поручению, другими ведомствами и настоящими Указаниями.

3.2. Расчет несущей способности основания резервуаров следует выполнять в случаях и по методике, указанных в главе СНиП II-I5-74 "Основания зданий и сооружений".

3.3. Расчет оснований резервуаров по деформациям должен производиться исходя из условия:

$$S \leq S_{пр} \qquad (I)$$

где S - величина деформации основания, определяемая расчетом;

$S_{пр}$ - предельно допустимая величина деформации основания, соответствующая пределу эксплуатационной пригодности резервуара.

При определении S необходимо учитывать деформации основания не только от массы резервуара с нефтью и нефтепродуктами, но так же и деформации от иных причин (изменение уровня грунтовых вод, набухание грунтов, их просадка, морозное пучение грунтов, ветровая, монтажная нагрузка и т.д.).

Величины $S_{пр}$ устанавливаются заданием на проектирование.

3.4. Как правило, стальной резервуар надлежит устанавливать непосредственно на песчаную подушку. Наиболее распространенными типами фундаментов резервуаров являются:

а) кольцевая сплошная или прерывистая лента;

б) сплошная плита;

в) отдельно стоящие фундаменты с балками или без балок;

г) свайный фундамент с ростверком.

3.5. Материал фундаментов по п.3.4 "а", "б", "в" - бетон, монолитный или сборный железобетон, в том числе с предварительным натяжением арматуры, и другие материалы. Песчаные подушки выполняются из песков гравелистых, крупных или средней крупности с объемным весом скелета грунта $\gamma_{ск}$ = I,65 - I,7 тс/м^3 при отсутствии такого песка подушка может быть выполнена из мелких песков при максимальном содержании частиц менее 0,05 мм до 20% и при $\gamma_{ск}$ = I,6 тс/м^3.

3.6. Конструкция ростверка свайных фундаментов должна допускать максимальный осмотр наружной поверхности и возможность ремонта днища резервуара. Ростверк свайных фундаментов под резервуар не должен укладываться на пучинистые грунты; между ростверком и поверхностью пучинистого грунта должен быть зазор. При наличии торфа непосредственно под ростверком, сваи должны анкероваться в ростверке путем заделки в него продольной арматуры свай. В остальных случаях ростверк может опираться непосредственно на головы свай, заделанных в ростверк на 5 см.

3.7. Отметка подошвы фундамента резервуара и низа песчаной подушки определяется расчетом.

Минимальная глубина подошвы фундаментов должна быть не менее I,0 м от планировочной отметки.

3.8. Ширина и откосы песчаной подушки определяются расчетами на устойчивость подушки под действующими нагрузками в период строительства и эксплуатации резервуара. Минимальная ширина песчаной подушки должна превышать диаметр резервуара на 3 м. Максимальный откос подушки принимается I:I,5. Расчетные деформации основания S в условии (I) п.3.3 должны также включать деформации песчаной подушки.

3.9. Проектирование оснований и фундаментов должно выполняться с учетом возможности промерзания грунта под днищем и у стенок резервуара (при хранении в резервуаре продуктов с отрицательной температурой, при ремонте резервуара и т.д.); возможность оттаивания грунта под днищем и у стенок резервуара (например, при сооружении резервуара на вечномерзлых грунтах). Задание на проектирование должно содержать в необходимых случаях данные для расчета механического взаимодействия резервуара с промерзающими грунтами.

3.IO. При расчетных деформациях резервуара на песчаной подушке или на фундаментах согласно п.3.4. "а", "б", "в", превышающих допустимые, эти деформации можно уменьшать за счет увеличения модулей деформации грунтов основания.

Распространены следующие способы увеличения модулей деформации грунтов основания:

1) предпостроечное уплотнение (огрузка) грунтов основания временной нагрузкой (слоем грунта, массой тяжелых материалов и т.д.) с применением и без применения дрен. Рекомендуется, чтобы временная нагрузка на 10 -15% превышала среднее давление по подошве заполненного резервуара;

2) поверхностное и глубинное уплотнение грунтов уплотняющими механизмами;

3) замена грунта в сжимаемой толще основания (иногда частичная) на менее деформируемый грунт;

4) химическое закрепление песков и лесов, которое в ряде случаев может быть экономичным (по сравнению с иными способами увеличения модулей грунтов) при необходимости закрепления грунтов на большой глубине.

3.11. Окончательный выбор варианта основания и фундамента под резервуар производится на основе технико-экономических показателей, включая мероприятия по водоотводу, прокладке коммуникаций, планировке площадки вокруг резервуара и т.д.

3.12. Проектирование оснований резервуаров в случае просадочных грунтов следует вести в соответствии с главой СНиП II-15-74. При этом необходимо учитывать возможность развития просадок грунтов при замачивании их нефтепродуктами, тип грунтовых условий, возможных величин просадок как от веса заполненного резервуара, так и от собственного веса грунта, взаимосвязи резервуаров между собой и с другими сооружениями.

3.13. Возможность замачивания просадочных грунтов в основаниях резервуаров водой устанавливается на основе анализа: расположения на застраиваемой территории коммуникаций и емкостей для воды (или других жидкостей), рельефа местности и возможности сохранения естественного стока атмосферных вод при застройке территории, количества выпадающих атмосферных осадков, техники пожаротушения при пожарах на резервуарах и т.д.

3.14. Возможность развития просадки грунтов при замачивании их нефтью и нефтепродуктами устанавливается в процессе выполнения инженерно-геологических изысканий путем проведения компрессионных испытаний на образцах грунтов, отобранных

через I-2 м по глубине в пределах верхней части просадочной толщи на глубину 0,5 - 0,6 Н, где Н - величина просадочной толщи. Компрессионные испытания проводятся с замачиванием образцов грунта соответственно нефтью или нефтепродуктами по методике, применяемой для определений относительной просадочности грунтов.

3.I5. При отсутствии возможности замачивания просадочных грунтов в основании резервуаров и вокруг них на полосе шириной не менее I,5 Н (от края резервуара), а также при отсутствии возможности развития просадок грунтов вследствие замачивания их нефтью и нефтепродуктами, основания резервуаров проектируются как на обычных непросадочных грунтах, в соответствии со сжимаемостью просадочных грунтов при их естественной влажности.

3.I6. На площадках с I типом грунтовых условий по просадочности при возможности замачивания просадочных грунтов водой, а также при возникновении просадок грунтов от нефти и нефтепродуктов, в качестве оснований резервуаров принимается:

а) естественное основание, если средняя величина давления на грунт массы заполненного резервуара меньше или равна начальному просадочному давлению грунта Рпр;

б) если средняя величина давления на грунт массы заполненного резервуара больше Рпр, просадочные грунты в основании должны быть уплотнены с поверхности тяжелыми трамбовками на глубину не менее I,5 м. Уплотнение производится в пределах площади, диаметр которой на I,5 м превышает в каждую сторону диаметр резервуара. Объемный вес скелета грунта на нижней границе уплотненного слоя $\gamma_{ск}$ должен быть не менее I,6 тс/м^3.

При невозможности уплотнения просадочных грунтов тяжелыми трамбовками устраивается грунтовая подушка по поверхности просадочных грунтов толщиной I,5 м из местных лессовых грунтов с уплотнением их послойно до $\gamma_{ск}$ = I,65 - I,7 тс/м^3.

3.I7. На площадках со II типом грунтовых условий по просадочности и возможности замачивания просадочных грунтов водой, а также при возможности просадок грунтов от нефти и нефтепродуктов, основания резервуаров проектируются в зависимости от возможной величины просадки грунтов от их собственного веса.

При расчетной величине просадок грунтов от собственного веса $S_{пр.с} \leq 40$ см, основания резервуаров уплотняются тяжелыми трамбовками на глубину не менее 2,0 м (при $\gamma_{сл} \geq$ I,6 тс/м^3 или вместо уплотнения должна устраиваться грунтовая подушка с $\gamma_{сл} \geq$ I,65-I,7 тс/м^3. Уплотнение производится в пределах площади, диаметр которой на 5м превышает в каждую сторону диаметр резервуара.

При расчетной величине просадок грунтов от их собственного веса $S_{пр.с} > 40$ см, просадочный грунт в основаниях резервуаров должен уплотняться предварительным замачиванием с доуплотнением верхнего слоя на глубину I,5 м в соответствии с требованиями п.3.I6. Уплотнение просадочных грунтов предварительным замачиванием выполняется по всей застраиваемой площади или под резервуарами в пределах площади, диаметр которой на I0 м в каждую сторону превышает диаметр резервуара.

При невозможности выполнения уплотнения просадочных грунтов предварительным замачиванием резервуары рекомендуется возводить на сваях, полностью прорезающих просадочные грунты.

3.I8. При расчете деформации основания S, деформации слоев замоченного и уплотненного просадочного грунта в сжимаемой толще основания определяются, исходя из характеристик замоченного и уплотненного грунта.

3.I9. При проектировании резервуаров на вечномерзлых грунтах следует руководствоваться главой СНиП II-Б.6-66 "Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах" с учетом специфики возводимых сооружений и особенностей их теплового режима и механического взаимодействия с промерзающими и оттаивающими грунтами.

3.20. При проектировании принимается один из двух принципов использования вечномерзлых грунтов в качестве основания:

принцип I - грунты основания используются в мерзлом состоянии в течение всего периода эксплуатации резервуаров;

принцип II - грунты основания используются в оттаивающем или оттаявшем состоянии.

При строительстве резервуаров с использованием грунтов основания в мерзлом состоянии (принцип I) резервуары следует проектировать или на свайных фундаментах с высоко расположенным ростверком или на подсыпках из крупнозернистого материала.

Сохранение мерзлого состояния грунтов достигается путем устройства проветриваемого пространства между поверхностью грунта и днищем резервуара с круглогодичной естественной вентиляцией. При устройстве подсыпок, их конструкция и размеры должны устанавливаться на основании теплотехнических расчетов, исходя из условия, чтобы было обеспечено сохранение мерзлого грунта основания под подсыпкой.

3.2I. При строительстве резервуаров с использованием грунтов основания в оттаивающем или оттаявшем состоянии (принцип II) резервуары следует обосновывать на фундаментах, уложенных по подсыпке. Толщины подсыпки с учетом дополнительной теплоизоляции принимаются по теплотехническому расчету, исходя из условия, чтобы при данной глубине оттаивания величины деформаций (осадка, крен и т.д.) не превышали предельных деформаций.

Допускается применение предварительного искусственного оттаивания мерзлых грунтов основания до строительства резервуара или замена льдонасыщенных мерзлых грунтов талыми грунтами.

3.22. Выбор принципа использования вечномерзлых грунтов в качестве оснований резервуаров, а также соответствующих мероприятий, обеспечивающих выполнение этого принципа, производится для каждого случая в отдельности применительно к конкретным условиям площадки с учетом результатов технико-экономических подсчетов.

3.23. При любом принципе использования вечномерзлых грунтов основания должны быть предусмотрены специальные мероприятия при инженерной подготовке территории - сохранение мохорастительного покрова, отвод ливневых вод, обеспечение устойчивости откосов подсыпок, устройство внутриплощадочных дорог и т.д.

3.24. Планировка площадки вокруг резервуара внутри сплошного земляного вала должна выполняться с уклоном от резервуара на расстоянии не менее 1,5 его высоты.

3.25. Поверхность песчаной подушки должна покрываться гидроизолирующим слоем.

Гидроизолирующий слой толщиной не менее 80-100 мм устраивается поверх песчаной подушки с выходом на отмостку за пределы днища не менее 50 мм.

При строительстве на макропористых грунтах толщина гидроизолирующего слоя должна быть не менее 200 мм и покрывать песчаную подушку, отмостку и откосы с выходом на 500 мм за пределы отмостки.

3.26. В песчаную подушку следует дополнительно укладывать синтетическую пленку с уклоном от центра резервуара. Синтетическая пленка должна укладываться ниже поверхности песчаной подушки не менее 100 мм; полотнища пленки перекрываются внахлестку не менее 300 мм.

3.27. Состав гидроизолирующего слоя указывается в проекте и должен состоять:

а) для просадочных грунтов: из щебня твердых пород, залитого битумом и покрытого слоем асфальта не менее 20 мм;

б) для остальных грунтов:

1) песок 0,1 - 2 мм (60 - 85%),

2) грунт с частицами менее 0,1 мм (40-15%),

3) вяжущие вещества (битумы, дегти и т.д.) от 8 до 10% по весу смеси.

Допускается применение грунта для гидроизолирующего слоя с частицами менее 0,005 мм (1,5-5%), с частицами от 2 до 20 мм (не более 25%).

Грунт для приготовления гидроизолирующих слоев должен иметь влажность не более 3%.

3.28. Поверхность песчаной подушки, отмостка и откосы резервуаров, предназначенных для хранения этилированных бензинов, должны быть покрыты сборными бетонными плитами или монолитной плитой. Вокруг отмостки устраивается бетонный лоток, соединяющийся с

канализационными колодцами.

4. Стальные конструкции резервуаров

4.I. Основные размеры резервуаров (диаметр, высота стенки) и отдельные их элементы должны приниматься с учетом сортамента прокатной толстолистовой стали по ГОСТ I9903-74 "Сталь листовая горячекатанная. Сортамент".

4.2. Габариты и вес рулонов стенок и днищ, размеры щитов, а также других сборных элементов должны соответствовать железнодорожным или автодорожным габаритам и максимально использовать грузоподъемность транспортных средств.

4.3. Диаметр днища резервуара должен быть больше наружного диаметра стенки резервуара:

а) для резервуаров емкостью до 5000 м^3 - 80 мм;

б) для резервуаров емкостью 5000 м^3 и более - I20 мм.

4.4. В резервуарах емкостью до I000 м^3 днище, как правило, должно быть горизонтальным.

4.5. У резервуаров емкостью I000 м^3 и более уклон днища должен быть равен I:I00 и иметь направление от центра к стенке или наоборот.

4.6. В резервуарах емкостью I000 м^3 и менее днище должно быть без окрайков и из листов толщиной не менее 4 мм.

4.7. Толщина листов центральной части днищ должна быть не менее:

а) у резервуаров емкостью до 5000 м^3 включительно - 4 мм;

б) у резервуаров более 5000 м^3, но менее 20000 м^3 - 5 мм;

в) у резервуаров емкостью 20000 м^3 и более - 6 мм.

4.8. Окрайки днищ в резервуарах емкостью до 5000 м^3 включительно изготавливаются в одном рулоне с центральной частью днища и должны иметь толщину на 2-3 мм более центральной части. Для резервуаров емкостью свыше 5000 м^3 окрайки днищ принимаются сегментными из отдельных листов толщиной не менее 8 мм.

4.9. Швы сварных соединений полотнищ днищ резервуаров между собой и с окрайками выполняются внахлестку с одной стороны.

швы должны быть сплошными и обеспечивать герметичность днища. В днищах, имеющих уклон, предусматривается сварное соединение полотнищ, проходящие через центр резервуара.

4.10. Толщина листов стенки определяется в соответствии с требованиями главы СНиП II-23-72 "Стальные конструкции". Минимальная толщина стенки должна быть не менее 4 мм.

4.11. Горизонтальные сварные соединения стенки резервуара с листами толщиной 4 мм допускается производить внахлестку двусторонними сплошными швами.

4.12. Вертикальные сварные соединения в полотнищах следует выполнять совмещенно и вразбежку. При выполнении вразбежку расстояние между ними должно быть не менее 500 мм.

4.13. Соединения стенки резервуаров с днищем должно производиться двусторонними угловыми швами. Высота шва по катету принимается не менее 4 мм, но не более толщины днища.

4.14. Конструкция стационарных крыш и креплений их к верхнему поясу резервуаров должны обеспечивать (в случае взрыва в газовом пространстве резервуара) отрыв крыши без повреждения стоек.

4.15. Крыши резервуаров должны проектироваться из укрупненных сборных элементов.

4.16. В резервуарах со стационарными крышами: емкостью до 5000 $м^3$ допускается коническая форма крыши с уклоном не менее 1:20 и не более 1:8; емкостью более 5000 $м^3$ – сферическая или другие формы крыш. Стрела подъема сферической крыши принимается в пределах от 1:10 до 1:12.

4.17. Резервуары со стационарными крышами допускается проектировать с внутренними стойками.

4.18. Толщина листов настила крыш резервуаров при хранении неагрессивных нефти и нефтепродуктов принимается:

а) для резервуаров емкостью до 5000 $м^3$ не менее 3 мм;

б) для резервуаров емкостью 5000 $м^3$ и выше – не менее 4 мм.

4.19. Крыши резервуаров в местах установки оборудования и арматуры должны быть усилены за счет увеличения толщины листа или других конструкций.

4.20. Плавающая крыша или понтон должны иметь радиус меньше радиуса резервуара не менее 300 мм.

4.21. Толщина стальных листов центральной части понтона должна быть не менее 4 мм.

4.22. Толщина стальных листов центральной части плавающей крыши для резервуаров емкостью до 1000 $м^3$ должна быть не менее 4 мм, а для больших емкостей - не менее 5 мм.

4.23. Монтажные сварные соединения полотнищ центральной части понтона или плавающей крыши, а также соединение их с коробами должны осуществляться внахлестку двусторонними швами.

4.24. Расстояние между опорными стойками плавающей крыши или понтона должно быть не более 1000 толщин центральной части плавающей крыши или понтона.

4.25. Плавающая крыша или понтон в местах расположения опорных стоек усиливается листом толщиной не менее 10 мм и диаметром не менее 500 мм.

4.26. Расстояние от стойки до монтажного шва центральной части плавающей крыши или понтона не должно быть менее 400 мм.

4.27. Опорные стойки под полыми коробами или отсеками должны располагаться как правило в зоне влияния жесткости перегородок или радиальных жесткостей.

4.28. Плавающая крыша на опорных стойках должна иметь уклон не менее 1:100 к водоприемникам. Для понтона уклон не предусматривается.

4.29. В резервуарах с плавающей крышей или понтоном рекомендуется предусматривать направляющие. При двух направляющих их расположение должно быть диаметрально противоположным. В резервуарах с плавающей крышей одна из направляющих располагается рядом с катучей лестницей.

4.30. Угол наклона катучей лестницы должен быть не менее 5° и не более 50° при любом возможном положении плавающей крыши.

4.3I. Ступени (проступи) катучей лестницы должны быть горизонтальны при любом наклоне лестницы.

4.32. Устойчивость катучей лестницы при необходимости должна обеспечиваться ветровой фермой.

4.33. Рельсовый путь для катучей лестницы следует укладывать на решетчатую ферму (балку).

4.34. Зазор между решетчатой фермой (балкой) и центральной частью плавающей крыши должен быть не менее 250 мм, а верх рельса выше снегового покрова.

4.35. При рулонном изготовлении стенки и днища соединение листов в полотнища должно производиться встык автоматической сваркой под флюсом в соответствии с Указаниями по изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов ВСН 3II-73 .
МНСС СССР

4.36. Кромки листов, свариваемых встык, должны быть простроганы или обрезаны на гильотинных ножницах при условии соблюдения ГОСТ 8713-70 "Швы сварных соединений. Автоматическая и полуавтоматическая сварка под флюсом. Основные типы и конструктивные элементы".

4.37. При ручной сварке конструкций, изготавливаемых из углеродистых сталей, применять электроды типа Э42 и Э42А. При сварке конструкций из низколегированной стали - электроды типа Э50А и Э55.

Подготовка кромок в этом случае должна производиться согласно ГОСТ 5264-69 "Швы сварных соединений. Ручная электродуговая сварка. Основные типы и конструктивные элементы".

Применяемые электроды должны удовлетворять требованиям ГОСТ 9467-60 "Электроды металлические для дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы".

4.38. Горизонтальные швы стенки должны быть плотными и на расстоянии I0 см по обе стороны от вертикального шва иметь провар на всю толщину листа, а в остальной части - не менее 2/3 толщины листа.

4.39. Все швы приварки элементов приемо-раздаточных устройств и люков-лазов не должны располагаться ближе 500 мм от вертикальных швов стенки резервуара.

4.40. Сварное соединение листов кровли между собой должно осуществляться встык на остающейся подкладке.

5. Основные положения по расчету стальных конструкций

5.I. Расчет несущих элементов стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов должен производиться в соответствии с главами СНиП П-В.3-72 и СНиП П-А.I0-7I."Строительные конструкции и основания. Основные положения проектирования".

5.2. Нормативные нагрузки на несущие конструкции резервуаров и коэффициенты перегрузок на них должны соответствать главе СНиП П-А.П-62 "Нагрузки и воздействия" и данным, приведенным в приложении 4.

5.3. Коэффициенты условий работы элементов стальных резервуаров должны соответствовать главе СНиП П-В.3-72 и данным, приведенным в приложении 5.

5.4. При определении толщин листов стенки резервуара со стационарной крышей принимается налив продукта на всю высоту стенки.

5.5. При определении толщин листов стенки резервуара с плавающей крышей или понтоном учитывается недолив продукта, определяемый верхним положением плавающей крыши или понтона, в зависимости от их конструкции и конструкция затворов.

5.6. Устойчивость стенки проверяется в порожнем резервуаре на совместное воздействие осевого сжатия параллельно образующей и сжатия от внешнего равномерного давления по главе СНиП П-В.3-72. Осевое напряжение определяется по минимальной толщине стенки пояса, а поперечное напряжение - по средней толщине.

5.7. При определении критического напряжения стенки на осевое сжатие вводится минимальная толщина стенки. Коэффициенты "С" принимаются по главе СНиП П-В.3-72 для отношений $r/\delta_{min} \leq 2500$, а при больших значениях: 3000 и 4500 соответственно 0,054 и 0,052.

5.8. Внешнее равномерное давление нормальное к боковой поверхности стенок резервуаров со стационарными крышами, определяется от ветровой нагрузки и вакуума.

В резервуарах с плавающей крышей ветровая нагрузка условно заменяется на давление внутри резервуара меньше атмосферного, равное половине нормативного скоростного напора ветра.

5.9. В резервуарах с плавающей крышей отсос внутри резервуара учитывается аэродинамическим коэффициентом, усредненная величина которого принимается I,6.

5.IO. Окрайки днища рассчитываются на прочность с учетом моментов и поперечной силы, возникающих в зоне сопряжения стенки и окрайков от гидростатического давления и вертикальной силы.

5.II. Стационарные крыши (сферическая, коническая и т.д.) должны рассчитываться на условия, возникающие при монтаже от собственного веса конструкции и снеговой нагрузки не более IO кгс/м2.

5.I2. Крыша балочной или распорной конструкции с уклоном не более I:8 на ветровую нагрузку со стенки резервуара не рассчитывается.

5.I3. Опорное кольцо сферической и распорной конической крыши рассчитывается на распор от покрытия и ветровую нагрузку, действующую на I/3 высоты стенки резервуара. При этом должна учитываться совместная работа опорного кольца с покрытием.

5.I4. Кольцо жесткости резервуара с плавающей крышей рассчитывается на ветровую нагрузку, действующую на I/3 высоты стенки резервуара. При этом должна учитываться совместная работа кольца жесткости и кольцевого трубопровода для орошения.

5.I5. Плавучесть плавающих крыш проверяется в соответствии с п.2.I5 при следующих нагружениях:

а) масса крыши - симметричное нагружение;

б) масса крыши и равномерная снеговая нагрузка - симметричное нагружение;

в) масса крыши и неравномерная снеговая нагрузка - несимметричное нагружение;

г) масса крыши и слой воды на центральной части крыши - симметричное нагружение;

д) масса крыши при затоплении двух соседних отсеков и центральной части крыши - несимметричное нагружение.

5.16. При несимметричном нагружении максимальное погружение не должно превышать 3/4 высоты короба или отсека плавающей крыши.

5.17. Кольцевой короб или отсек плавающей крыши рассчитывается на прочность при положении плавающей крыши на опорах от собственного веса и снеговой нагрузки.

5.18. Понтонное кольцо плавающей крыши проверяется на плавучесть согласно п.5.15, а также на удержание во взвешенном положении центральной части крыши при течи в ней.

5.19. Понтонное кольцо понтона рассчитывается на прочность при положении понтона на опорах от собственного веса и продукта. Расчетное расстояние между стойками принимается равным двум пролетам на случай ремонта и освобождения одной стойки.

5.20. Понтонное кольцо понтона рассчитывается на устойчивость при положении понтона во взвешенном состоянии центральной части понтона при течи в нем.

5.21. Стойки плавающей крыши рассчитываются на сочетание нагрузок от собственного веса плавающей крыши, катучей лестницы и слоя жидкости по п.2.15.

5.22. Стойки понтона рассчитываются на массу понтона и слоя продукта по п.2.15.

5.23. При расчете стоек под понтонным кольцом плавающей крыши или понтона к расчетным нагрузкам вводится коэффициент 1,5, учитывающий неравномерность загрузки стоек.

5.24. В резервуаре со стационарной крышей, эксплуатируемом при ~~в резервуаре выше атмосферного на~~ давлении 200 мм вод.ст. и более, определяется подъемная сила, возникающая в пустом резервуаре. Если подъемная сила от этого давления больше масс покрытия, стенки и 0,5 м окрайка днища, с приложенным к нему указанным давлением и масса продукта с уровнем до низа приемо-раздаточных патрубков, то стенку необходимо закрепить.

5.25. Подъемная сила определяется при следующих нагружениях:

а) давление в резервуаре превышающее атмосферное;

б) 2/3 величины давления в резервуаре выше атмосферного и 2/3 ветровой нагрузки

(отсос на крыше и ветровой момент).

При определении усилия на анкер массу окрайка днища с приложенным к нему внутренним давлением и массой продукта не учитывается.

5.26. При проектировании стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, возводимых в сейсмических районах, кроме расчета конструкции на обычные нагрузки, должны быть произведены расчеты на действие сейсмических сил в соответствии с главой СНиП П-А.12-69 "Строительство в сейсмических районах".

5.27. Расчет производится на одновременное действие инерционных сил, массы конструкции, снеговой нагрузки, временной нагрузки на покрытии и от массы заполняющей резервуар жидкости (нефти, нефтепродуктов).

Ветровые нагрузки при этом не учитываются.

5.28. Резервуары должны рассчитываться на горизонтальные и вертикальные гидродинамические силы. Указанные нагрузки суммируются с гидростатистическим давлением жидкости (нефти и нефтепродуктов).

5.29. В сейсмических районах следует применять резервуары с плавающими крышами или понтонами и с затворами мягкого типа. В случае применения резервуара со стационарной крышей должен предусматриваться соответствующий недолив продукта во избежание гидродинамического удара о покрытие развивающейся в резервуаре волны.

5.30. Для резервуаров с плавающей крышей или понтоном должны учитываться горизонтальные инерционные силы от плавающей крыши или понтона.

5.31. Днище резервуара и основание под него должны рассчитываться с учетом контурного давления, вызванного моментом от сейсмических сил.

5.32. На резервуарах, строящихся в сейсмических районах, в узлах ввода трубопроводов с запорной арматурой должны быть предусмотрены специальные устройства (компенсаторы), обеспечивающие прочность и надежность указанных узлов.

6. Материалы для резервуаров

6.I. Стальные конструкции резервуаров проектируются с учетом расчетных температур, объемов и ответственности конструкций и условий эксплуатации из сталей следующих классов в соответствии с главой СНиП П-В.3-72 и настоящей Инструкцией: С 38/23; С 44/29; С 46/33; С 52/40 и С 60/45. Марки стали, соответствующие указанным классам, приведены в приложении 6.

6.2. Классы и марки стали, типы электродов и материалы для механизированной сварки и другие дополнительные требования к поставляемой стали должны указываться на рабочих (КМ) и деталировочных (КМД) чертежах и документации по заказу металла.

6.3. В понтонах, плавающих крышах, затворах и резервуарном оборудовании допускается применять отечественные синтетические, резинотехнические и другие полимерные материалы, удовлетворяющие специальным техническим требованиям:

- прочность;
- набухание и вымывание в нефтепродуктах с содержанием ароматических углеводородов 40% и более;
- морозостойкость и теплостойкость;
- водопоглащение;
- влияние применяемых материалов на показатели качества товарных нефтепродуктов и нефтей;
- старение в бензине, нефти и паровоздушной смеси;
- обрабатываемость;
- удовлетворение требованиям техники и пожарной безопасности при обработке и эксплуатации;
- накопление статического электричества;
- недефицитность;
- плотность;
- долговечность и показатель эластичности;
- усадка;
- диффузия через материал.

Не допускается применение сгораемых синтетических материалов (полиуретаны) без несгораемых оболочек в понтонах и затворах.

7. Оборудование резервуаров

7.1. Проекты сооружения стальных резервуаров технологическим оборудованием, приборами КИП и автоматики, средствами пожаротушения молниезащиты и т.д. должны выполняться в соответствии с требованиями главы СНиП II-П.3-70, "Правила устройства электроустановок" (ПЭУ), главы СНиП III-А.6-67 "Электрические установки" и СН 305-69 "Временные указания по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений".

7.2. Резервуары для нефти и нефтепродуктов в зависимости от их типа и назначения должны быть оборудованы:

а) приемо-раздаточными устройствами, имеющими местное и дистанционное управление;

б) дыхательной арматурой и предохранительными или механическими клапанами;

в) приборами для местного и дистанционного измерения уровня и температуры хранимой жидкости, автоматической сигнализацией верхнего и нижнего предельных уровней;

г) устройствами для отбора средней пробы;

д) устройствами для удаления из резервуара подтоварной воды;

е) устройством для подогрева в резервуарах высоковязких и застывших нефтепродуктов и нефти;

ж) устройствами и средствами автоматического обнаружения и тушения пожара;

з) устройствами молниезащиты и защиты от воздействия статического электричества и вторичных проявлений молнии;

и) устройством для предотвращения накопления отложений в резервуаре;

к) устройствами для ручного измерения уровня и отбора проб.

7.3. Пропускная способность дыхательной арматуры или механического клапана должна определяться в зависимости от максимальной производительности заполнения и опорожнения резервуара, с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

7.4. В зависимости от типов резервуаров и хранимых в них жидкостей применяется следующая дыхательная арматура:

а) на плавающей крыше - механический клапан с огнепреградителем;

б) на крыше резервуара с понтоном - вентиляционный патрубок с огнепреградителем;

в) на резервуарах со стационарной крышей для хранения:

- нефти и нефтепродуктов (кроме дизельного топлива и керосина) - дыхательный и предохранительный клапаны с огнепреградителями;
- дизельного топлива и керосина - вентиляционный патрубок, с огнепреградителем;
- темных нефтепродуктов и масел - вентиляционный патрубок.

7.5. Пределы работы дыхательных клапанов должны приниматься:

а) по давлению в резервуаре ниже атмосферного на 200 мм водст

б)по давлению в резервуаре ниже атмосферного на 20 мм вод.ст.

7.6. Дыхательные клапаны и огневые предохранители должны быть не примерзающие; монтажные (установочные) патрубки должны иметь защитные покрытия против образования инея.

ПРИМЕЧАНИЕ: в отдельных случаях (южные районы, где не наблюдается примерзание тарелок, образование инея и др.) допускается установка на резервуарах клапанов без защитных мер против примерзания тарелок и образования инея.

7.7. На резервуарах, оборудованных дыхательными клапанами, должны устанавливаться предохранительные клапаны равнозначной пропускной способности.

7.8. Пределы работы предохранительного клапана следует принимать:

а) по давлению в резервуаре ниже атмосферного на 210-230

б) по давлению в резервуаре ниже атмосферного на 30-35

ПРИМЕЧАНИЕ: пределы избыточного давления и вакуума соответствуют: меньшие - срабатыванию (открытию), большие - максимальной пропускной способности предохранительного клапана.

7.9. Дыхательные и предохранительные клапаны должны иметь огнепреградители и устанавливаться на самостоятельных монтажных патрубках.

7.10. Приемо-раздаточные устройства должны обеспечивать скорость движения потока жидкости не более 2,5 м/сек. Приемо-раздаточные устройства рекомендуется применять согласно приложению 7.

7.11. Количество приемо-раздаточных устройств определяется по максимальной производительности закачки и выкачки. Для резервуаров емкостью 1000 м^3 и более рекомендуется предусматривать установку не менее двух приемо-раздаточных устройств.

7.12. Максимальная производительность закачки и выкачки для резервуаров с плавающей крышей или понтоном ограничивается допустимой скоростью движения понтона (плавающей крыши), которая не должна превышать 6 м/час.

7.13. Приемо-раздаточное устройство должно иметь надежный запорный орган (хлопушка, подъемная труба и т.п.) и обеспечивать максимальное использование полезного объема резервуара. Количество подъемных труб устанавливается при разработке проекта по конкретным условиям.

7.14. Приемо-раздаточное устройство с хлопушкой, имеющей боковое управление, оборудуется запасным тросом. В случае установки двух или более приемо-раздаточных устройств с хлопушкой, последние запасными тросами не оснащаются.

7.15. Резервуары должны оборудоваться световыми и монтажными люками, люками-лазами и люками для измерения технологических параметров.

Количество люков принимается согласно приложению 8.

7.16. Световые люки и люки-лазы допускается располагать в любом положении по отношению к оси лестницы. Один световой люк обязательно должен располагаться диаметрально противоположно люку-лазу.

Резервуары с понтоном должны оборудоваться люком-лазом Ду-500 во втором или третьем поясе и располагаться диаметрально противоположно люку-лазу в первом поясе.

7.17. Резервуары всех типов должны оснащаться сифонными кранами или другими устройствами для слива подтоварной воды.

Сифонные краны назначаются по табл. 1.

Краны устанавливаются на первом поясе в любом месте по обе стороны от оси люка-лаза на расстоянии не менее 1000 мм.

РЕКОМЕНДУЕМОЕ КОЛИЧЕСТВО СИФОННЫХ КРАНОВ

Таблица 1

Емкость резервуара, м^3	Сифонный кран		Емкость резервуара, м^3	Сифонный кран	
	тип	к-во		тип	к-во
1	2	3	1	2	3
от 100 до 5000	СК-50	1	10000	СК-100	2
50000	СК-50	1	50000	СК-100	2

1	2	3	1	2	3
			100000	СК-100	3
			120000	СК-100	3

ПРИМЕЧАНИЯ: количество сифонных кранов для хранения обводненных нефтей и нефтепродуктов должно определяться расчетом.

7.18. Оборудование для подогрева нефти и нефтепродуктов рассчитывается по поверхности нагрева. Площадь поверхности нагрева определяется по конкретным условиям при привязке проекта.

7.19. Резервуары для хранения сырой нефти должны оборудоваться устройствами, предотвращающими накопление осадков (размывающие головки, винтовые перемешивающие устройства и т.п.). Необходимость применения этих устройств определяется технологическими процессами хранения.

8. Автоматика и КИП.

8.1. Резервуары для нефти и нефтепродуктов следует оснащать тензометрическими, гравиметрическими, объемно-весовыми и пьезометрическими контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации:

а) местным и дистанционным измерителями уровня жидкости в резервуаре;

б) сигнализаторами максимального и минимального оперативных уровней жидкости в резервуаре;

в) сигнализатором максимального аварийного уровня жидкости в резервуаре;

г) сигнализаторами максимального и минимального уровней подтоварной воды;

д) дистанционным измерителем средней температуры жидкости в резервуаре;

е) местным и дистанционным измерителями температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков в резервуарах, оснащенных устройством для подогрева жидкости;

ж) дистанционным сигнализатором повышения температуры в резервуаре и автоматическим включением средств пожаротушения при возникновении пожара с одновременной подачей аварийного сигнала;

з) дистанционным сигнализатором загазованности над плавающей крышей;

и) отбором средней пробы из резервуара.

... В резервуарах с плавающей крышей или понтоном допускается измерять уровень по положению плавающей крыши (понтона).

6.3. Указатель уровня должен обеспечить достоверность измерений при деформации корпуса резервуара при колебаниях температуры хранимой жидкости и окружающего воздуха.

6.4. Для сигнализации оперативных уровней в качестве датчиков можно использовать сигнализаторы, встроенные в измеритель уровня.

6.5. Сигнализатор максимального аварийного уровня, передающий сигнал на отключение насосного оборудования при достижении предельного уровня, должен устанавливаться, обеспечивая плавающей крыше или понтону перемещение выше отметки срабатывания.

6.6. В резервуарах с плавающей крышей или понтоном должно устанавливаться на равных расстояниях не менее трех сигнализаторов уровня, работающих параллельно.

6.7. В резервуарах, предназначенных для длительного хранения нефти и нефтепродуктов, должны предусматриваться сигнализаторы максимального уровня подтоварной воды. На трубопроводах откачки подтоварной воды должны устанавливаться сигнализаторы раздела жидкостей типа "вода-нефть" (нефтепродукт).

6.8. В резервуарах, где количественный учет жидкости осуществляется по измерениям уровня, а не по показаниям счетчиков, следует предусматривать установку приборов для измерения и определения средней температуры хранимой жидкости.

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

6.10. Резервуары с подогревом должны предусматривать местное и дистанционное измерение температуры нефти и нефтепродуктов в районе приемо-раздаточных патрубков с глубиной погружения термометра не менее 300 мм.

8.12. В резервуарах рекомендуется предусматривать специальные пробоотборники для отбора средней пробы хранимого продукта согласно ГОСТ 2517-69 "Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб".

8.13. Проект установки контрольно-измерительных приборов и автоматики должен разрабатываться с учетом:

а) свойств рабочей среды (вязкость, плотность, агрессивность, диапазон рабочих температур, давление и т.д. хранимых в резервуарах продуктов;

б) диапазона измеряемого параметра (уровень, температура);

в) внешних условий (наружная температура, влажность воздуха и др.);

г) конструктивных особенностей резервуара (тип резервуара, объем, высота, диаметр).

8.14. Номенклатура и типы приборов КИП и автоматики, способы дистанционной передачи показаний определяются при конкретном проектировании в зависимости от назначения и типа резервуаров, объема автоматизации и применяемого комплекса оборудования автоматизации и применяемого комплекса оборудования автоматизации для объекта в целом.

9. Молниезащита, защита от статического электричества, электромагнитной индукции и высоких потенциалов

9.1. Защита от прямых ударов молний стальных вертикальных резервуаров, относящихся к взрывоопасным наружным установкам класса В-IГ, должна выполняться следующим образом:

а) корпуса резервуаров при толщине металла крыши менее 4 мм должны быть защищены молниеотводами, установленными отдельно или на самом резервуаре;

б) корпуса резервуаров при толщине металла крыши 4 мм и более достаточно присоединить к заземлителям;

в) при общем объеме парка резервуаров более 100000 м^3 защита должна выполняться отдельно стоящими молниеотводами, а корпуса резервуаров должны быть присоединены к заземлителям. К этим же заземлителям могут быть присоединены токоотводы отдельно стоящих молниеотводов.

9.2. При наличии на резервуаре газоотводных или дыхательных труб для свободного отвода в атмосферу газов взрывоопасной концентрации, независимо от наличия на них огнепреград

пространство над обрезом труб, ограниченное полусферой радиусом 5 м, должно входить в зону защиты молниеприемников.

9.3. При наличии на резервуаре газоотводных и дыхательных труб, оборудованных колпаками или "Гусаками", эта зона может быть уменьшена при избыточном давлении внутри резервуара менее 0,05 кгс/см^2 выше атмосферного при газах, тяжелее воздуха – до 1 м по вертикали и 2 м по горизонтали; при давлении от 0,05 до 0,25 кгс/см^2 выше атмосферного при газах тяжелее воздуха – до 2,5 м по вертикали и 5 м по горизонтали в стороны от обреза трубы.

9.4. Требования о включении в зону защиты молниеотводов пространства над обрезом трубы не обязательны для предохранительных клапанов, выброс газа из которых осуществляется лишь в редких случаях (аварийных).

9.5. Для резервуаров, указанных в п.9.2, заземлители от прямых ударов молнии должны иметь импульсное сопротивление растеканию тока не более 50 ом на каждый токоотвод и к ним должны быть присоединены молниеводы и металлические корпуса резервуаров. При этом присоединение резервуаров к заземлителям должно осуществляться не более чем через 25 м по периметру основания резервуара и в любом случае число подсоединений должно быть не менее 2.

9.6. Защита от электростатической индукции обеспечивается подсоединением всего оборудования и аппаратов, относящихся к резервуару, к защитному заземлению электрооборудования с общим сопротивлением растеканию тока не более 10 ом.

9.7. Плавающие крыши и понтоны должны защищаться от электростатической индукции путем подсоединения к корпусу резервуара гибкими металлическими перемычками не менее, чем в двух местах.

9.8. Защита от электростатической индукции является одновременно и защитой резервуара от статического электричества и никаких дополнительных мероприятий по защите от статического электричества выполнять не требуется.

9.9. Во всех случаях разрешается объединение заземлителей защиты от прямых ударов молнии, защитного заземления оборудования и заземлителей защиты от электростатической индукции.

9.10. Защита резервуаров от электромагнитной индукции выполняется в виде устройства через каждые 25-30 м металлических перемычек между трубопроводами и другими протяженными металлическими предметами, расположенными друг от друга на расстоянии 10 см и менее.

Установка перемычек в местах соединений (ответвления, соединения встык) металлических трубопроводов или других протяженных конструкций не требуется.

9.11. Все подземные коммуникации при подсоединении к резервуарам должны быть подсоединены к заземлителям.

Внешние наземные металлические конструкции и коммуникации (трубопроводы) должны на вводе в резервуар иметь присоединение к заземлителю с импульсом сопротивления растеканию тока не более 10 ом. Допускается подсоединение осуществлять к заземлителю защиты от прямых ударов молнии.

9.12. Молниеприемники изготавливаются из различного металла любого профиля длиной от 200 до 1500 мм, сечением не менее 100 мм^2 и из многопроволочного оцинкованного троса сечением не менее 35 мм^2. Молниеприемники периодически оцинковывают, лудят или окрашивают антикоррозионными покрытиями.

Молниеприемники соединяются с токоотводами на сварке или с помощью винтовых зажимов. Контактные поверхности стальных и медных проводов должны быть оцинкованы или облужены.

9.13. Токоотводы изготавливают из стали сечением не менее 35 мм^2.

9.14. Заземляющие устройства подразделяются на:

а) поверхностные, изготавливаемые из полосовой, круглой, угловой и других профилей стали сечением не менее 100 мм2, укладываемые на глубину 0,5-0,8 м от поверхности земли одним лучем или несколькими лучами, расходящимися из одной точки, к которой присоединяется токоотвод. Длина луча (лучей) не более 30 м;

б) углубленные, изготавливаемые из стальных стержней диаметром 15-20 мм, угловой стали со стенками толщиной не менее 4 мм, некондиционных стальных труб с наружным диаметром 30-50 мм и толщиной стенки не менее 3,5 мм, длиной от 2 до 3 м, забиваемые в грунт на глубину 0,7 - 0,8 м от верхнего конца электрода до поверхности земли;

в) комбинированные, состоящие из поверхностных и углубленных электродов, объединенных в общую систему.

9.15. Все соединения электродов между собой и с токоотводами должны, как правило, выполняться сваркой. При этом длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины проводника при прямоугольном сечении или шести диаметров при круглом сечении.

В случаях подсоединений токопроводов с помощью винтовых зажимов контактные поверхности стальных и медных проводов соответственно оцинковывают и лудят.

9.16. Все токоотводы должны проектироваться с разъемными соединениями для периодического подсоединения приборов контроля сопротивления заземляющих устройств.

9.17. Наземная часть заземляющих устройств должна быть окрашена масляной краской в черный цвет с красными поперечными полосами. Контактные поверхности не окрашиваются.

9.18. Каждая заземляемая часть резервуара или трубопровода должна подсоединяться к заземляющему устройству отдельным токопроводом.

Последовательное соединение токопроводов запрещается.

10. Противопожарная защита

10.1. Выбор типа систем тушения пожаров в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами, а также их расчетные параметры должны приниматься в соответствии, с требованиями главы СНиП II-[illegible] и Указаниями по тушению пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах, утвержденными ГУПО МВД СССР 16 апреля 1974 г.

10.2. Тушение пожаров в резервуарах для нефти и нефтепродуктов должно осуществляться с применением воздушно-механической пены средней кратности (кратностью до 200).

10.3. Оборудование резервуаров стационарной системой пожаротушения должно предусматриваться из условия подачи к пеногенераторам 6% водного раствора пенообразователя с давлением 4-6 ати с требуемой интенсивностью.

10.4. Стальной трубопровод для подачи раствора пенообразователя к пеногенераторам должен укладываться вокруг резервуара и иметь не менее двух вводов. Каждый ввод должен быть рассчитан на 100% подачи раствора.

10.5. Кольцевые трубопроводы в пониженных точках должны иметь спускные краны для опорожнения пеногенераторов и трубопроводов от раствора пенообразователя.

10.6. Выбор типа и количества пеногенераторов, устанавливаемых на резервуаре, должен осуществляться из условия равномерной подачи пены на всю защищаемую площадь резервуара.

10.7. Количество пеногенераторов для резервуаров емкостью от 5000 $м^3$ и более рекомендуется принимать согласно приложению 9.

10.8. На резервуарах с плавающей крышей расстояние по периметру между пеногенераторами должно быть не более 25 м.

Установка пеногенераторов производится по касательной к стенке резервуара так, чтобы выходящей пеной создавался подпор для движения её по кольцу.

По пути движения пены не должно быть ребер.

10.9. Резервуары со стационарной крышей или понтоном должны оборудоваться пеногенераторами типа ГВПС-2000.

II. Защита резервуаров от коррозии

11.1. Антикоррозионное покрытие (тип, состав и т.д.), а также основные требования, предъявляемые к ним, должны быть указаны в проекте.

11.2. Материал и тип антикоррозионного покрытия для защиты внутренней поверхности резервуара определяется с учетом эксплуатационных условий и свойств хранимого в резервуаре продукта.

11.3. Антикоррозионные покрытия должны удовлетворять следующим условиям:

а) обладать хорошей адгезией к грунтовочному слою или основному металлу (в зависимости от технологии нанесения);

б) не оказывать влияния на кондицию нефтепродуктов;

в) быть стойким к растрескиванию при деформации резервуара в результате операций наполнения и опорожнения;

г) обладать износостойкостью и долговечностью;

д) сохранять адгезионное свойство, механическую прочность и химическую стойкость в рабочем диапазоне температур;

е) обладать малой теплоизучательной способностью.

II.4. Наружная поверхность резервуаров должна покриваться антикоррозионным, лучеотражательным лакокрасочным покрытием светлого тона.

II.5. В целях активной защиты днища резервуара от коррозии рекомендуется применение катодной и особенно протекторной антикоррозионной защиты, не требующей внешних источников электропитания.

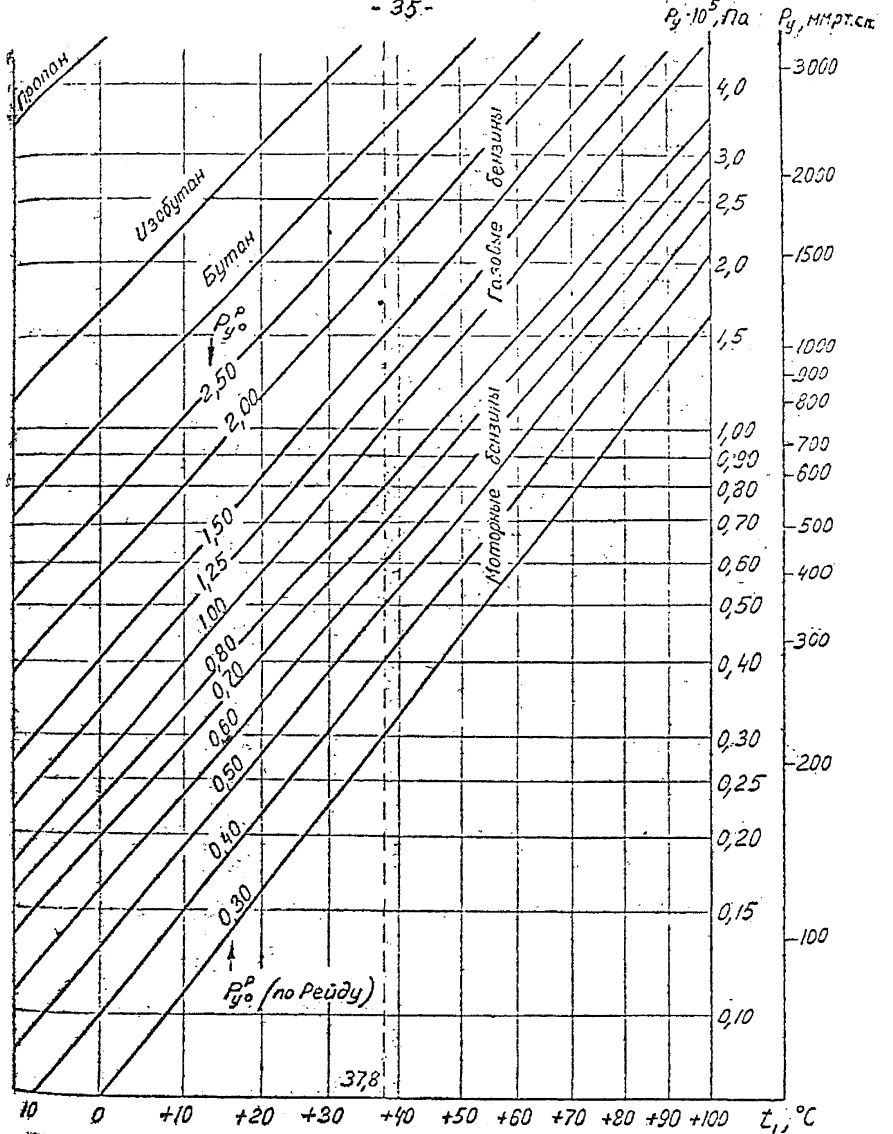

График зависимости давления насыщенных паров бензинов от температуры.

t — температура; $P^p_{y°}$ — давление насыщенных паров, определяемое по ГОСТ 1756 - 52

P_y — давление насыщенных паров;

Приложение 2.

Распределение нефтепродуктов по группам

№ группы	Наименование нефтепродуктов
1	2
Iа	Бензины автомобильные
Iб	Бензины авиационные, бензин экстракционный, бензин - растворитель для резиновой промышленности, бензин для промышленных целей, бензол, пиробензол обестолуоленный, изооктан технический, разные нефтепродукты с температурой начала кипения не выше 100°С.
2	Керосин тракторный, ксилольная фракция для резиновой промышленности, бензин-растворитель для лакокрасочной промышленности, алкилбензол технический, изопропилбензол, пиролизное сырье легкое, разные нефтепродукты с температурой начала кипения в пределах 100-150°С.
3	Керосин осветительный, фенолы, авиационный керосин, пиролизное сырье среднее, разные нефтепродукты с температурой начала кипения в пределах 150-180°С.
4	Топливо для быстроходных дизелей (дизельное), соляровое масло, сырье для производства сажи, пирополимеры, лакойль, пиролизное сырье тяжелое, разные нефтепродукты с температурой начала кипения выше 180°С.
5	Все масла и их дистилляты, щелочной состав, топливо для тихоходных дизелей (моторное), мазут флотский, мазут прямой гонки, полугудрон, гудрон масляный, топливо нефтяное (мазут топочный), разные присадки к маслам, полиизобутилен, крепитель стрежневой, пенообразователь, мазут "мягчитель", масло сланцевое "мягчитель", олифа нефтяная полиграфическая, эмульсолы, метанол, разные нефтепродукты с вязкостью от 4 сст при температуре 50°С до 100 сст при 100°С.

I	2
6	Консистентные смазки, сплавы, вазелины, пасты, контакт, мыло-нафт, асидол-мылонафт, состав пропиточный для проводов и кабелей, асидолы, петролатумы, сульфонат кальция, нефтенат меди.
7.	Прочие нефтепродукты: битумы, парафины, церезины, озокериты, композиция, составы для заливки кабельных муфт, дифенил технический, пеки, кокс и полукокс, сажи, асфальтит, карбюризаторы, разные твердые нефтепродукты.
8	Сырые нефти с потенциалом бензина 0%.
9.	Сырые нефти с потенциалом бензина до 5%.
I0	Сырые нефти с потенциалом бензина выше 5%.

ПРИМЕЧАНИЕ: распределение нефтепродуктов по группам заимствовано из "Норм потерь нефти и нефтепродуктов при хранении, приеме, отпуске и транспортировке", утвержденных Госпланом СССР I0 декабря I964 г. Приказом № 780.

Приложение 3

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

нефтепродуктов на классы по степени их пожаро-и взрывоопасности

Класс жидкости	Температура вспышки паров, °С	Наименование жидкости
I	до +28	А. Легковоспламеняющиеся
		Бензины авиационные
		Бензины автомобильные
		Топливо Т-2
II	от +28 до +45	Керосин тракторный
		Бензин растворитель (уайт-спирт)
		Топливо Т-1, ТС-1
		Дизельное топливо: ДА
		А
		З
		Д
		Керосин осветительный
		Б. Г о р ю ч и е
III	от +45 до +120	Дизельное топливо: ДЗ
		ДЛ
		ДС
		С
		Топлива моторные
		Топлива нефтяные
IУ	+120 и выше	М а с л а

ПРИМЕЧАНИЕ: распределение нефтепродуктов на классы по степени их пожаро-и взрывоопасности составлено по справочным данным.

Приложение 4

Нормативные величины нагрузок и коэффициенты перегрузок

№ пп	Наименование конструкций резервуара	Наименование нагрузки	Величина нормативной нагрузки	Коэффициенты перегрузки	Примечание
I	2	3	4	5	6
	Окрайка днища резервуара	а. Гидростатическое давление продукта	Плотность продукта по заданию, но не менее 900 кгс/м^3	I,I	
		б. Нагрузка передаваемая стенкой резервуара	По действительной нагрузке и по заданию	По виду нагрузки	
	Стенка резервуара	а. Гидростатическое давление продукта	Плотность продукта принимать по заданию, но не менее 900 кгс/м^3	I,I	При расчете на прочность
		б. Давление в резервуаре выше атмосферного	По заданию	I,2	При расчете на прочность
		в. То же, ниже атмосферного	По заданию	I,2	При расчете на устойчивость
		г. Масса стенки	По действительной нагрузке	I,I	
		д. Масса теплоизоляции	По заданию	I,2	
		е. Ветровая нагрузка	По главе СНиП П-А. II-62	I,2	
				0,5	При расчете на устойчивость от бокового давления ветра на стенку

1	2	3	4	5	6
		ж. Нагрузка от покрытия	По действительной нагрузке	По виду нагрузки	При расчете на прочность и устойчивость
3.	Стационарная крыша	а. Масса крыши	По действительной нагрузке	I.I или 0,9	Вводится при определении подъемной силы
		б. Масса термоизоляции	По заданию	I,2	
		в. Оборудование с обслуживающими площадками	По заданию	I,2	
		г. Давление в резервуаре выше атмосферного	200 кгс/м2	I,2	Учитывается совместно с п.п.а,б,в,ж
		д. То же, ниже атмосферного	25 кгс/м2	I,2	Учитывается совместно с пп.а,б,в,е
		е. Снеговая нагрузка	По главе СНиП П-А II – 62	I,4	Учитывается совместно с пп.а,б,в,д
				I,4	При расчете на монтажную нагрузку
		ж. Ветровая нагрузка	По главе СНиП П-А. II-62.	I,2	Учитывается при определении отсоса совместно с пп.а,б,в,г.
4.	Опорное кольцо стационарной крыши	а. Распор от нагрузок: масса конструкции, теплоизоляция, снеговая нагрузка, внутреннее давление в резервуаре ниже атмосферного	По действительной нагрузке	I,I I,2 I,4 I,2	
		б. Ветровая нагрузка со стенки	По главе СНиП.П-А II-62	I,2	

1	2	3	4	5	6
	Кольцо жесткости резервуара с плавающей крышей	а. Ветровая нагрузка со стенки резервуара	По главе СНиП II-А. II-62		I,2
		б. Снеговая нагрузка	По главе СНиП II-А. II-62		I,4
	Плавающая крыша	а. Масса плавающей крыши со стойками, катучей лестницей и оборудованием	По главе СНиП II-А. II-62 По действительной нагрузке		I,I
		б. Снеговая нагрузка	По главе СНиП II-А. II-62		I,4
		в. Выталкивающая сила продукта	Плотность продукта 700 кгс/м^3		I,0
	Стойка плавающей крыши	а. Масса плавающей крыши и катучей лестницы	По действительной нагрузке		I,I
		б. Снеговая нагрузка	По главе СНиП II-А. II-62		I,4
8.	Понтон	а. Масса понтона со стойками	По действительной нагрузке		I,I
		б. Выталкивающая сила продукта	Плотность продукта 700 кгс/м^3		I,0
9.	Стойки понтона	а. Масса понтона	По действительной нагрузке		I,I

1	2	3	4	5	6
6.	Слой продукта по заданию	Плотность продукта 900 кгс/м^3		I,I	

ПРИМЕЧАНИЕ: нормативные величины нагрузок и коэффициенты перегрузок составлены в соответствии с указанными в главе СНиП II-А. II-62, ГОСТами на нефтепродукты и опыта отечественного проектирования.

Приложение 5

Коэффициенты условий работы элементов конструкций

№№ пп	Наименование элементов	Коэффициент условия работы	Примечание
I	Окрайки днища резервуаров	I,6	При расчете узла сопряжения стенки с окрайков днища
2	Стенки резервуара	0,8	При расчете на растяжение в случае использования углеродистой стали обыкновенного качества и низколегированной стали марки 09Г2С.
		I,6	При расчете узла сопряжения стенки и окрайки днища
3	Стационарная крыша распорной конструкции	0,9	При расчете на эксплуатационную нагрузку
		I,0	При расчете на монтажную нагрузку
4	Стационарная крыша балочная	I,0	
5	Опорное кольцо при распорной конструкции стационарной крыши	0,9	
6	Кольцо жесткости резервуара с плавающей крышей	I,0	
7	Кольцевой короб плавающей крыши или понтона	I,0	
8	Стойки плавающей крыши или понтона	I,0	

ПРИМЕЧАНИЕ: коэффициенты условий работы элементов конструкций составлены на основании отечественного опыта проектирования.

Приложение 6

УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СТАЛЕЙ ДЛЯ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ РЕЗЕРВУАРОВ

Расчетная температура °С	Класс стали	Марка стали	Толщина листового, сортового и фасонного проката, мм	ГОСТ или ТУ на поставку	Требования по ударной вязкости в кгс м/см2 не менее: при температуре минус °С: 20	40	70	после механического старения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Группа I. Стенки и окрайки днищ резервуаров емкостью более 10 тыс.м³, фасонки покрытий всех резервуаров								
t = -40	С 28/23	ВI8Гпс5	от 5 до 9	ЧМТУ I-47-67	4	-	-	4
			от 10 до 10	ЧМТУ I-47-67	3	-	-	3
		ВСт3сп6	от 5 до 10	ГОСТ 380-71	-	-	-	3
		ВСт3сп5	от 5 до 9	ГОСТ 380-71	4	-	-	4
			от 10 до 25	ГОСТ 380-71	3	-	-	3
		ВСт3сп5	от 5 до 9	ТУ I4-2 -75-72	4	-	-	4
			от 10 до 25	ТУ I4-2-75-72	3	-	-	3
	С44/29	09Г2С	от 21 до 60	ГОСТ I9282-73	-	3,5	-	3
	С 46/33	09Г2С	от 4 до 10	ГОСТ I9282--73	-	4	-	3
			от 11 до 20	ГОСТ I9282--73	-	3,5	-	3
		I5ХСНД	от 5 до 10	ГОСТ I9282--73	-	4	-	3
			от 11 до 32	ГОСТ I9282--73	-	3	-	3

2	3	4	5	6	7	8	9
С52/I0	I0ХСНД	от 4 до I0	ГОСТ I9282-73	-	5	-	5
		от II до I5	ГОСТ I9282-73	-	4	-	4
		от I6 до 40	ГОСТ I9282-73	-	5	-	5
	I4Г2АФ	от 4 до 50	ЧМТУ I-34I-68	-	4	-	4
С60/45	I6Г2АФ	от 4 до 50	ЧМТУ I-349-68	-	4	-	4
С44/29	09Г2С	от 2I до 60	ЧМТУ I-349-68	-	-	3	3
	09Г2С	от 4 до I0	ГОСТ I9282-73	-	-	3,5	3,5
		от II до 20	ГОСТ I9282-73	-	-	3	3
С46/33	I5ХСНД	от 4 до 32	ГОСТ I9282-73	-	-	3	3
	I0ХСНД	от II до 40	ГОСТ I9282-73	-	-	3	3
С52/40[x])	I4Г2АФ	от 4 до 50	ЧМТУ I-349-68	-	-	3	3
С60/45[x])	I6Г2АФ	от 4 до 50	ЧМТУ I-349-68	-	-	3	3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Группа 2. Стенки и окрайки днищ резервуаров емкостью до 10 тыс.м³, включая покрытие, опорные кольца покрытия и кольца жесткости, центральные части днищ, понтоны и плавающие крыши резервуаров всех емкостей								
	ВСт3кп2	4мм		ГОСТ 380-71	–	–	–	–
С33/23	ВI8Гпс5	от 5 до 30		ЧмТУ I-47-67	4	–	–	4
	ВСт3пс6	от 5 до 10		ГОСТ 380-71	–	–	–	3
	ВСт3сп5	от 5 до 9		ГОСТ 380-71	4	–	–	4
		от 10 до 25		ГОСТ 380-71	3	–	–	3
		от 5 до 9		ТУ I4-2 -75-72	4	–	–	4
		от 10 до 25		ТУ I4-2- -75-72	3	–	–	3
С44/29	09Г2	от 5 до 10		ГОСТ I9282-73	–	4	–	3
С46/33	09Г2С	от 4 до 10		ГОСТ I9282-73	–	–	3,5	3
		от 11 до 20		ГОСТ I9282- -73	–	–	3	3

ПРИМЕЧАНИЕ: I. х) по дополнительному разрешению

2. Указания составлены по аналогии с главой СНиП II-В.3-72

Приложение 7

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЕМО-РАЗДАТОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

Приемо-раздаточное устройство (ПРУ) Ду, мм	Пропускная способность ПРУ для нефти и нефтепродуктов, $м^3$/час	Пропускная способность ПРУ для темных нефтепродуктов, $м^3$/час
ПРУ-100	50-70	25-40
ПРУ-150	100-150	70-100
ПРУ-200	180-250	120-170
ПРУ-250	300-450	170-300
ПРУ-300	400-600	250-400
ПРУ-350	600-850	350-500
ПРУ-400	700-1100	450-700
ПРУ-500	1100-1750	700-1100
ПРУ-600	1500-2500	1100-1750
ПРУ-700	2200-3500	1750-2500

ПРИМЕЧАНИЕ: характеристика приемо-раздаточных устройств составлена на основании проектной документации.

Приложение 8

РЕКОМЕНДУЕМОЕ КОЛИЧЕСТВО ЛЮКОВ

Емкость резервуара, м³	Количество комплектов в штуках				
	Люк световой Ду 500	Люк монтажный Ду 1000	Люк-лаз Ду 500	Люк-Лаз овальный 600х900 мм	Люк для измерения (замерный)
100	2	-	I	I	I
200	2	-	I	I	I
300	2	-	I	I	I
400	2	-	I	I	I
700	2	-	I	I	I
1000	4	-	I	I	I
2000	4	-	I	I	I
3000	4	-	I	I	I
5000	4	I	I	I	I
10000	4	I	2	I	I
20000	4	I	2	I	I
30000	4	I	2	I	I
50000	4	I	2	2	2
100000	5	I	6	I	5
120000	5	I	6	2	5

ПРИМЕЧАНИЕ: рекомендации по определению количества люков составлены на основании опыта проектирования.

Приложение 9

РЕКОМЕНДУЕМОЕ МИНИМАЛЬНОЕ КОЛИЧЕСТВО ПЕНОГЕНЕРАТОРОВ

Температура вспышки паров нефти и нефтепродуктов	Емкость резервуаров, $м^3$	Высота резервуаров, м	Диаметр резервуаров, м	Площадь зеркала (для резервуаров с плавающими крышами-площадь кольца), $м^2$	Количество пеногенераторов		
					ГВПС-200	ГВПС-600	ГВПС-2000
Резервуары с плавающими крышами							
28°С и ниже	5000	14,9	20,92	163	-	3	-
	10000	18	28,5	232	-	4	-
	20000	18	39,9	330	-	5	-
	30000	18	45,6	376	-	6	-
	40000	18	53,34	458	-	7	-
	50000	18	60,7	509	-	8	-
	100000	18	88,7	773	-	10	-
	120000	18	92,3	860	-	12	-
Резервуары с понтонами и резервуарами со стационарными крышами							
28°С и ниже	5000	14,9	20,92	343	-	-	2
	10000	18	28,5	638	-	-	3
	20000	18	39,9	1250	-	-	6
	30000	18	45,6	1632	-	-	7
	40000	18	53,34	2238	-	-	11
	50000	18	60,7	2692	-	-	13
Резервуары с понтонами и резервуары со стационарными крышами							
выше 28°С	5000	14,9	20,92	343	-	-	2
	10000	18	28,5	638	-	-	2
	20000	18	39,9	1250	-	-	4
	30000	18	45,6	16 32	-	-	5
	40000	18	53,34	2238	-	-	7
	50000	18	60,7	2692	-	-	8

Примечания:

1. Площадь зеркала горения резервуаров с плавающими крышами определяется по кольцу, ограниченному барьером высотой не менее I м, устанавливаемом на полых коробах крыши на расстоянии 2,8 м от стенки резервуара; для резервуаров со стационарными крышами и с понтонами - полная площадь зеркала испарения или понтона;

2. Количество пенокамер определяется из условий интенсивности подачи 6%-го раствора пенообразователя на зеркало горения:

а) для легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки 28°С и ниже - 0,08 л/м2 сек;

б) для жидкостей с температурой вспышки выше 28°С и нефти - 0,05 л/м2 сек.

3. На резервуары со стационарными крышами и на резервуары с понтонами предусматривать только генераторы типа ГВПС - 2000.

4. Резервуары емкостью I,0; 2,0; 3,0 тыс.$м^3$ оборудуются пеногенераторами для тушения пожара с помощью передвижных средств.

5. Рекомендации составлены в соответствии с результатами расчета.

Стр.

СОДЕРЖАНИЕ

I. Пояснительная записка
2. Аннотация
3. Указания:
раздел I. Общие положения 2
П. Общие требования 3
Ш. Основания и фундаменты 7
IУ. Стальные конструкции резервуаров I5
У. Основные положения по расчету стальных конструкций I9
УI. Материалы для резервуаров 23
УП. Оборудование резервуаров 24
УШ. Автоматика и КИП 27
IX. Молниезащита, защита от статического электричества, электромагнитной индукции и высоких потенциалов 29
X. Противопожарная защита 32
XI. Защита резервуаров от коррозии 33

Приложения:
I. График зависимости давления насыщенных паров бензинов от температуры 35
2. Распределение нефтепродуктов по группам 36
3. Распределение нефтепродуктов на классы по степени их пожаро-и взрывоопасности 38
4. Нормативные величины нагрузок и коэффициенты перегрузок 39
5. Коэффициенты условий работы элементов конструкции 43
6. Указания по применению стали для стальных конструкций резервуаров 44
7. Характеристика приемо-раздаточных устройств 47
8. Рекомендуемое количество люков 48
9. Рекомендуемое минимальное количество пеногенераторов 49

ВСЕСОЮЗНОЕ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
И ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ
НЕФТЕ
МОСКВА 5-5 УЛ. Ф. ЭНГЕЛЬСА 32 Т. 2610625
ТЕЛЕКС 16 55

16 декабря 1977г. № 54-15/13345

О внесении изменений в инструкцию
ВСНОI-75/ Миннефтехимпром СССР

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО № 9/77 от 12.12.77.

I. В/О "Нефтехим" сообщает, что по требованию ГУПО МВД СССР и согласованию с УПИКС МНХП СССР (письмо I5/3-38-I402 от 04.I0.77г.) пункты 2.6, 6.3 и I0.I "Инструкции по проектированию стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов ВСНОI-75/Миннефтехимпром СССР," утвержденной 30.I2.75г. вводятся в новой редакции:

2.6. Резервуары должны проектироваться с учетом снижения потерь нефтепродуктов от испарения, экономии металла, индустриализации методов изготовления и монтажа, поставки на строительные площадки укрупненных монтажных элементов, максимальной механизации строительно-монтажных работ и возведения резервуара в минимальные сроки.

Максимальная высота стенки резервуаров должна назначаться по условиям изготовления на заводском оборудовании и исходя из средств пожаротушения, но не более I8 м.

6.3. В уплотнителях (затворах) понтонов и плавающих крыш и резервуарном оборудовании допускается применять отечественные синтетические, резинотехнические и другие полимерные материалы, удовлетворяющие регламентированным по проекту техническим требованиям:

- прочности,
- долговечности (набуханию и вымыванию в нефтепродуктах с содержанием ароматических углеводородов до 40% и более),
- морозостойкости и теплостойкости,
- водопоглощению,

– влияние применяемых материалов на показатели качества товарных нефтепродуктов и нефтей,

– старению в бензине, нефти, газовоздушной смеси углеводородных паров, ультрафиолетовых лучах,

– обрабатываемости,

– технике безопасности и пожарной безопасности при обработке и эксплуатации,

– токопроводимости, накоплению статического электричества;

– недефицитности,

– плотности,

– эластичности,

– усадки,

– диффузии через материал.

Не допускается применение сгораемых синтетических материалов (полиуретаны) в уплотнителях (затворах) в сгораемых оболочках.

Не допускается применение понтонов из синтетических материалов.

I0.I. Выбор типа систем тушения пожаров в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами, а также их расчетные параметры должны приниматься в соответствии с требованиями главы СНиП П-П 3-70 и "Временными рекомендациями по проектированию стационарных систем автоматического тушения пожаров нефтей и нефтепродуктов в резервуарных парках и насосных станциях", утвержденными Министерством нефтяной промышленности 29.0I.73г. и ГУПО МВД СССР I4.08.74г.

П. В соответствии с постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по материально-техническому снабжению (Госснаба СССР) № 30 от 8 июня 1977г. "Об утверждении норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов при приеме, отпуске, хранении и транспортировании" таблица Приложения 2 заменяется на следующую:

Распределение нефтепродуктов по группам

Группа	Наименование нефтепродуктов
I	2
I	Бензины автомобильные.
2	Бензины авиационные, бензин экстракционный, бензин-растворитель для резиновой промышленности, бензин для промышленных целей, бензол, нитробензол обессоленный, изооктан технический. Разные нефтепродукты с температурой

I	2
	начала кипения не выше 100°С.
3	Керосин для технических целей, ксилолы, бензин-растворитель для лакокрасочной промышленности, алкилбензол технический, изопропилбензол, пиролизное сырье легкое. Разные нефтепродукты с температурой начала кипения в пределах 100-150°С.
4	Керосин осветительный, фенолы, авиационные керосины, пиролизное сырье среднее. Разные нефтепродукты с температурой начала кипения в пределах 150-180°С.
5	Топливо дизельное всех марок, сырье для производства сажи, пирополимеры, лакойль, пиролизное сырье тяжелое. Разные нефтепродукты с температурой начала кипения выше 180°С.
6	Прочие жидкие нефтепродукты.
7	Разные твердые нефтепродукты.
8	Нефти разные.

Ш. Одновременно следует обратить внимание на то, что плавающие крыши и понтоны в резервуарах в период эксплуатации не должны опираться опорными стойками на днище, т.е. должны быть на плаву.

Зазор между низом опорных стоек и днищем резервуара устанавливается проектом.

При расположении стоек плавающей крыши или понтона на днище в период ремонтов или очистки резервуаров и возникновении повышенной пожарной опасности, связанной с наличием взрывоопасной паровоздушной смеси, должны приниматься меры безопасности, как при производстве газоопасных работ в закрытых аппаратах в соответствии с инструкциями Миннефтехимпрома СССР.

Главный инженер Ю.Н.Бочаров

gost.e-ecolog.ru