МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ

РД 39-30-816-82

1983

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов

(ВНИИСПТнефть)

СОГЛАСОВАНЫ

с ЦК профсоюзов рабочих нефтяной и газовой промышленности (постановление секретариата № IO от 23 ноября I982 г.)

УТВЕРЖДЕНЫ

первым заместителем министра нефтяной промышленности В.И.Игревским 20 декабря I982 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

П Р А В И Л А
ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ

РД 39-30-8I6-82

Уфа I983

Правила составлены сотрудниками Всесоюзного научно-исследовательского института по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) Н.Ф.Агзамовой (разделы 2,5,9,13,15, приложения 1,3-11), Л.Г.Тухватуллиной (разделы 2,8,9), Ю.М.Яхиным (приложение 2) и Н.М.Фатхиевым (остальные разделы). Общее методическое руководство над составлением настоящего руководящего документа осуществлялось И.С.Броштейном и Н.М.Фатхиевым.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Правила эксплуатации резервуаров с плавающей крышей

РД 39-30-816-82

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной
промышленности от 01 июня 1983 г. № 284
срок введения установлен с 1.06.83 г.
Срок действия до 1.06.88 г.

Настоящие Правила распространяются на стальные резервуары емкостью 50000 $м^3$ с плавающей крышей и предназначены для руководящих и инженерно-технических работников предприятий Министерства нефтяной промышленности, имеющих на своих объектах резервуары с плавающей крышей. В Правилах изложены положения по устройству, оборудованию, безопасной эксплуатации и обслуживанию металлических резервуаров с плавающей крышей.

На основании настоящих Правил на предприятиях должны разрабатывать и утверждать совместно с комитетом профсоюза инструкции, устанавливающие правила выполнения работ на резервуаре с плавающей крышей и поведения обслуживающего персонала на рабочем месте.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Устройство резервуарного парка должно соответствовать требованиям строительных норм СНиП П-106-79 "Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования" (М., Стройиздат, 1980) или заменяющих их норм. Изготовление, монтаж и приемка стальных конструкций резервуаров должны соответствовать требованиям дополни-

тельных правил для конструкций цилиндрических вертикальных резервуаров, изложенных в СНиП III-18-75 "Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции" (М., Стройиздат, 1976, приложение I).

I.2. Каждый работник, обслуживающий резервуар с плавающей крышей, должен знать особенности резервуара с плавающей крышей, его преимущества и недостатки по сравнению с другими резервуарами и содержать в исправности его оборудование.

I.3. Плавающая крыша разобщает поверхность нефти от атмосферного воздуха и препятствует испарению нефти. Преимуществом плавающей крыши является то, что, в отличие от понтона, она доступна для наблюдения и над ней не накапливаются газы и пары нефти, это пространство постоянно проветривается.

I.4. Одной из основных эксплуатационных особенностей резервуаров с плавающей крышей является то, что газовые или газовоздушные массы при попадании в резервуар всплывают и могут накапливаться под плавающей крышей, создавая газовую подушку между поверхностью нефти и плавающей крышей.

Всплытие газовых пробок может сопровождаться гидравлическими ударами и выбросом нефти через имеющиеся неплотности в затворе, замерном люке и т.д. Гидравлические удары могут привести к разрушению затвора, деформации или перекосу плавающей крыши.

Поэтому во избежание образования газовых пробок в нефтепроводе не рекомендуется опорожнять даже небольшой участок трубы. А если опорожнение трубы все же неизбежно (при ремонтных работах), при возобновлении перекачки нефти перед приемом ее в резервуар с плавающей крышей необходимо обязательно удалить газовоздушные пробки из нефтепровода или осуществлять прием нефти в специальные резервуары, не имеющие плавающей крыши, со скоростью в приемном трубопроводе не более I м/с.

Наиболее вероятным местом образования газовых пробок являются технологические трубопроводы, так как в них давление может понижаться до атмосферного или даже ниже атмосферного при остановках перекачки, при переключениях резервуаров. Газовые пробки возникают также в магистральном трубопроводе.

Чтобы не допустить образования газовой пробки, в технологических коммуникациях необходимо поддерживать избыточное давление не менее давления насыщенных паров нефти.

I.5. В резервуаре с плавающей крышей не менее, чем на 90%*) меньше потерь нефти от испарения по сравнению с таким же резервуаром со стационарной крышей и дыхательным клапаном. По оценке специалистов в резервуаре с плавающей крышей меньше корродируют верхние пояса и сама плавающая крыша по сравнению со стационарной крышей.

I.6. Плавающая крыша более безопасна в пожарном отношении. Загорание на плавающей крыше может происходить в системе уплотнения крыши и, если при пожаре плавающая крыша не затонула, легче тушить на ней пожары. Проектом предусматривается подача огнегасящей пены только в зону уплотняющего затвора по периметру плавающей крыши; расход пены рассчитан на тушение пламени в кольцевом зазоре между плавающей крышей и стенкой резервуара.

I.7. Температура нефти, поступающей в резервуары, должна быть меньше температуры ее кипения (начала перегонки по стандартному методу, ГОСТ 2177-82) не менее чем на $10^{\circ}C$. Это объясняется тем, что при приближении температуры нефти к температуре кипения ее резко возрастают испарение нефти и газовыделение из нее.

Понтоны и плавающие крыши не могут удержать эти газы, поэтому

---

*) Сокращение потерь зависит от качества уплотняющих затворов и определяется экспериментально

резко возрастают потери легких углеводородов и увеличивается загазованность на резервуаре. При повышенной температуре возможны вспенивание нефти и вынос ее на плавающую крышу через уплотняющие затворы.

2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

2.1. В настоящих Правилах приведено техническое описание резервуара емкостью 50000 $м^3$ с плавающей крышей понтонного типа (проект № IO-ФI4I8-I-ЮМ института ЦНИИпроектстальконструкция), состоящей из понтонного кольца и плоской центральной части (рис. I). Это наиболее распространенный вид плавающей крыши, сравнительно простой и вместе с тем обладающий достаточной надежностью в эксплуатации.

2.2. Стенка I резервуара в верху укрепляется кольцом жесткости 2, которое обеспечивает общую устойчивость сооружения, воспринимает ветровую нагрузку и служит ходовой площадкой.

Для обеспечения устойчивости полотнищ стенки устанавливаются дополнительные кольца жесткости 3.

2.3. Плавающая крыша состоит из плоской центральной части 4 толщиной 5 мм и внешнего понтонного кольца из 32 пустотелых герметичных коробов 6, образующих отсеки. На днище каждого короба предусмотрена муфта с пробкой для слива продукта в случае нарушения герметичности его. Проектом предусмотрена пробка, которая ввинчивается из-под плавающей крыши. Для удобства отвинчивания в процессе эксплуатации рекомендуется эти пробки ввинчивать сверху под смотровым люком короба и оснащать их удлиненной ручкой. Каждый короб в верхних листах имеет люк 6 размером 600 мм, закрываемый съемной крышкой, который позволяет контролировать герметичность швов во время эксплуатации резервуаров. В верхних листах каждого отсека, образованного соседними коробами, имеются смотровые люки

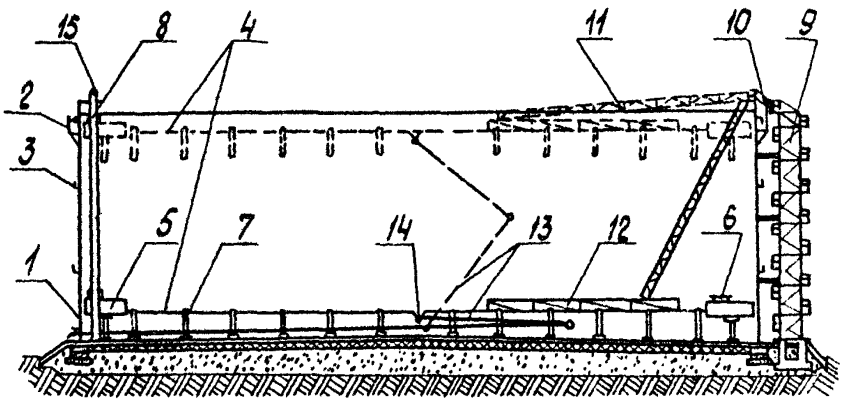


Рис.I. Резервуар емкостью 50 тыс.м^3
с плавающей крышей:

I – стенка; 2 – кольцо жесткости;
3 – дополнительные кольца жесткости;
4 – плавающая крыша; 5 – короб плавающей крыши; 6 – люк световой; 7 – стойка опорная; 8 – направляющая; 9 – шахтная лестница; I0 – переход; II – катучая лестница; I2 – ферма; I3 – водоспуск; I4 – лаконоприемник; I5 – огневой предохранитель.

Ду 159 мм.

2.4. Для ограничения опускания крыши и фиксирования ее в крайнем нижнем положении имеются 152 трубчатые опорные стойки 7 диаметром 89 мм, расположенные по семи концентрическим окружностям с радиусами от центра 2500, 6900, 11300, 15750, 20100, 24500, 28550 мм. Стойки закреплены на плавающей крыше и движутся вместе с ней. Высота стоек от днища резервуара до низа плавающей крыши неодинакова. Наибольшую высоту имеют стойки, расположенные вблизи стенки резервуара. Высота стоек от низа плавающей крыши до днища у стенки резервуара 1,8 м; наименьшая высота стоек у центральной части. Переменная высота опорных стоек обеспечивает уклон 1:100 на плавающей крыше к центру. При заполнении и опорожнении резервуара плавающая крыша поднимается и опускается вместе с опорными стойками и оборудованием, расположенным на ней.

2.5. Для предотвращения поворота плавающей крыши при ее движении имеются две диаметрально-расположенные направляющие 8 из труб диаметром 530 мм. На обеих направляющих установлен огневой предохранитель ОП-500 15, предназначенный для предохранения резервуара с нефтью от проникновения пламени и искр под плавающую крышу. Пламегасительные элементы огневого предохранителя защищены от попадания атмосферных осадков зонтом.

2.6. Доступ на плавающую крышу осуществляется с наружной стороны резервуара через шахтную лестницу 9, переход 10 и катучую лестницу 11. Верхний конец катучей лестницы шарнирно опирается на площадку, закрепленную на стенке резервуара. Нижний конец, снабженный катком, по мере подъема или опускания плавающей крыши передвигается по рельсовому пути 12, уложенному на опорной ферме. Ступени катучей лестницы независимо от угла наклона ее от вертикали остаются горизонтальными.

2.7. Техническая характеристика резервуара

Вместимость резервуара, $м^3$	48000
Внутренний диаметр резервуара, м	60,7
Высота стенки резервуара, м	I7,95
Площадь зеркала продукта, $м^2$	2894
Наружный диаметр понтонного кольца плавающей крыши, м	60,2
Площадь плавающей крыши, $м^2$	2856
Масса стальных конструкций (без уплотняющего затвора), т	700,4
в том числе:	
плавающей крыши с опорными стойками	I79,73
катучей лестницы	3,0
Погружение плавающей крыши (расчетное), мм	265
Расстояние от дна резервуара до низа плавающей крыши у стенки, мм	I800
Пропускная способность огнепреградителя, $м^3/ч$	2200
Диаметр приемо-раздаточного патрубка, мм	700
Количество приемо-раздаточных патрубков, шт	6

Примечание: Количество ППР в конкретных случаях может меняться.

2.8. На резервуаре установлен комплект оборудования, обеспечивающий выполнение технологических операций: приборы дистанционного измерения уровня, сигнализатор максимального уровня нефти СУМ-IМ и сниженный пробоотборник.

На нижнем поясе резервуара смонтированы:

- приемо-раздаточные патрубки ППР-700 в количестве 4-х штук, на которых имеются электроприводные хлопушки с перепуском ЭХ-700 для предотвращения утечек нефти из резервуара в случае повреждения приемо-раздаточных трубопроводов и задвижек;

- два патрубка ППР-700 для соединения системы размыва и предотвращения накопления донных отложений;

- сифонный кран СК-80, предназначенный для периодического спуска подтоварной воды;

- патрубок водоспуска с плавающей крыши с задвижкой ЗКЛ2-I50-I6, Ду I50, Ру I6 с выдвижным шпинделем;

- люк-лаз Ду 500 ЛЛ-500-I (I шт), люк-лаз овальный 600/900 (2 шт), служащие для проветривания и проникновения внутрь резервуара при его ремонте или зачистке; в крышке люка-лаза овального встроено устройство для установки углового термометра.

2.9. На плавающей крыше установлены:

люк световой ЛЩ-200 Ду 500, шт	4
люк монтажный Ду I000, шт	I
люк замерный, предназначенный для замера уровня нефти и отбора проб ЛЗ-I50 Ду I50, шт	I
ливнеприемник водоспуска, шт	I
устройство для удаления паровоздушной смеси из-под плавающей крыши при закачке нефти, шт	2
кабель для отвода статического электричества, шт	2

2.I0. Водоспуск (рис.2) состоит из ливнеприемника I, системы труб 2, соединенных между собой сальниковыми шарнирами, нижнего поворотного узла 3.

Для уменьшения осевого усилия на ветви труб водоспуска и облегчения подъема его в месте соединения боковых труб с крестовиной предусмотрен поплавок 4. Поплавок при полном опорожнении резервуара опирается на специальную стойку.

В центре днища резервуара на четырех стойках, привариваемых при монтаже к днищу, монтируется нижний поворотный узел 3, состоящий из двух тройников и колена. Колено в свою очередь сообщено с водоотводящим коллектором 5. Ливнеприемник и нижний поворотный узел

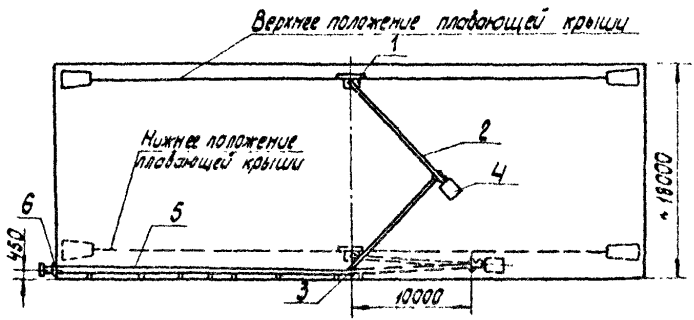


Рис.2. Водоспуск с плавающей крыши:

I - ливнеприемник; 2 - труба; 3 - нижний поворотный узел; 4 - поплавок; 5 - коллектор водоотводящий; 6 - фланец.

связаны между собой системой складывающихся труб посредством специальных сальниковых шарниров. Сальниковые шарниры состоят из корпуса, втулки, сальниковой набивки и грунд-буксы. Для обеспечения постоянной затяжки сальника под зажимные болты установлены цилиндрические пружины. Водоотводящий коллектор монтируется на стойках, привариваемых к днищу резервуара, и заканчивается за пределами резервуара фланцем 6 для присоединения запорной задвижки.

2.II. Ливнеприемник (рис. 3) состоит из корпуса I, вваривае-мого в плавающую крышу резервуара, и запорного поплавкового устройства. Запорное устройство включает в себя поплавок 3, направляющую поплавка 2 и фланец с впрессованной в него втулкой. Оно предназначено для предотвращения попадания продукта на плавающую крышу при нарушении по какой-либо причине герметичности водопуска. При попадании продукта во внутрь водоспуска в корпусе ливнеприемника уровень начинает расти, поплавок всплывает и перекрывает отверстие, сообщающееся с поверхностью плавающей крыши.

2.I2. Для предупреждения заклинивания вследствие неровностей стенок резервуаров или неравномерной осадки основания диаметр плавающей крыши на 400 мм меньше диаметра резервуара. Зазор между крышей и стенкой резервуара уплотняется затвором. Проектом резервуара с плавающей крышей, по которому ведется техническое описание, конструкция затвора не определена и допускается привязка различных затворов. Описание некоторых типов затворов, применяемых на плавающих крышах, приведено в приложении 2.

Согласно СНиП П-91-77 затворы для плавающих крыш в резервуарах с нефтью с повышенным содержанием парафина должны иметь устройства (скребки) против стекания нефти со стен на плавающую крышу. При опускании плавающей крыши скребки соскабливают парафиновые отложения со стенок резервуара ниже уровня затвора.

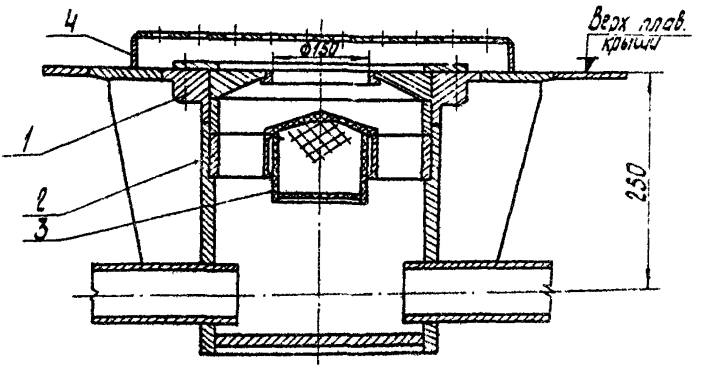


Рис.3. Ливнеприемник :

I – корпус ливнеприемника;
2 – направляющая поплавка;
3 – поплавок; 4 – крышка.

2.I3. Уровнемер жидкости системы COR - VOL (поставки ENR) предназначен (рис. 4) для точного измерения уровня жидкости с последующей передачей данных измерения в диспетчерский пункт, а также для включения и отключения электрической исполнительной цепи, сигнализирующей и управляющей тремя произвольно и наперед установленными величинами уровня жидкости в пределах диапазона измерения прибора. Прибор действует по принципу следящего регулирования и питается вспомогательной электроэнергией.

2.I4. Отвод статического электричества осуществляется медным кабелем, присоединяющим лестницу к корпусу резервуара. Корпус резервуара заземлен при помощи четырех стальных труб, соединенных между собой стальной лентой.

2.I5. Система пожаротушения состоит из пенопровода диаметром I08 мм, к которому присоединены I0 пеногенераторов ГВПС-200,и стационарной системы охлаждения стенок резервуара, представляющей кольцевую трубу диаметром I40 мм с перфорацией, обращенной к стенке, уложенную на кольцевую площадку.

Между кольцевой площадкой и стенкой резервуара имеется зазор, предназначенный для стекания воды по стенке резервуара из трубы стационарной системы охлаждения (рис.. 5).

2.I6. В качестве размывающих устройств системы предотвращения накопления донных отложений приняты пригруженные веерные кольцевые сопла Ду I00 (рис. 6,7) с автоматически меняющейся высотой щели типа СПВК конструкции ВНИИСПТнефть в количестве 20 шт. Система предотвращения накопления парафинистого осадка основана на принципе периодического взвешивания в нефти "свежего" неслежавшегося осадка струйным течением нефти через веерное сопло.

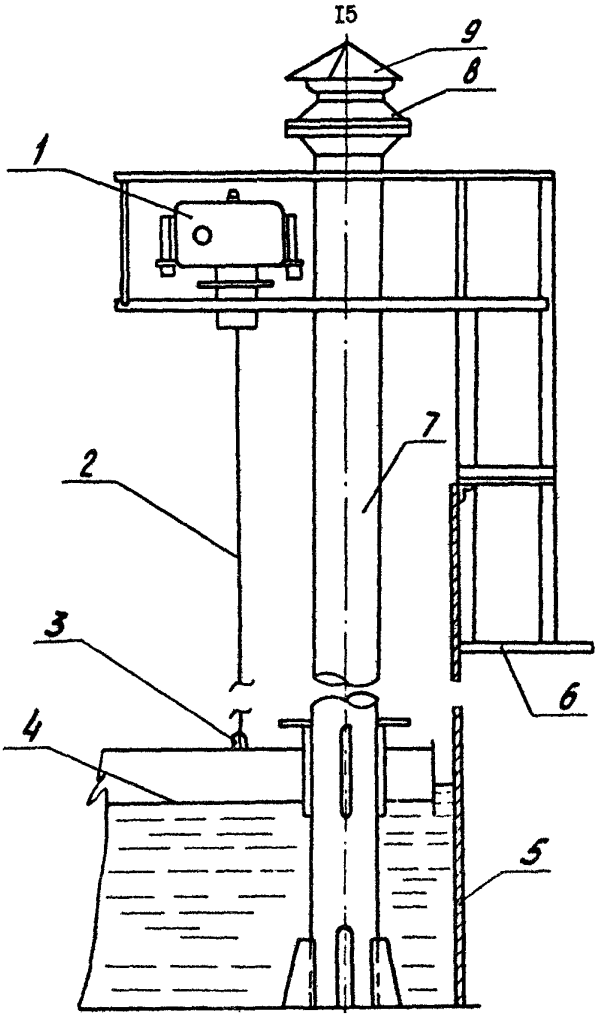


Рис.4. Расположение уровнемера:

I – прибор для измерения уровня жидкости;
2 – трос; 3 – кронштейн; 4 – плавающая крыша;
5 – стенка резервуара; 6 – кольцевая площадка;
7 – направляющая; 8 – огневой предохранитель;
9 – понт.

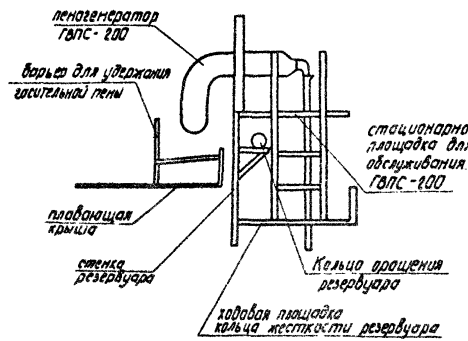


Рис. 5. Система пожаротушения.

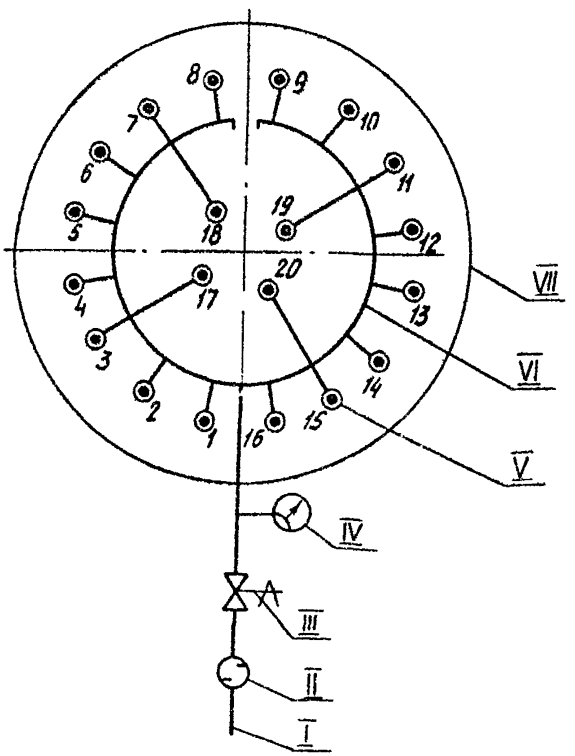


Рис. 6. Схема системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в резервуаре РВС-50000:

I – приемный патрубок; II – фильтр; III – задвижка; IУ – манометр; У – веерные сопла (1-20); УI – обвязывающие трубопроводы на днище резервуара;,УII – резервуар.

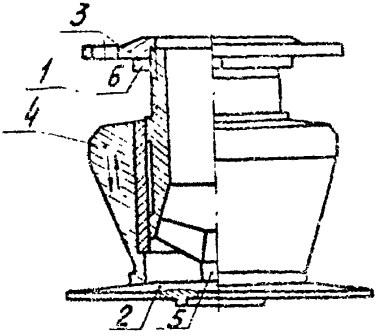


Рис. 7. Общий вид сопла приручного веерного кольцевого СПВК-IООМ:

I - корпус; 2 - диск опорный; 3 - фланец присоединительный; 4 - обечайка; 5 - тройник крепежный; 6 - контргайка

3. ИСПЫТАНИЕ И ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

3.1. Изготовление, сварка, монтаж и испытание конструкций резервуара, в том числе и плавающей крыши, должны выполняться в соответствии с СНиП Ш-18-75 и "Указаниями по изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов" ВСН 311-73, за исключением п. 21.12, по которому предусмотрено испытание резервуара с плавающей крышей без уплотняющих затворов.

3.2. Перед заливом резервуара водой производится контроль герметичности всех монтажных швов и проверяется горизонтальность наружного контура днища и геометрическая форма стенки резервуара и плавающей крыши. Допускаемые отклонения для указанных величин приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование отклонений	Допускаемое отклонение
1	2
1. Отклонение наружного контура днища от горизонтали при незаполненном резервуаре, мм:	
для соседних точек на расстоянии 6 м	20
для любых других точек	50
2. Тоже при заполненном резервуаре, мм:	
для соседних точек на расстоянии 6 м	40
для любых других точек	80
3. Высота хлопунов днища (площадь не более 2 $м^2$), мм	150
4. Отклонение радиуса резервуара от проектной на уровне днища, мм	$\pm$ 30
5. Отклонение образующих стенки от вертикали по поясам, мм:	
I пояс	$\pm$ 10

I	I	2
2 пояс		± 20
3 пояс		± 30
4 пояс		± 40
5 пояс		± 45
6 пояс		± 50
7 пояс		± 55
8 пояс		± 55
9 пояс		± 55
I0 пояс		± 55
II пояс		± 60
I2 пояс		± 60
6. Отклонение направляющих плавающей крыши от вертикали, мм		25

Примечание: I. Поверка отклонений образующих производится с помощью отвеса не реже, чем через 6 м по периметру.

2. Для 20% образующих в уровне 8 пояса и выше допускаются отклонения до ± 90 мм.

3. Отклонение от вертикали направляющих проверяют с помощью отвеса, опущенного от верха направляющих до верха коробов. Ось направляющей стойки должна проходить через центр направляющего патрубка короба.

3.3. Контроль герметичности монтажных швов днища и плавающей крыши производится вакуум-камерой. При контроле сварных швов вакуум-методом контролируемый участок сварного шва шириной по I50 мм по обеим сторонам от шва очищается от пыли, масла и шлака, смачивается мыльным раствором, а при отрицательной температуре раствором лакричного корня с солью хлористого натрия или хлористого кальция (I5 г концентрированного раствора лакричного экстракта на I л водного раствора хлористой соли). Разряжение в камере должно быть

не менее 80 кПа. Появление пузырей указывает на наличие неплотностей.

Сварное соединение днища со стенкой резервуара проверяют вакуум-камерой или керосином.

Монтажные вертикальные нахлесточные швы проверяют на герметичность керосином. Для этого в нижнем поясе просверливают отверстие диаметром 5-8 мм на расстоянии 500 мм от днища, а затем зубилом расширяют сверху межшовное расстояние. Окрашивают швы меловой суспензией и после ее высыхания заливают в межшовное пространство сверху керосин. Распространение керосина по всей высоте соединения контролируется по его выходу из просверленного отверстия в нижнем поясе, после чего отверстие закрывают заглушкой.

После 12-часовой выдержки при отсутствии течи, жирных пятен и отпотин керосин сливают через отверстие, продувают сжатым воздухом межшовное пространство и заваривают отверстие.

Просвечиванию подвергают сварные стыковые швы вертикальных монтажных стыков стенок, а также стыковые швы окрайк в зоне примыкания к ним стенки резервуара.

3.4. Испытание резервуара должно производиться наливом его водой до высоты 17,10 м по уровню воды в замерном люке или 16,80 м по отметке нижней кромки наружного борта плавающей крыши. Соединение приемо-раздаточного патрубка с подводящими нефтепроводами должно выполняться после окончания гидравлического испытания резервуара.

При обнаружении течи из-под края днища резервуара испытание необходимо прекратить, устранить причину течи.

При обнаружении трещины в швах поясов корпуса испытание должно быть прекращено, а вода слита до уровня:

на один пояс ниже расположения трещины - при обнаружении трещин от I до 4 пояса;

до 5 пояса - при обнаружении трещины в 6 поясе и выше.

Гидравлическое испытание рекомендуется проводить при температуре окружающего воздуха +5°С и выше.

Допускается проводить гидравлическое испытание при отрицательной температуре воздуха водой или нефтепродуктом по специальному согласованию с заказчиком. Замерзание воды в трубах, задвижках, а также обмерзание стенок резервуара должно быть предотвращено непрерывной циркуляцией воды и ее подогревом или утеплением отдельных узлов.

Гидравлическое испытание резервуара с плавающей крышей производят после монтажа уплотняющих затворов по периметру плавающей крыши и вокруг направляющих. При испытании визуально проверяют движение и положение плавающей крыши и катучей лестницы, состояние и герметичность системы водоспуска, герметичность коробов и отсеков между коробами, плотность прилегания и плавность скольжения уплотняющих затворов, а также измеряют глубину погружения плавающей крыши через замерный люк и в четырех диаметрально противоположных точках через кольцевой зазор. Для этого отжимают затвор и измеряют расстояние от поверхности воды до верхней кромки наружного борта понтонного кольца, это расстояние должно быть не менее 570 мм.

При испытании задвижка системы водоспуска должна быть постоянно открыта.

О негерметичности системы водоспуска можно судить по появлению воды на поверхности крыши или в задвижке водоспуска.

По мере подъема плавающей крыши в процессе гидравлического испытания производят зачистку швов внутренней поверхности стенки (удаляют шлифовальной машинкой брызги наплавленного металла, заусеницы и другие острые выступы, которые могут повредить уплотняющий затвор).

3.5. Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если

в процессе испытания и по истечении 24 часов на поверхности корпуса резервуара, по краям днища и на плавающей крыше и в коробах не появятся течи и уровень воды в резервуаре не будет снижаться;

плавающая крыша плавно поднимается и опускается без рывков и заеданий, погружение плавающей крыши не превышает 300 мм.

Примечание. Увеличение погружения плавающей крыши в воду при испытании свидетельствует о том, что сила трения между затвором и стенкой резервуара или между направляющей и патрубком чрезмерно велика, что может быть вызвано неправильной формой стенки резервуара или самой плавающей крыши, неправильным монтажом направляющих и затвора и негерметичностью коробов.

Результаты гидравлического испытания оформляются актом (приложение 3).

3.6. Мелкие дефекты (свищи, отпотины), обнаруженные при испытании, подлежат исправлению после опорожнения резервуара.

Приемка резервуара оформляется актом (приложение 4).

3.7. На резервуар, сдаваемый в эксплуатацию, строительной организацией составляется паспорт установленной формы (СНиП III-18-75) и передается вместе с другой исполнительной документацией заказчику.

4. ПРАВИЛА ЗАПОЛНЕНИЯ И ОПОРОЖНЕНИЯ РЕЗЕРВУАРА

4.1. На каждый резервуар должна составляться технологическая карта, форма которой приведена в приложении 5. Заполнение и опорожнение резервуара должны проводиться в строгом соответствии с требованиями технологической карты. В период эксплуатации плавающая крыша должна находиться всегда на плаву.

4.2. Заполнение резервуара условно делится на 2 периода.

Первый период - от начала заполнения до всплытия плавающей крыши (уровень до 2 м). В этот период плавающая крыша покоится на опорах. Газовоздушная смесь из-под плавающей крыши по направляющим и далее через вентиляционный патрубок и огневой предохранитель вытесняется в атмосферу. В этот период скорость нефти в приемном патрубке не должна превышать I м/с, что соответствует расходу I400 $м^3$/ч в одном патрубке диаметром 700 мм.

Находящийся под плавающей крышей газ (смесь паров нефти с воздухом) полностью вытесняется в атмосферу. Основная часть газа вытесняется через направляющие. Однако часть газа через неплотности уплотнения проникает в пространство над плавающей крышей, поэтому на плавающей крыше загазованность в первом периоде бывает больше, чем во втором.

Второй период - от уровня 2 м до верхнего максимального.

Максимальный разрешенный уровень определяется по формуле:

$$H_{max} = 16{,}80 - \frac{Q \cdot t}{2854}, \qquad (I)$$

где Q - производительность приема нефти в резервуар, $м^3$/ч;

t - время, необходимое для переключения задвижек у переключаемых резервуаров, ч;

16,80 - предельно допустимый уровень нефти в резервуаре по замерному люку, м;

2854 - площадь плавающей крыши, $м^2$.

Время, необходимое для переключения задвижек, определяется для каждого резервуара отдельно в зависимости от типа задвижек и особенностей местных условий. В целях более полного использования полезного объема резервуара необходимо максимально сокращать это время. Скорость нефти в приемном патрубке во втором периоде не должна превышать 7,0 м/с. (Это скорость вычислена по

"Д 39-30-672-81 "Методика определения допустимых режимов запол-

нения резервуаров нефтью с учетом электризации").

Производительность закачки нефти в резервуар должна назначаться в проекте с учетом прочности резервуара и узла соединения приемо-раздаточных патрубков (по проекту № IO-ФI4I8-I-КМ института ЦНИИПроектстальконструкция максимальная скорость подъема плавающей крыши 6м/ч).

4.3. Опорожнение резервуара делится также на 2 периода.

Первый период - от начала опорожнения до посадки плавающей крыши на опоры. Дополнительным источником газовыделения становится налипание нефти на стенки резервуара. Второй период - от посадки плавающей крыши на опоры до "мертвого" остатка в резервуаре. В этот период под плавающую крышу по мере снижения уровня нефти через вентиляционный патрубок засасывается воздух.

Производительность опорожнения во втором периоде не должна превышать 0,45 от общей пропускной способности огневых предохранителей. В случае засорения или закупоривания инеем огнепреградителей под плавающей крышей может образоваться вакуум, способный смять днище плавающей крыши или разрушить опорные стойки. Поэтому перед откачкой нефти необходимо обязательно проверить исправность огнепреградителей.

4.4. При нормальном режиме эксплуатации минимальный уровень нефти в резервуаре назначается 2 м, поэтому первый период заполнения и второй период опорожнения имеют место лишь после вынужденной откачки ниже 2 м, а также после ремонта. Вынужденная откачка ниже 2 м разрешается для вывода резервуара на ремонт, при смене сорта (категория качества) перекачиваемой нефти, а также в исключительных случаях с разрешения вышестоящей организации для обеспечения полноты товаро-транспортных операций.

Примечание. В случае установки хлопушки с механизмом привода, располагаемом в приемо-раздаточном патрубке, и при условии обеспечения всасывания насосов плавающая крыша может опускаться ниже I,8 м.

4.5. Перед каждым заполнением и опорожнением резервуара необходимо

- с кольцевой площадки визуально проверить состояние плавающей крыши (отсутствие нефти в центральной части, горизонтальность плавающей крыши);

- закрыть сифонные краны;

- убедиться, что крышки лазовых и смотровых люков закрыты.

Каждый раз вначале заполнения и опорожнения в течение 5–10 мин после открытия задвижки необходимо убедиться в том, что плавающая крыша плавно тронулась с места и движется вместе с уровнем нефти. О плавности хода плавающей крыши свидетельствует плавное движение указателя уровня. В случае отсутствия признаков движения плавающей крыши или обнаружения признаков толчка необходимо немедленно закрыть задвижку на этом резервуаре и переключиться на другой резервуар или остановить перекачку. При такой ситуации оператор должен подняться на кольцевую площадку резервуара, осмотреть крышу и о результатах осмотра доложить диспетчеру или начальнику участка.

4.6. Скорость подъема (опускания) плавающей крыши контролируется по прибору замера уровня, установленного на резервуаре, или определяется расчетом как отношение производительности закачки нефти (Q м^3/ч) к площади зеркала нефти (S = 2894 м^2).

4.7. Источником газовыделения во втором периоде заполнения (а также при опорожнении и хранении) являются неплотности в уплотнении по периметру плавающей крыши и вокруг направляющих.

Наименьшая загазованность на плавающей крыше наблюдается при хранении, особенно при длительном хранении, так как в поверхностном слое под затвором нефть постепенно утяжеляется и испарение уменьшается. Поэтому работы по обслуживанию резервуара, требующие опускания обслуживающего персонала на плавающую крышу, рекомендуется проводить в период хранения или длительного простоя резервуара.

При ветре наблюдается увеличение давления под затвором с подветренной стороны резервуара. Вследствие увеличения давления воздух проходит через зазор между затвором и стенкой резервуара и насыщенный парами нефти выходит на плавающую крышу с наветренной стороны. Поэтому следует ожидать большей загазованности на плавающей крыше с наветренной стороны.

Наличие вторичного уплотнения значительно уменьшает выдувание паров из-под затвора плавающей крыши. Поэтому плавающая крыша обязательно должна иметь вторичное уплотнение.

4.8. При отсутствии дождя задвижка на выходе водоспуска должна быть закрыта (о чем в журнале делается соответствующая запись).

5. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И РАЗМЫВ ПАРАФИНИСТОГО ОСАДКА

5.1. Предотвращение накопления и размыв парафинистого осадка на дне резервуара осуществляется с помощью системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах. Эта система состоит из группы приграничных веерных кольцевых сопел СПВК-100м, обвязывающих их трубопроводов, отсечной задвижки, фильтра, манометра. Нефть, выходя из веерных кольцевых сопел, распространяется по днищу резервуара, смывает осадок и взвешивает его в массе нефти. Взвешенный осадок удаляется из резервуара вместе с нефтью при последующей откачке. Сопла размещены на дне резервуара таким образом, чтобы веерные кольцевые струи нефти, выходящие из всех сопел, смывали донный осадок и взвешивали его в массе нефти по-возможности равномерно со всей площади днища резервуара.

При подаче нефти в сопло обечайка его за счет перепада давления внутри и вне сопла приподнимается, образуя кольцевую щель,

через которую нефть распространяется по днищу резервуара в виде веерной кольцевой струи. Скорость истечения нефти через сопло поддерживается постоянной за счет изменения высоты щели в зависимости от расхода нефти. При прекращении подачи нефти в систему обечайка сопла под собственным весом опускается и, выполняя роль хлопушки, изолирует внутреннюю полость резервуара от трубопровода.

Для эффективной работы системы должен быть установлен отдельный насосный агрегат, служащий для поочередного обслуживания всех резервуаров. В некоторых случаях могут использоваться технологические подпорные или основные насосные агрегаты станции. Основные параметры системы даны в таблице 2.

В процессе длительного накопления парафинистого осадка наблюдается изменение его структуры и переход рыхлого осадка в уплотненный, время размыва которого в 5-6 раз превышает время размыва (взвешивания) рыхлого осадка равной высоты.

При эксплуатации системы размыва необходимо руководствоваться "Инструкцией по эксплуатации системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах" РД 39-30-587-81

5.2. Возможны два способа размыва и удаления парафинистого осадка: раздельный и совмещенный.

Раздельный способ заключается в последовательном осуществлении операций заполнения резервуара через систему и последующем опорожнении его через приемо-раздаточный патрубок. В этом случае при заполнении резервуара через систему донный осадок взвешивается, а при опорожнении удаляется из резервуара.

Совмещенный способ заключается в одновременном проведении операций заполнения резервуара через систему и опорожнения его через приемо-раздаточный патрубок. В этом случае взвешивание и удаление осадка происходит одновременно. Выбор того или иного способа размыва (предотвращения накопления) и удаления парафинистого осад-

Таблица 2

Основные параметры системы предотвращения накопления и размыва парафинистого осадка в нефтяных резервуарах

№ п/п	Основные показатели	Резервуары			
		РВС-5000 Др = 22,8 м	РВС-10000 Др = 28,5 м	РВС-20000 Др= 45,6 м	РВС-50000 Др = 60,7 м
I	2	3	4	5	6
I.	Расход (производительность закачки) нефти через систему, $м^3/ч$	200-500	500-1250	1000-2500	2000-5000
2.	Давление закачиваемой нефти (на входе в резервуар): при I м валива, МПа*	0,10-0,25	0,10-0,20	0,15-0,30	0,15-0,30
	при полном взливе нефти, МПа*	0,20-0,35	0,25-0,40	0,25-0;40	0,30-0,45
3.	Потребляемая мощность (на входе в резервуар): при I м взлива нефти, кВт*	5-40	15-40	50-240	100-450
	при полном взливе, кВт*	15-60	35-60	80-320	180-600
4.	Количество размывающих устройств (сопел пригруженных веерных кольцевых типа СПВК-100М), шт	2	5	10	20

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6
5.	Рабочая жидкость	нефть, закачиваемая в резервуар			
6.	Скорость истечения нефти из сопел:				
	рабочая, м/с	I3-24	I3-24	I3-24	I3-24
	допустимая, м/с**	до 67	до 46	до 40	до 33

Примечание: * Указанные в п.2 и п.3 таблицы значения давления и потребляемой мощности даны по значениям перечисленных величин на входе в резервуар, т.е. без учета потерь напора в линии от насоса до резервуара с системой, так как эти потери различны для каждой конкретной НПС.

** Согласно расчетам, проведенным по "Методике расчета допустимых скоростей истечения нефти в резервуары через системы размыва осадка с учетом образования статического электричества" РД 39-30-498-80.

ка зависят от особенностей проведения технологических операций приема, хранения и откачки нефти из резервуаров.

Раздельный способ рекомендуется применять в тех случаях, когда перерыв между операциями приема и откачки не превышает 4-6 часов. Наибольший эффект достигается, когда размыв производится перед каждой откачкой или непосредственно в процессе откачки.

5.3. Процесс предотвращения накопления парафинистого осадка осуществляется путем периодического включения системы в работу.

Периодичность включения системы размыва не реже одного раза в месяц при высоте рыхлого осадка не более 10 см[ж)]

При соблюдении этого интервала, как правило, в резервуаре уплотненный парафинистый осадок не накапливается.

5.4. Наиболее эффективный размыв рыхлого осадка происходит при расходе нефти 160-150 $м^3/ч$ на одно сопло. При этом расход на всю систему для резервуара РВС-50000 равен 3000-5000 $м^3/ч$.

Продолжительность размыва рыхлого осадка в резервуаре РВС-50000 определяется по рис. 8.

5.5. Параметры работающей системы размыва должны фиксироваться в специальном журнале или в карте учета работы системы, которая заводится на каждый тип и емкость резервуара.

В журнале или карте учета регистрируется

дата включения системы в работу;

высота донного осадка к моменту включения системы в работу;

ж) В связи с отсутствием опыта размыва в резервуарах высотой 18 м периодичность включения системы для резервуаров емкостью 50000 $м^3$ и высотой 18 м принята из опыта работы системы в резервуарах высотой 12 м, для которых периодичность включения системы в работу составляет также 1 раз в месяц. По мере накопления эксплуатационных данных о работе системы в резервуарах высотой 18 м периодичность включения может уточняться.

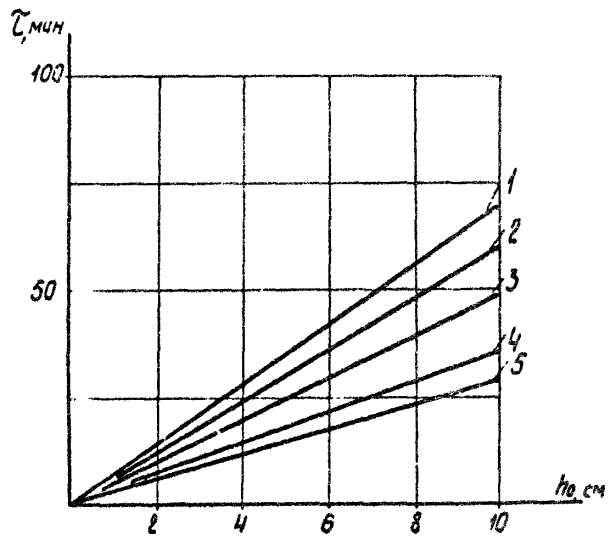


Рис. 8. График для определения продолжительности размыва рыхлого осадка в резервуаре РВС-50000 при расходе нефти:

I - 3200 м^3/ч; 2 - 3600 м^3/ч; 3 - 4000 м^3/ч; 4 - 4400 м^3/ч; 5 - 5000 м^3/ч.

высота нефти в резервуаре в начале и конце работы системы;

продолжительность работы системы;

параметры системы:

а) давление нефти (на в ходе в резервуар);

б) расход нефти;

в) давление у насоса.

5.6. С целью сокращения мощности, потребляемой насосным агрегатом при работе системы, целесообразно производить включение системы в работу при малых вливах нефти в резервуаре.

5.7. Режим размыва уплотненного парафинистого осадка может быть осуществлен только в тех случаях, когда по тем или иным причинам нет возможности производить периодическое включение систем и когда требования, предъявляемые к качеству транспортируемой нефти, не строго регламентируются.

Размыв уплотненного осадка осуществляется путем прокачивания нефти через систему в течение нескольких последовательных циклов заполнения и опорожнения. Наиболее эффективный размыв осадка в резервуаре РВС-50000 достигается при расходах нефти 4000-5000 $м^3/ч$.

Продолжительность размыва уплотненного осадка в резервуаре РВС 50000 определяется по рис. 9.

5.8. Процесс размыва уплотненного парафинистого осадка осуществляется:

а) при толщине осадка до 0,5 м не реже I раза в квартал;

б) при толщине осадка от 0,5 м до 1 м не реже I раза в месяц.

При этом обязателен предварительный дренаж подтоварной воды.

5.9. Перед пуском системы в работу необходимо

а) проверить уровень нефти в резервуаре, который должен быть не менее 2,0 м (минимально допустимый);

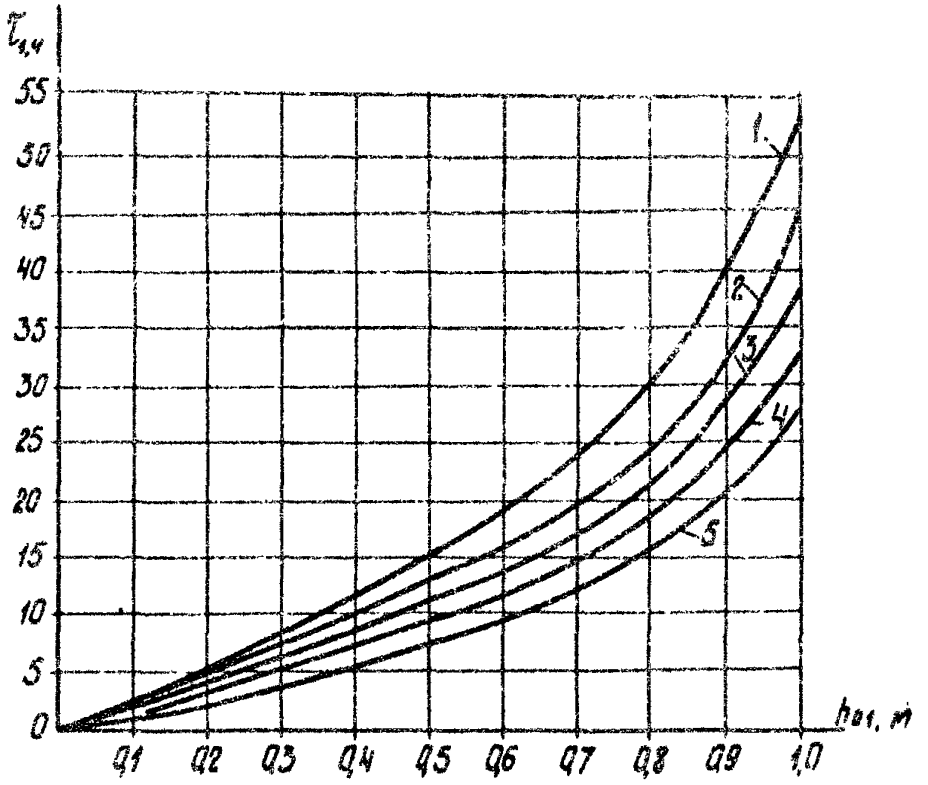


Рис. 9. График для определения продолжительности размыва уплотненного осадка в резервуаре РВС-50000 при расходе нефти:

I - 3200 м^3/ч; 2 - 3600 м^3/ч; 3 - 4000 м^3/ч; 4 - 4400 м^3/ч; 5 - 5000 м^3/ч.

б) сдренировать подтоварную воду из резервуара;

в) проверить техническое состояние резервуара и трубопроводов путем визуального внешнего осмотра.

5.10. Контроль за работой системы осуществляется по манометру, установленному на приемной трубе системы и у насоса, по расходу нефти в резервуаре.

5.11. В проекте резервуара с плавающей крышей не предусмотрено устройство люков или патрубков для измерения высоты парафиновых отложений на днище резервуара. Поэтому для этой цели рекомендуется врезка люков в количестве 5 штук: 4 - по периметру крыши, 1 - в центре.

Высоту донного осадка можно определить с помощью стандартного лота. Чтобы лот не погружался в осадок, к нижнему торцу его необходимо прикрепить плоский диск диаметром 80-90 мм из неискрообразующего материала.

При измерении высоты донного осадка через замерный люк необходимо учесть, что этот люк расположен обычно вблизи приемо-раздаточного патрубка. Высота осадка, замеренная в нем, всегда меньше средней высоты осадка в резервуаре или даже может иметь нулевую величину. В последнем случае размыв рыхлого осадка следует производить в течение 1,0-1,5 ч.

5.12. Во избежание накопления парафинистого осадка внутри трубы направляющая не должна доходить до днища на высоту не менее 0,6 м и устанавливаться на стойках.

6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

6.1. Техническое обслуживание резервуара с плавающей крышей заключается в плановой организации и своевременном проведении обследования и ремонта резервуара и его составных частей. Обслужи-

вание резервуара должно быть организовано согласно утвержденному календарному графику.

6.2. Плавающая крыша должна осматриваться ежедневно с верхней кольцевой площадки и перед каждым заполнением и опорожнением.

При осмотре необходимо проверить положение плавающей крыши, ее горизонтальность при движении, отсутствие нефти в центральной части плавающей крыши, зимой - наличие снега на крыше, состояние защитных щитков кольцевого уплотняющего затвора, положение зад - вижки дренажной системы, а также общее внешнее состояние резервуара. Горизонтальность плавающей крыши ориентировочно можно проверить при ее прохождении через горизонтальный шов между полосами.

В случае обнаружения признаков, свидетельствующих о неисп - равности того или иного узла, необходимо доложить об этом начальнику участка, дежурному инженеру, диспетчеру или старшему по смене.

6.3. Плановый осмотр резервуара, плавающей крыши и резервуарного оборудования должен проводиться механиком или другим должностным лицом, ответственным за техническое состояние и безопасность эксплуатации резервуаров, 2 раза в год. Плановый осмотр проводится с целью выявления технического состояния объекта и необходимости ремонта отдельных его частей, одновременно выполняется профилактический ремонт. О результатах планового осмотра делается запись в журнале, прилагаемом к паспорту резервуара. При осмотре плавающей крыши проверяют техническое состояние мембраны, пружины и рычагов затвора, степень износа трущихся частей затворов и катучей лестницы, погружение плавающей крыши, открывают крышки люков всех коробов и отсеков между коробами и проверяют отсутствие нефти в них.

При осмотре плавающей крыши необходимо снять

крышку ливнеприемника, очистить его от грязи, протереть или, если необходимо, промыть конусную поверхность поплавка, проверить подвижность поплавка, после чего вновь закрыть крышку ливнеприемника.

Плановый осмотр плавающей крыши проводится на плаву или после зачистки резервуара, когда крыша находится на опорах.

6.4. Для удобства обслуживания рекомендуется каждому коробу присвоить порядковый номер и написать несмываемой краской, начиная с короба, расположенного над приемо-раздаточным патрубком, и далее по часовой стрелке.

6.5. На вогнутых поверхностях плавающей крыши после дождя остается вода, краска отслаивается и возникают очаги коррозии. Поэтому ежегодно весной и осенью рекомендуется проверять состояние окраски плавающей крыши. Охваченные коррозией участки плавающей крыши необходимо тщательно очистить, высушить, покрасить дважды свинцовым суриком на натуральной олифе и сверху покрыть лаком № 177 с добавлением 10-15% алюминиевой пудры.

По мере необходимости проверяется степень коррозионного износа днища, корпуса и плавающей крыши резервуара.

Рекомендуемая периодичность осмотра резервуара с плавающей крышей приведена в табл. 3.

Таблица 3

Рекомендуемая периодичность текущего осмотра резервуара с плавающей крышей

Наименование элементов резервуара	Периодичность и характер осмотра и обследования
1	2
1. Резервуар в целом	ежедневно проверять визуально внешнее состояние
1.1. Стенка	а) ежедневно

1	2
	б) по мере необходимости проверить толщину стенок
1.2. Днище	при каждом ремонте и при обнаружении признаков утечки
1.3. Огнепреградитель	летом - 1 раз в месяц
	зимой - 2 раза в месяц
1.4. Система пожаротушения	2 раза в год
1.5. Приборы измерения и ограничения уровня	а) перед пользованием
	б) 2 раза в год
1.6. Хлопушка с управлением	ежедневно
1.7. а) сифонный кран	перед пользованием
б) устройство автоматического сброса подтоварной воды	перед пользованием
1.8. Приемо-раздаточные патрубки	при приеме-отпуске, 2 раза в месяц
1.9. Задвижки	при приеме-отпуске, 2 раза в месяц
1.10. Лестница	перед пользованием
2. Плавающая крыша в целом	перед каждым заполнением и опорожнением (с кольцевой площадки)
2.1. Уплотняющие затворы	2 раза в год (по ТУ на затворы)
2.2. Внутренняя часть коробов	1 раз в квартал
2.3. Катучая лестница	ежедневно
2.4. Водоспуск	ежедневно и перед пользованием
	Открыть задвижку на несколько витков и убедиться в отсутствии нефти в системе водоспуска.

6.6. Задвижку на выходе водоспуска из резервуара рекомендуется держать закрытой и открывать во время дождя и при растапли-

зании снега на плавающей крыше. Зимой задвижку водоспуска рекомендуется держать открытой на I-2 витка.

Зависимость погружения плавающей крыши в нефть от дополнительной нагрузки дождя приведена в табл. 4.

Таблица 4

Погружение плавающей крыши при наличии на ней воды

Глубина воды в центральной части плавающей крыши, мм	0	50	100	150	200	250
Увеличение погружения плавающей крыши, мм (по нижней кромке наружного борта плавающей крыши)	0	30	70	110	150	190

6.7. Разряд статистического электричества может служить причиной взрыва или загорания нефти в резервуаре с плавающей крышей.

Электрический заряд, образованный при движении нефти и нефтепродуктов в трубопроводах, вместе с жидкостью поступает в резервуар. С увеличением скорости потока в трубопроводе количество статистического электричества, поступившего в резервуар, увеличивается.

Для снятия накапливаемых электростатических зарядов плавающая крыша не менее, чем в 2 местах, с помощью электрического кабеля соединена (заземлена) с корпусом резервуара. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 100 Ом. Сопротивление заземляющего устройства плавающей крыши измеряется, как правило, 2 раза в год одновременно с измерением сопротивления заземления резервуаров.

Контактные поверхности клемм (медные или стальные) должны быть оцинкованы или облужены. Ответственность за своевременную проверку исправности заземляющего устройства возлагается на главного энергетика или главного механика управления.

7. ОСОБЕННОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШИ ЗИМОЙ

7.1. При накоплении снега на плавающей крыше увеличивается ее погружение. Зависимость погружения плавающей крыши от дополнительной равномерно распределенной снеговой нагрузки приведена на рис. 10.

Максимальное погружение плавающей крыши не должно превышать 0,45 м, что соответствует дополнительной нагрузке 430 т.

Неравномерное накопление снега может привести к перекосу плавающей крыши.

7.2. Во избежание перекоса и чрезмерного погружения плавающей крыши необходимо систематически очищать ее от снега или растапливать его и удалять через систему водоспуска. Снег растапливается при закачке в резервуар теплой нефти. При растапливании снега необходимо сбросить снег с защитных щитков затвора и крышек коробов на днище плавающей крыши с помощью деревянной лопаты. Днище плавающей крыши контактирует с нефтью, таяние снега происходит за счет положительной температуры нефти. Для эффективного таяния снега температура нефти в резервуаре во время удаления снега должна поддерживаться не менее $+15^{0}$С.

В случае закачки в резервуар нефти с повышенным содержанием парафина происходит налипание застывшей нефти к нижней части плавающей крыши, что затрудняет процесс таяния снега. В этом случае рекомендуется включать систему размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка при уровне нефти 2 м и размывать застывшую нефть теплой нефтью.

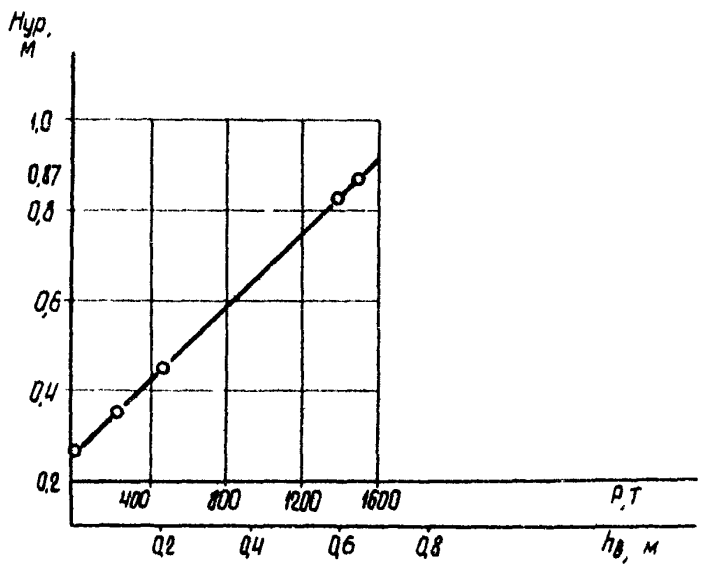


Рис. 10. Зависимость погружения плавающей крыши от дополнительной нагрузки

7.3. При длительном простое, особенно если в этот период была оттепель или гололед и последующее похолодание, уплотняющий затвор может примерзнуть к стенке резервуара. Плавающая крыша с примерзшим к стенке затвором при термическом расширении нефти может затапливаться, так как избыток нефти накапливается в кольцевом зазоре и в патрубках и вытесняется на плавающую крышу.

Примерзание кольцевого затвора к стенке резервуара может происходить зимой также после закачки в резервуар нефти с положительной температурой. Талая вода попадает в зазор между стенкой резервуара и скользящим башмаком и при последующем охлаждении замерзает.

Примерзший затвор отрывают от стенки при помощи заостренной медной пластины или деревянных клиньев. Для этого предварительно снимают защитный щиток затвора на примерзшем участке. Если эти приспособления не помогают, примерзшие участки рекомендуется отогревать паром с наружной стороны или путем циркуляции теплой нефти в резервуаре через систему размыва донных отложений.

7.4. Для предотвращения выхода нефти на плавающую крышу при термическом расширении, а также при воздействии на плавающую крышу дополнительной нагрузки от снега или дождя длина патрубка замерного люка должна быть увеличена до 550 мм (по проекту высота патрубка от днища плавающей крыши 220 мм (рис. II).

7.5. Затопление плавающей крыши может произойти зимой при примерзании опор к днищу резервуара, когда уровень нефти ниже 1,8 м. Вода систематически должна удаляться из резервуара через сифонные краны в производственно-дождевую канализацию.

Перекос плавающей крыши может произойти при примерзании части опор к днищу, а также при односторонней толстой наледи на стенке резервуара.

Во избежание разрушения опорных стоек из-за дополнительной

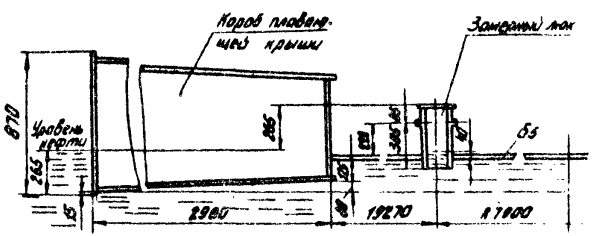


Рис.II. Погружение плавающей крыши (расчетное).

снеговой нагрузки не рекомендуется зимой оставлять плавающую крышу на опорах на длительное время.

8. ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ И ОТБОР ПРОБ

8.1. Измерение уровня нефти в резервуаре должно производиться с помощью дистанционных приборов, а отбор проб - с помощью спущенного пробоотборника (для отбора проб нефти обслуживающий персонал не должен подниматься на плавающую крышу).

В виде исключения допускается производить замеры уровня и отбор проб в резервуарах вручную через замерный люк. При этом запрещается наклоняться над замерным люком или заглядывать в него. Перед опусканием пробоотборника на плавающую крышу обязательно должна проверяться загазованность путем измерения концентрации газов в зоне замерного люка.

8.2. Опускать или поднимать пробоотборник и лот следует так, чтобы стальная рулетка все время скользила по направляющей канавке замерного люка.

8.3. Замер уровня и отбор проб вручную через замерный люк во время грозы запрещается.

8.4. Под крышей замерного люка должна быть проложена медная, свинцовая или резиновая прокладка, чтобы не происходило искрообразование при ударе в случае неосторожного закрытия крышки люка.

8.5. Все резервуары, используемые для сернистых нефтей (содержание серы от 0,5% до 2% и выше), должны быть оборудованы приборами, исключающими замеры уровня и отбор проб нефти через замерный люк.

8.6. При необходимости замера уровня и отбора проб через замерный люк (в случае отказа дистанционных приборов) операторы

(не менее 2 человек) должны быть в фильтрующих противогазах и находиться с наветренной стороны открываемого люка.

8.7. Отбор проб производить в соответствии с ГОСТ 2517-50 "Нефть и нефтепродукты. Отбор проб".

9. ПОДГОТОВКА РЕЗЕРВУАРА К РЕМОНТНЫМ РАБОТАМ

9.1. Резервуары, подлежащие вскрытию для внутреннего осмотра и зачистки, должны быть остановлены, освобождены от нефти, отключены от действующих трубопроводов, пропарены и провентрены.

9.2. Все трубопроводы, связанные с подлежащими вскрытию резервуарами, должны быть отключены от них при помощи заглушек. Место и время установки и снятия заглушки должны записываться в вахтовом журнале.

Перед установкой заглушек должна быть составлена схема, в соответствии с которой и следует производить их установку.

Толщина заглушек определяется из расчета на возможное максимальное давление и должна быть не менее 3 мм.

Для того, чтобы установленная заглушка была заметной, ее необходимо изготовлять с хвостовиком.

Все заглушки должны быть пронумерованы и рассчитаны на определенное давление. Номер и давление выбиваются на хвостовике заглушки.

Заглушки со стороны возможного поступления жидкости должны быть поставлены на прокладках.

После окончания ремонтных работ все заглушки должны быть удалены. Снятие всех заглушек, отмеченных в дефектной ведомости, обязан проверить механик или начальник участка.

9.3. Подготовка резервуара к осмотру и зачистке должна осу-

шесталяться под руководством ст. инженера или начальника ЛПДС.

9.4. "Мертвый" остаток нефти следует удалить из резервуара путем закачки воды до уровня приемо-раздаточного патрубка и последующей откачки всплывшей нефти.

Пар следует подавать через нижний люк по шлангу, выходное отверстие которого должно быть расположено на расстоянии 15-20 метров по направлению к центру резервуара.

Во время пропаривания внутри резервуара необходимо поддерживать температуру не менее 60-70°С.

Металлические наконечники резиновых шлангов и паропроводы должны быть заземлены. Наконечники шлангов должны быть изготовлены из цветного металла.

9.5. После пропарки рекомендуется промыть заполнением резервуара водой или струей воды стенки резервуара с внутренней стороны, плавающую крышу с нижней стороны. При этом затвор должен быть отжат от стенки, крышки световых люков на плавающей крыше открыты (за исключением смотровых люков коробов).

9.6. При очистке резервуаров от пирофорных отложений следует применять инструменты и оборудование, исключающие искрообразование.

Сернистые отложения должны поддерживаться во влажном состоянии, под слоем воды. Отложения, находящиеся на стенках резервуара непрерывно смачиваются водой. Пирофорные отложения, извлеченные из резервуара, вывозятся в специально отведенные места, согласованные с пожарной охраной, и немедленно закапываются до высыхания.

Отбор проб пароформых отложений из резервуара должен производиться только по разрешению главного инженера или руководителя предприятия специально подготовленными людьми при обязательном присутствии представителя пожарной охраны предприятия. Ввиду опасности самовозгорания коррозионных отложений при отборе их проб необходимо соблюдение следующих правил.

Отбор проб производят специальным пробоотборником. Пробы отбирают пробоотборником, вводимым в резервуар через люк плавающей крыши или через кольцевой зазор отжимом уплотняющего затвора скребковой частью пробоотборника, опущенного в резервуар на глубину 1-1,5 м, соскребают с поверхности отложения в количестве 200-400 г. Скребковая часть пробоотборника должна изготовляться из меди или дюралюминия. Снятые отложения попадают в ковшик, который до начала и во время отбора проб непрерывно наполняется углекислым газом. Помимо этого ковшик при отборе пробы заливается нефтью. После отбора пробы пробоотборник вытаскивают на поверхность, где производят перенос пробы вместе с нефтью из ковша в банки с притертой пробкой, заранее заполненные углекислым газом.

9.7. Резервуар следует проветрить путем естественной вентиляции в течение времени, достаточного для достижения санитарных норм концентрации вредных паров.

9.8. После окончания подготовительных мероприятий (пропарка, промывка и проветривание) должен быть произведен анализ воздуха в резервуаре под плавающей крышей не менее, чем в 6 точках: в трубах направляющих стоек, под затвором (в 2 точках) и под центральной частью (не менее, чем в 2 точках).

О готовности резервуара к очистным работам должен быть составлен акт (приложение 6).

9.9. Работы по очистке резервуара от грязи и отложений должны быть механизированы. Окончательную очистку резервуара

необходимо производить с помощью метел, деревянных лопат и других предметов из неискрящих материалов.

9.10. Все работы по зачистке резервуара должны производиться под руководством механика или начальника участка.

После проведения зачистных работ составляется акт подготовки резервуара к ремонтным работам (приложение 7).

9.11. С территории резервуарного парка следует отводить в производственно-дождевую канализацию сточные воды:

подтоварные;

промывочные, образующиеся при промывке резервуаров;

атмосферные;

расходуемые на охлаждение резервуаров во время тушения пожаров.

Примечание. 1. Донные отложения, размываемые водой, паром или специальными моющими средствами во время зачистки резервуара, должны отводиться в шламонакопители или на специальные площадки.

2. Сброс загрязнений после зачистки резервуаров в канализацию не разрешается.

9.12. Запрещается сброс нефти из резервуара в систему производственно-дождевой канализации при дренировании подтоварной воды и подготовке его к вскрытию и ремонту. Нефть вместе с подтоварной водой следует откачать в другой резервуар, а затем воду сдренировать в производственно-дождевую канализацию.

10. ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШИ И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

К наиболее типичным неполадкам плавающей крыши относится выход из строя системы водоспуска, особенно осенью, зимой и весной. Поэтому необходимо организовать особо тщательное наблюдение

за ее состоянием.

Через неплотности затвора в резервуар проникают вода и пыль, которые загрязняют хранимый продукт. Однако эти загрязнения незначительны и не оказывают существенного влияния на паспортные показатели нефти.

Наиболее характерные неисправности плавающей крыши приведены в табл. 5.

II. ДЕЙСТВИЯ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА ПРИ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ

II.I. Аварийной ситуацией при обслуживании резервуаров является:

- загазованность территории резервуарного парка в результате прорыва нефти из трубопроводов или резервуаров;
- пожар или взрыв;
- отсутствие электроэнергии;
- затопление плавающей крыши нефтью;
- зависание плавающей крыши в процессе откачки нефти;
- разрушение резервуара.

II.2. При возникновении аварии необходимо немедленно доложить старшему по смене, при необходимости вызвать пожарную команду и скорую помощь. Старший по смене должен доложить о пожаре или аварии руководству ЛПДС, диспетчеру и приступить к ликвидации аварии.

II.3. Загазованность. При достижении концентрации нефтяных паров в воздухе рабочей зоны величины, превышающей 20% нижнего предела взрываемости нефтяных паров, сообщить старшему по смене или руководству. Прекратить все работы по приему и откачке нефти. Принять все меры по ликвидации причины загазованности с при-

Таблица 5

Характерные неисправности плавающей крыши

Вид неисправности	Причина неисправности	Возможные последствия неисправности	Методы устранения
1	2	3	4
1. Выход нефти на плавающую крышу через ливнеприемник	1. Нарушена герметичность сальников поворотных шарниров	Затопление нефтью центральной части плавающей крыши Увеличение потерь нефти Загазованность территории резервуарного парка Возникновение опасности загорания нефти на плавающей крыше	Немедленно откачать нефть из резервуара, слить нефть с плавающей крыши, устранить неисправность. В том случае, если на плавающей крыше слой нефти превышает 200 мм, на уровне 1,8 м приостановить откачку, чтобы дать возможность стекать нефти с плавающей крыши
2. Выход нефти на плавающую крышу через затвор	1. Попадание газовых пробок из трубопровода в резервуар 2. Кипение нефти в резервуаре	Затопление плавающей крыши Увеличение потерь нефти Загазованность территории резервуарного парка Возникновение опасности загорания нефти на плавающей крыше	Слить нефть с плавающей крыши через дренажную систему, промыть плавающую крышу Устранить попадание газовых пробок или устранить кипение нефти в резервуаре
3. Замерзание водоспуска	Попадание воды в систему при отрицательной температуре воздуха	Разрыв трубопроводов системы	Открыть задвижку системы водоспуска, закачать в резервуар нефть с положительной температурой
4. Перекос, заклинивание плавающей крыши	1. Негерметичность коробов 2. Неправильно установлены направляющие 3. Отклонение геометрической формы стенки превышает допустимые нормы 4. Одностороннее примерзание затвора к стенке резервуара 5. Примерзание части стоек плавающей крыши к днищу резервуара	Потопление и деформация направляющих и плавающей крыши	Выяснить и устранить причину перекоса

1	2	3	4
5. Зависание плавающей крыши при откачке	1. Защемление плавающей крыши между направляющими 2. Затопление коробов или центральной части нефтью	Падение плавающей крыши, удар о днище и, как следствие, разрушение плавающей крыши или пожар с катастрофическими последствиями	Закачать нефть в резервуар до уровня, предотвращающего падение плавающей крыши, выяснить и устранить причину перекоса
6. Высота снежного покрова на плавающей крыше превышает 0,6 м	Несвоевременная уборка снега	Потопление и деформация плавающей крыши	Удалить снег
7. Погружение плавающей крыши превышает допустимое значение	1. Негерметичность коробов 2. Чрезмерное увеличение силы трения затвора о стенку резервуара 3. Защемление плавающей крыши между направляющими	1. Потопление плавающей крыши 2. Ошибка при определении количества нефти в резервуаре 3. Увеличение нагрузки на днище плавающей крыши	Освободить короба от нефти, восстановить герметичность Устранить вмятины на стенке резервуара Снять затвор направляющих Устранить защемление плавающей крыши путем изменения положения направляющих или патрубков, через которые они проходят
8. Разрыв мембраны затвора	1. Механическое повреждение 2. Старение	Увеличение загазованности на плавающей крыше Коррозия затвора Увеличение потерь нефти от испарения	Наложить заплату Заменить мембрану

менением защитных средств органов дыхания и неискрящего инструмента.

II.4. Пожар или взрыв. При возникновении пожара проверить, срабатывает ли система автоматического пожаротушения, при отказе автоматики включить систему вручную. Вызвать пожарную команду по телефону или извещателю и скорую помощь. Прекратить все работы по приему и откачке нефти. По возможности отключить участок трубопровода или резервуар запорной арматурой. До прибытия пожарной команды по возможности приступить к тушению пожара первичными средствами пожаротушения.

II.5. Отключение электроэнергии. Доложить об этом старшему по смене, диспетчеру и руководству ЛПДС, выявить причину отключения, осуществлять контроль за уровнем нефти в резервуарах,при необходимости вручную закрыть задвижку у резервуара.

II.6. Затопление плавающей крыши. Первый случай: центральная часть плавающей крыши залита нефтью, плавучесть сохранилась.

Если резервуар в работе, остановить заполнение или опорожнение. Откачать нефть с плавающей крыши через систему водоспуска с помощью передвижных средств в другой резервуар. Промыть плавающую крышу водой, очистить имеющимися средствами от остатков нефти.

Второй случай: плавающая крыша потоплена и находится на днище резервуара.

Откачать нефть из резервуара до уровня 2,20 м и закрыть все задвижки у резервуара. Откачать нефть с плавающей крыши в другой резервуар. Проветрить плавающую крышу в течение времени, достаточного для снижения концентрации вредных паров до 0,5% объемных. В фильтрующем противогазе опуститься на плавающую крышу,открыть крышки смотровых люков коробов, откачать или слить нефть из коробов. Когда уровень нефти в коробах перестанет понижаться

и окажется равным уровню нефти в резервуаре (~ 2,2 м), возобновить откачку нефти через приемо-раздаточный патрубок.

II.7. Зависание плавающей крыши в процессе откачки нефти. Прекратить откачку нефти из резервуара. Закачать в резервуар нефть до уровня, предотвращающего возможное падение плавающей крыши. Принять меры к устранению причины заклинивания плавающей крыши и восстановлению ее плавучего состояния.

I2. ПРИЧИНЫ ЗАТОПЛЕНИЯ ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШИ

I2.I. Плавающая крыша тонет при переливе или одновременном повреждении (нарушении герметичности) более двух смежных отсеков понтонного кольца и центральной части.

Перелив может происходить, когда плавающая крыша застопорилась, а поступление нефти в резервуар продолжается. Пространство вдоль борта плавающей крыши быстро наполняется нефтью, и затем жидкость начинает переливаться в чашу плавающей крыши. При расходе 7200 $м^3/ч$ это пространство заполняется жидкостью всего за I7 секунд. Так как крыши смотровых люков коробов негерметичны, при переливе продукт проникает внутрь коробов, поэтому плавающая крыша тонет. При заполнении нефтью только центральной части плавающая крыша не тонет и после удаления нефти она полностью восстанавливает работоспособность. Однако жидкий груз на плавающей крыше является неустойчивым, поэтому может произойти перераспределение нагрузки и перекос плавающей крыши. Такое перераспределение жидкой нагрузки наиболее вероятно при движении плавающей крыши.

I2.2. Категорически запрещается вести закачку или откачку нефти из резервуара, а также сажать плавающую крышу на опоры, если центральная часть ее затоплена нефтью или водой на высоту 250 мм и более. Прежде, чем привести в движение плавающую крышу,

необходимо удалить с нее основную массу жидкости.

12.3. Плавающая крыша может затопляться также при наполнении резервуара нефтью с повышенной упругостью паров, при которой она кипит. При поступлении из трубопровода в резервуар такая нефть закипает или вспенивается. При этом нефть может выноситься на плавающую крышу. Такое же действие на плавающую крышу оказывают газовые или газовоздушные пробки, попадающие из трубопровода в резервуар. Газовая пробка, всплывая через толщу нефти в резервуаре, способна выбросить на плавающую крышу большие массы нефти и затопить ее.

Во избежание образования газовых скоплений в нефтепроводе не рекомендуется опорожнять даже небольшой участок трубопровода. А если опорожнение трубы все же неизбежно (например, при ремонтных работах), при возобновлении перекачки нефти перед приемом ее в резервуар с плавающей крышей необходимо удалять этот газ или осуществлять прием нефти в специальный резервуар без плавающей крыши со скоростью не более 1 м/с.

13. НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ОСАДКОЙ ОСНОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРА

В процессе гидравлического испытания

13.1. В период гидравлического испытания резервуаров строительная организация должна проводить геодезические наблюдения за осадкой основания. Геодезическим наблюдениям в обязательном порядке должны подвергаться окрайка и днище резервуара, фундаменты запорной арматуры и шахтной лестницы.

13.2. Точки нивелирования окрайки резервуара отмечаются краской с указанием номера точки. В фундаментах запорной арматуры должны быть заложены марки для возможности наблюдения за их осадкой. Нивелирование указанных узлов должно проводиться в период гидравлического испытания трижды: перед наполнением резер-

зуара водой; после гидравлического испытания резервуара при снижении взлива воды на 10% за исключением полотнища днища и непосредственно после слива воды из резервуара. Отклонения, допускаемые при приемке стальных цилиндрических резервуаров, приведены в таблице I (раздел 3).

При наличии отклонений, превышающих указанные в табл. I, должна быть произведена плотная подбивка гидрофобным составом, применяемым для гидроизолирующего слоя основания, с подъемом резервуара или иным способом.

I3.3. Окрайка днища подлежит нивелировке непосредственно перед заполнением, в процессе заполнения (при половине залива), после заполнения и после опорожнения.

Днище нивелируется до заполнения резервуара водой и после его опорожнения.

Данные нивелирования заносятся в журнал (приложение 8).

I3.4. Гидравлическое испытание резервуаров должно производиться с тщательным наблюдением за осадкой резервуаров и зоны кары. С этой целью предусматривается устройство временных реперов, а также нивелирных марок на кольцевом фундаменте резервуаров.

I3.5. Для наблюдения за консолидацией грунта основания заполнение резервуара водой производится на 0,25; 0,5; 0,75 и полную его высоту. После залива резервуара соответственно на 0,25; 0,5 и 0,75 его высоты, нагрузка выдерживается в течение трех суток.

Полностью залитый резервуар должен находиться под нагрузкой 30 суток. В первые I0 суток производится ежесуточно нивелирование реперов и марок - не менее I0 наблюдений в сутки. В последующие 20 суток производится нивелирование реперов и марок по одному разу ежедневно.

После разгрузки резервуара в течение трех суток также должно производиться нивелирование один раз в сутки.

I3.6. Во всех случаях нивелирование должно производиться с точностью до ± I0 мм.

Все результаты наблюдений должны быть документально оформлены с построением графиков осадок по каждому циклу.

I3.7. Так как осадка одного резервуара влияет на осадку другого резервуара и наоборот - желателен одновременный залив (по указанной программе) двух резервуаров одновременно. Но возможен также и последовательный залив резервуаров с перекачкой воды из одного резервуара в другой.

I3.8. В случае, если при наблюдении за осадками фундаментов резервуаров будет обнаружен крен, приближающийся к предельному (у = 60 мм), залив резервуара необходимо прекратить или частично опорожнить его, дав фундаменту "отдых" в несколько суток.

В период эксплуатации

I3.9. Наблюдения за осадкой резервуаров в процессе эксплуатации, проводимые для своевременного выявления неисправностей и обеспечения надежной работы их, осуществляют эксплуатирующие предприятия. Результаты нивелирования заносятся в журнал (приложение 8), один экземпляр которого находится непосредственно на нефтеперекачивающей станции, эксплуатирующей резервуар, второй - в производственно-техническом отделе районного нефтепроводного управления.

13.10. В конце года районные нефтепроводные управления направляют сведения об исследовании резервуаров в управление магистральных нефтепроводов.

13.11. Нивелирование окрайки днища следует проводить в первые четыре года эксплуатации 2 раза в год (в осенний и весенний периоды), в последующие годы - 1 раз в год. Нивелирование днища следует проводить каждый раз при ремонте резервуара с его опорожнением.

13.12. Отклонения высотных отметок основания считаются допустимыми, если они не превышают ± 80 мм для двух смежных точек, находящихся на расстоянии 6 м, и 150 мм для диаметрально-противоположных. При наличии отклонений, превышающих указанные в настоящем пункте, должна производиться подбивка основания гидрофобным составом, применяемым для гидроизолирующего слоя, с подъемом резервуара.

13.13. Для получения достоверных величин осадки резервуара необходимо перед нивелированием обязательно проводить поверки геодезического инструмента, систематически следить за состоянием реперов, марок на запорной арматуре и лестнице, а также за разметкой точек нивелирования на резервуаре.

13.14. Необходимость вывода резервуара из эксплуатации при возникновении предельных величин осадки основания устанавливается комиссией, назначаемой управлением магистральными нефтепроводами.

Нивелирование

13.15. Нивелировку окрайки днищ резервуаров рекомендуется проводить через 6 м по точкам, совпадающим с вертикальными швами нижнего пояса резервуара, если листы нижнего пояса имеют длину 6 м. Точки должны быть отмечены красной краской с указанием номера точки (рис. 12).

Разметка точек нивелирования производится по часовой стрелке (приложение 8).

При нивелировании окрайки днища обязательно должны нивелироваться фундамент лестницы и фундаменты под запорную арматуру приемных трубопроводов. Точки нивелирования на фундаментах также должны быть отмечены и обозначены; на фундаменте лестницы - Л, на фундаменте запорной арматуры - Т.

13.16. Схемы точек нивелирования окрайки днища резервуаров представлены на рис. 13. Нивелирование окрайки днища рекомендуется проводить оптическими нивелирами типа НГ, НВ, НС. Нивелирование днищ резервуаров следует выполнить гидростатическим шланговым нивелиром типа НШТ.

Схема точек нивелирования днища представлена на рис. 14.

Для нивелирования окрайки днища резервуара применяются трех- и четырехметровые нивелирные рейки с ценой делений 1 см. Перед началом работы рейки должны быть проверены в отношении правильности нанесения делений.

13.17. При организации наблюдений за осадками резервуаров самое серьезное внимание должно быть обращено на выбор места для реперов, качество их изготовления и содержание их в надлежащем виде.

Закладку реперов рекомендуется производить в весенне-летний период. На каждом репере должны быть четко обозначены год установки и порядковый номер, который не должен повторяться.

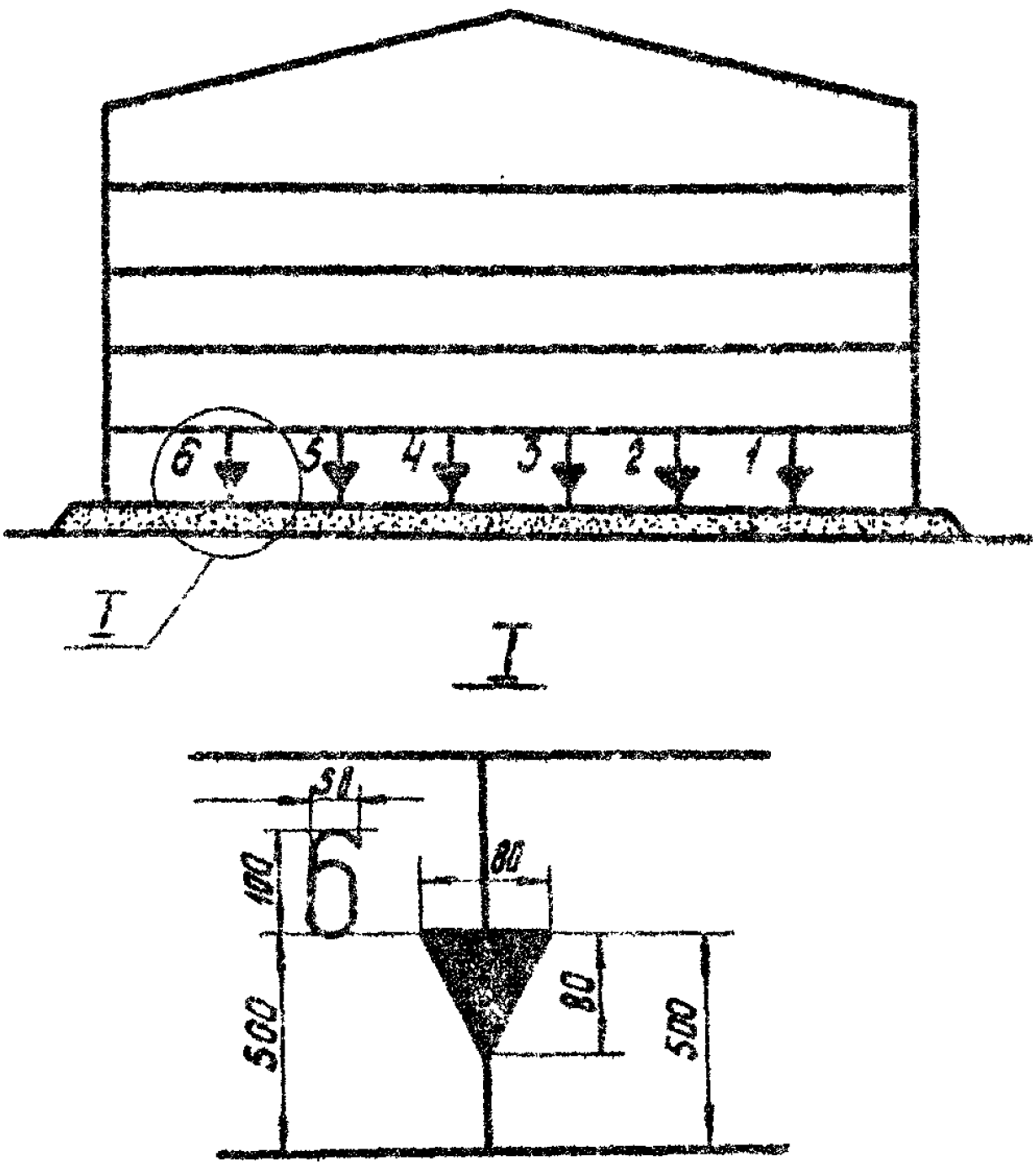


Рис. 12. Обозначение точек нивелирования

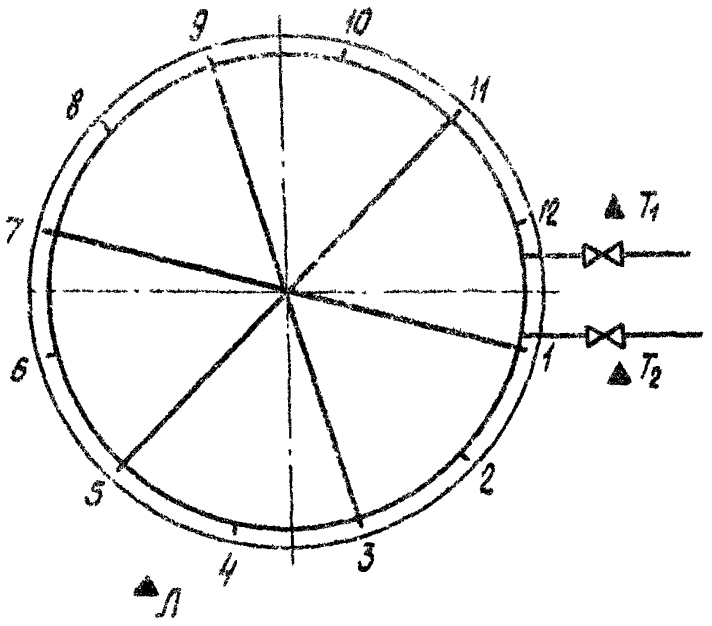


Рис.13 . Схема точек нивелирования окрайки диска

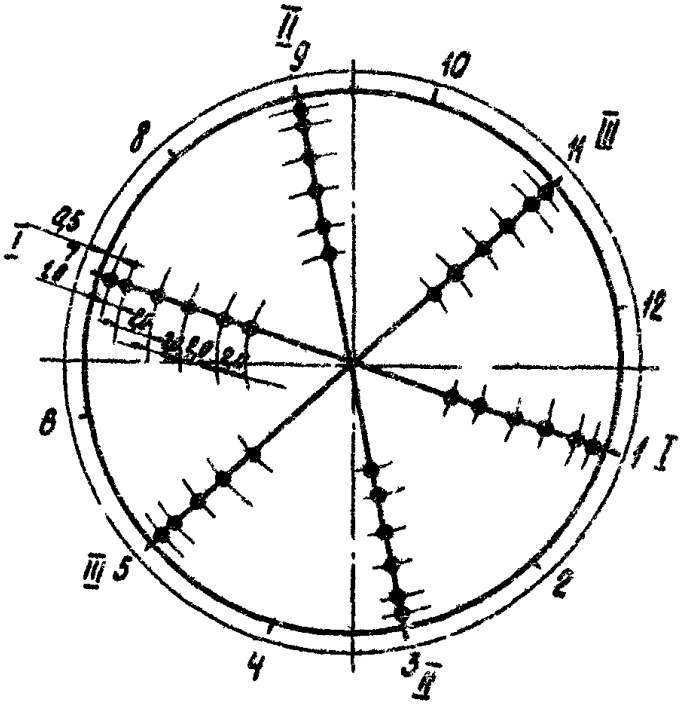


Рис. 14 . Схема точек нивелирования днища резервуара

14. ГРАДУИРОВКА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВМЕСТИМОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ

14.1. Градуировка и определение вместимости резервуаров должны выполняться согласно ГОСТ 8.380-80 "Резервуары стальные вертикальные цилиндрические вместимостью 100-50000 м^3. Методы и средства поверки".

14.2. Перед проведением градуировки резервуар заполняют жидкостью (водой или нефтью) до максимального проектного уровня. Допускается также градуировка порожних резервуаров.

По результатам градуировки определяется градуировочная характеристика резервуара, которая заносится в таблицу, (см.табл.6).

Таблица 6

Градуировочная характеристика на стальной вертикальный цилиндрический резервуар _____установленный на _____

Уровень заполнения, см	Вместимость, м^3	Уровень заполнения, см	Вместимость м^3	Уровень заполнения, см	Вместимость, м^3

14.3. Вместимость резервуара с плавающей крышей определяется с учетом поправок на

- упругую деформацию стенки. резервуара от гидростатического давления;
- объем внутренних деталей (хлопуши, направляющие и т.п.);
- отклонение стенки резервуара от правильного цилиндра;
- неровности днища;
- изменение температуры стенки относительно температуры градуировки;

- наличие плавающей крыши.

Таким образом, градуировка резервуаров с плавающей крышей отличается от градуировки обычного резервуара со стационарной крышей лишь дополнительной поправкой на наличие плавающей крыши.

Поправка на наличие плавающей крыши должна быть определена одним из следующих способов:

- исключением объема, вытесненного плавающей крышей;
- внесением поправки на изменение уровня нефти.

Объем, вытесненный плавающей крышей ($V_п$, м^3), определяют по формуле

$$V_п = \frac{G_п}{\rho} , \qquad (2)$$

где $G_п$ - масса плавающей крыши с учетом находящегося на ней оборудования, кг;

ρ - плотность нефти, кг/м^3.

Фактический объем ($V_ф$, м^3), в резервуаре определяют по формуле

$$V_ф = V_{изм} - V_п , \qquad (3)$$

где $V_{изм}$ - объем нефти, определяемый по градуировочной характеристике резервуара, м^3.

Поправку (ΔH, мм) на изменение уровня нефти от наличия плавающей крыши вычисляют по формуле

$$\Delta H = \frac{12566 \cdot G_п}{L_н^2 \cdot \rho} , \qquad (4)$$

где

$L_н$ - длина окружности резервуара, м.

Фактическую высоту уровня (H, мм) нефти в резервуаре с плавающей крышей вычисляют по формуле

$$H = H_{изм} - \Delta H , \qquad (5)$$

где $H_{изм}$ - высота уровня нефти в резервуаре, мм.

Величина поправки ΔH, вычисленная по проектным данным для резервуара емкостью 50000 $м^3$, приведена в таблице 9 при различной плотности нефти. Данными этой таблицы можно пользоваться на практике, если фактическая масса плавающей крыши отличается от проектной не более, чем на I,0%.

Таблица 7

Значения поправки ΔH

ρ, кг/$м^3$	750-800	80I-830	83I-860	86I-890	89I-820	92I-950
ΔH, мм	83	79	76	74	7I	69

Как видно из таблицы 7, незначительное изменение плотности в пределах +I0 кг/$м^3$ практически не отражается на значениях поправки ΔH, поэтому с целью сокращения объема градуировочной таблицы для конкретной нефти рекомендуется пользоваться усредненными значениями поправки ΔH, приведенными в таблице 9.

I4.4. Для определения объема нефти в резервуаре измеряют высоту уровня нефти, из этой величины вычитают поправку ΔH, определяемую по таблице 7 или по формуле (4), и по полученной разности уровней по таблице градуировочной характеристики данного резервуара определяют объем нефти. Весовое количество нефти определяется умножением полученного объема нефти на ее плотность. Плотность нефти определяется ареометром (нефтеденсиметром) по ГОСТ 3900-47.

I4.5. Для резервуара, который используется как буферный или только для хранения резервных запасов нефти и не используется для определения объема нефти при приемосдаточных операциях между поставщиком и территориальным нефтепроводным управлением, между

территориальным нефтепроводным управлением и потребителем, градуировочная характеристика может вычисляться по фактическому диаметру резервуара без учета поправок, перечисленных в п. I4.3. настоящих Правил. К таким резервуарам относятся, как правило, резервуары промежуточных насосных станций.

I5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Указания по технике безопасности

I5.I. Для технологических операций, проводимых на резервуарах, характерны следующие опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная загазованность окружающей атмосферы;
- взрывоопасность и пожароопасность углеводородных паров в смеси с воздухом;
- скопление зарядов статического электричества на поверхности нефти.

Пределы взрываемости предельных углеводородов в смеси с воздухом приведены в таблице 8.

Таблица 8

Концентрационные пределы взрываемости предельных углеводородов в смеси с воздухом

Наименование углеводорода	Низшая и высшая границы		Наименование углеводорода	Низшая и высшая границы	
	%	г/м^3		%	г/м^3
метан	5 - I5	95 - I00	пентан	I,45-7,5	4I-240
этан	3,2 - I2,45	39 - I88	гексан	I,2 -7,4	43-265
пропан	2,I - 9,5	35 - I74	гептан	I,I -6,0	
бутан	I,5 - 8,5	38 - 205	октан	0.8 -6,0	
изобутан	I,8 - 8,4		нонан	0,7 -2,9	

15.2. Безопасность процессов, производимых на резервуарах, может быть достигнута только при полном и четком выполнении всех положений настоящих Правил в других нормативных документов, перечень которых приведен в приложении I.

15.3. К эксплуатации и обслуживанию резервуаров допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний согласно "Положению о порядке обучения персонала безопасным методам работы",изложенному в "Единой системе работ по созданию безопасных условий труда", утвержденной приказом - постановлением Министерства нефтяной промышленности и Президиума ЦК профсоюза рабочих нефтяной и газовой промышленности № 559/8 от 21.10.77 г.

15.4. Для работников, занятых эксплуатацией и ремонтом резервуаров, должны быть разработаны должностные инструкции, утвержденные начальником ЛПДС, и инструкции по технике безопасности, определяющие круг их обязанностей и порядок безопасного и правильного выполнения работы и план ликвидации аварий.

15.5. Все работники должны хорошо знать устройство резервуаров, схему резервуарного парка, расположение и назначение трубопроводов, задвижек и другого оборудования.

15.6. Каждый действующий резервуар должен быть оснащен полным комплектом соответствующего оборудования, предусмотренным на его сооружение проектом и соответствующим ГОСТом.

15.7. Перед пуском резервуара в эксплуатацию и началом любых операций необходимо произвести осмотр резервуаров, проверить исправность оборудования, трубопроводов, арматуры, заземляющих устройств, контрольно-измерительных приборов, средств пожаротушения.

Пуск резервуара после текущего и капитального ремонтов должен производиться под руководством ответственных инженерно-технических работников.

I5.8. Замер уровня нефти в резервуаре должен производиться с помощью дистанционных приборов.

В виде исключения допускается производить замеры уровня и отбор проб в резервуарах вручную через замерный люк с соблюдением следующих требований:

- отбор проб производить пробоотборником, не дающим искр при ударе;

- запрещается наклоняться над замерным люком или заглядывать в него;

- опускать и поднимать пробоотборник и лот следует так, чтобы стальная лента рулетки все время скользила по направляющей канавке замерного люка.

Замерный люк должен иметь направляющую канавку, покрытую материалом, не дающим искр при движении замерной ленты.

Замер уровня и отбор проб вручную во время грозы, а также во время закачки или откачки нефти запрещается.

I5.9. Для удобства обслуживания замерный люк должен быть расположен на расстоянии не более 0,5 м от края замерной площадки.

Замерный люк должен быть снабжен герметичной крышкой с педалью для открытия ногой.

При открытии замерного люка для определения уровня или отбора проб, светового и монтажного люков, сифонного крана для спуска подтоварной воды необходимо становиться боком или спиной к ветру.

Крышка люка после отбора пробы и замера уровня нефти должна быть закрыта. Закрывать крышку следует осторожно, не допуская падения и удара ее о горловину люка.

I5.10. Верхняя площадка лестницы должна находиться на одном уровне с верхним уголком или швеллером резервуара.

15.11. Сход обслуживающего персонала на плавающую крышу, нахождение на крыше во время закачки или откачки нефти запрещается.

15.12. За исправностью катучей и шахтной лестниц, кольцевой площадки должен быть установлен постоянный контроль. Ступени лестниц должны содержаться в чистоте, их должны очищать от наледи и снега с соблюдением правил безопасности, установленных для работы на высоте, деревянными или металлическими неискрящими лопатами. Запрещается загромождать ступеньки и площадки лестниц, кольцевую площадку посторонними предметами и снятыми деталями оборудования.

15.13. Для проведения любых работ внутри резервуара под плавающей крышей и над ней начальник ЛПДС выдает наряд-допуск на производство работ (приложение 9).

Без оформленного наряда-допуска на производство работ к осмотру и очистке резервуара приступать запрещается.

15.14. Перед проведением работ по осмотру, очистке и ремонту рабочие должны быть проинструктированы о правилах безопасного ведения работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

Состав бригады и отметка о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск ответственными за проведение подготовительных и ремонтных работ.

Рабочие, не прошедшие инструктажа, к работе не допускаются.

15.15. Во избежание нарушения прочности резервуаров, заполненных нефтью, работы с применением ударных инструментов (молотков, кувалд и т.д.) запрещаются.

15.16. Площадки резервуарных парков должны быть спланированы и иметь уклон для отвода ливневых вод в сборный колодец, соединенный с промышленной канализацией через гидравлический затвор.

Сборные колодцы должны быть снабжены специальными решетками. На выходе из сборного колодца должна быть установлена клапушка с управлением с наружной стороны обвалования.

I5.I7. Резервуары должны быть заземлены. Сопротивление заземляющего устройства резервуаров должно измеряться не реже одного раза в год в период наименьшей проводимости грунта.

I5.I8. Для входа на территорию группы резервуаров по обе стороны обвалования или ограждающей стены должны быть установлены лестницы-переходы с перилами - не менее двух на каждую группу. Переходить через обвалования в иных местах запрещается.

I5.I9. Наполнение резервуаров свободно падающей струей нефти запрещается. Наполнение резервуаров должно проводиться под уровень нефти.

I5.20. Одновременное производство операций с задвижками по отключению действующего резервуара и подключению нового резервуара запрещается. Действующий резервуар должен выводиться из перекачки только после подключения нового резервуара.

I5.2I. Открытие и закрытие резервуарных задвижек должно производиться плавно, без применения рычагов. При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением должна быть предусмотрена сигнализация, указывающая положение запорного устройства задвижки.

I5.22. В автоматизированных парках резервуары должны быть снабжены сигнализаторами заданных крайних уровней нефти и аварийной сигнализацией о нарушении работы исполнительных органов (клапанов, задвижек).

I5.23. В случае замерзания арматуры резервуаров для ее разогревания должны применяться водяной пар или горячая вода.

I5.24. Отводить отстойную воду из резервуаров по открытым канавам запрещается.

Действующий резервуар должен быть немедленно опорожнен и зачищен в случае

- появления течи непосредственно в резервуаре;

- появления нефти в дренажных колодцах или контрольной трубе;

- появления нефти в камере управления.

15.25. Затворы направляющих стоек и кольцевого зазора между понтоном и стенкой резервуара должны постоянно содержаться в исправном состоянии и предотвращать возможность сухого трения стали о сталь в этих узлах.

Правила пожарной безопасности

15.26. Ответственность за соблюдение установленных противопожарных мероприятий на рабочем месте возлагается на работника, обслуживающего этот участок работ. Он отвечает за правильное содержание и своевременное использование противопожарного оборудования, закрепленного за рабочим местом или участком технологического процесса.

15.27. Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с действующими нормами.

Все средства пожаротушения, имеющиеся на территории резервуарных парков и у отдельно стоящих резервуаров, должны постоянно находиться на предназначенных для них местах, содержаться в полной исправности готовыми к немедленному их использованию.

Резервуар с плавающей крышей должен оборудоваться системой (установкой) стационарного пенного тушения согласно СНиП П-106-79 или заменяющим их нормам.

15.28. Все ремонтные, монтажные и строительные работы на территории эксплуатирующихся резервуаров, связанные с применением

огня (сварка, резка, клепка и т.д.), могут быть проведены только при наличии письменного разрешения главного инженера или технического руководителя предприятия и предварительного согласования этих работ с пожарной охраной предприятия и при условии проведения необходимых мероприятий по пожарной безопасности.

15.29. Запрещается применять открытый огонь (факелы, спички, свечи, керосиновые лампы) для освещения резервуаров, траншей, колодцев и других мест, где возможно скопление горючих газов.

15.30. Курить на территории резервуарного парка запрещается. Для курения должны быть отведены специально оборудованные места.

15.31. На видных местах территории резервуарного парка должны быть сделаны надписи об установленном противопожарном режиме в соответствии с ГОСТ 12.4.026-76 "Цвета сигнальные и знаки безопасности".

15.32. Применение огнестрельного оружия на территории резервуарных парков, кроме специальных случаев, предусмотренных правилами по организации службы охраны, категорически запрещается.

15.33. Допускается применение кумулятивных зарядов при ремонтно-восстановительных работах при наличии специального разрешения установленной формы на выполнение взрывных работ на территории резервуарного парка.

15.34. В резервуарном парке запрещается проезд тракторов без искрогасителей. На участках, где возможно скопление газа или паров нефти, должны быть установлены знаки, запрещающие проезд автомобилей, тракторов и других механических транспортных средств.

15.35. При ремонтных работах и техническом обслуживании резервуара запрещается применять инструменты из неомедненной стали. Применяемый инструмент должен быть изготовлен из материала, не дающего искр, ударный и режущий инструмент при применении необхо-

димо смазывать консистентными смазками после каждого разового применения.

I5.36, Отбор проб и анализ воздуха в местах проведения огневых и ремонтных работ должны проводить сотрудники химлаборатории или газоспасательной службы. Отбор проб должен осуществляться в присутствии ответственного за подготовку и проведение огневых работ лица.

I5.37. Осмотр резервуаров, а также отбор проб и измерение уровня нефти обслуживающий персонал должен выполнять в обуви без стальных накладок и гвоздей.

I5.38. При измерениях уровня и отборе проб нефтепродукта в резервуаре в темное время суток, при работах внутри незачищенного и непроветренного резервуара работники должны пользоваться только аккумуляторными фонарями взрывозащищенного исполнения(типа В2А, В2А-200С, УАС-3В, ВЗГ-25 и ПР-60В), на которое имеется свидетельство о взрывобезопасности.

Фонарь должен быть включен на расстоянии не менее 20 м от ближайшего резервуара. Запрещаются ремонт и смена лампы непосредственно в резервуаре и резервуарном парке.

В зачищенном, проветренном резервуаре с концентрацией паров ниже предела взрываемости можно пользоваться переносной электрической лампочкой напряжением не более I2 В.

I5.39. В каре обвалований резервуарных парков необходимо периодически, согласно графику, брать анализ воздушной среды на взрывоопасность.

Правила промышленной санитарии

I5.40. Все работники, обслуживающие резервуары с нефтями,в особенности с сернистыми или содержащими свободный сероводород, должны быть ознакомлены с опасностями, которые

могут возникнуть при операциях с этими нефтями. Они должны пройти инструктаж и тренировки по пользованию противогазами, по оказанию первой помощи при несчастных случаях.

Инструктаж и тренировки работников с противогазами и другими предохранительными приспособлениями должны проводиться не реже одного раза в год.

15.41. Выполнение технологических операций по обслуживанию резервуаров (переключение резервуаров, отбор проб, замер уровня вручную, удаление подтоварной воды и т.д.) необходимо производить в присутствии дублера, имея при себе исправный фильрующий противогаз установленной марки.

15.42. Работники, постоянно занимающиеся зачисткой резервуара, должны регулярно, не реже одного раза в год проходить медицинский осмотр. О проведенном осмотре врач в санитарной книжке работника должен сделать отметку.

Привлекать к работам по очистке резервуара женщин, случайных работников и подростков моложе 18 лет запрещается.

15.43. Работу внутри незачищенного и непроветренного резервуара работники должны выполнять в шланговых противогазах типа ПШ-1, ПШ-2, дыхательных шланговых приборах ДПА-5, воздушных легочно-автоматических аппаратах АСВ-2 и в специальной обуви и одежде в соответствии с действующими государственными стандартами.

15.44. Поверх спецодежды должен быть надет спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к ним прочной сигнально-спасательной веревкой, конец которой должен быть выведен наружу через нижний люк.

15.45. Маска и шланги перед началом работ внутри резервуара должны быть тщательно проверены руководителем работ. При обнаружении малейшей неисправности, например: надрывов, проколов на

маске или шланге, незначительной неплотности в соединениях, использовать их запрещается.

За работающими в резервуаре и за исправным состоянием шланга должно быть непрерывное наблюдение. Свободный конец шланга должен быть закреплен в зоне чистого воздуха.

15.46. При работе внутри резервуара двух человек и более необходимо исключить взаимное перекрещивание и перегибание шлангов как снаружи, так и внутри резервуара; при возникновении опасности должна быть предусмотрена последовательность эвакуации людей из резервуара.

При работе внутри резервуара каждый работающий должен иметь не менее 2-х дублеров, находящихся вне резервуара, которые следят за шлангом противогаза и за состоянием работающего.

15.47. Если по условиям работы требуется шланг длиной более 20 м, то шланг противогаза ПШ-2 наращивают до 40 м. В резервуарах с плавающей крышей больших емкостей рекомендуется использовать дыхательный прибор ДПА-5.

В резервуарах с плавающей крышей шланговым противогазом рекомендуется пользоваться только при осмотре резервуара. При ремонтных работах в резервуарах с плавающей крышей следует использовать воздушные легочно-автоматические аппараты типа АСВ-2, состоящие из двух баллонов со сжатым воздухом, соединяющихся в одну емкость с помощью коллектора; запорного вентиля с включателем резерва; зарядного штуцера с заглушкой редуктора; легочного автомата с воздухоподающим шлангом, маски. В аппарате могут быть применены баллоны емкостью 3 и 4 л.

15.48. Лицо, ответственное за проведение ремонтных работ в резервуаре, обязано систематически наблюдать за их ходом, соблюдением мер безопасности, определять режим работы и отдыха. Рабочих, заявивших о недомогании, направлять на работу в резервуар запрещается.

15.49. Выполнение работ внутри резервуара без противогаза должно производиться с письменного разрешения начальника ЛПДС, при содержании кислорода внутри резервуара не менее 18% объемных и при концентрациях нефтяных паров и газов, соответствующих санитарным нормам.

15.50. В соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" санитарные нормы концентрации нефтяных паров и газов составляют:

нефтяных паров - не более 300 мг/м^3

сероводорода - не более 10 мг/м^3

сероводорода в смеси с

углеводородами C_1-C_5 - не более 3 мг/м^3

Основные физико-химические свойства нефти

15.51. В зависимости от температуры вспышки паров, нефть и нефтепродукты подразделяются на легковоспламеняющиеся с температурой вспышки паров 61°С и ниже и на горючие с температурой вспышки паров выше 61°С. Все нефти, транспортируемые по магистральным нефтепроводам, относятся к легковоспламеняющимся жидкостям.

Нефть представляет собой горючую маслянистую жидкость от темного до светло-желтого цвета с характерным запахом.

15.52. Химический состав нефтей представляет собой в основном смесь углеводородов. Содержание углерода в нефти 82-87%, водорода - 11-14%. В небольших количествах в нефтях различных месторождений содержатся сернистые, азотные и кислородные соединения.

Основные физико-химические свойства нефтей следующие:

Плотность, кг/м^3	от 730 до 1040
Температура кипения, °С	20 - 100

Температура застывания, ^{o}C	от 23 до минус 60
Теплоемкость, $\frac{Дж}{кГ \cdot К}$	$I,7 \cdot I0^{3}$ - $2,I \cdot I0^{3}$
Теплота сгорания, $\frac{Дж}{кГ}$	$4,3 \cdot I0^{7}$ - $4,56 \cdot I0^{7}$
Вязкость при $50^{o}C$, $\frac{м^{2}}{с}$	$I,2 \cdot I0^{-6}$ - $55 \cdot I0^{-6}$
Скорость выгорания, $\frac{см}{ч}$	9 - I2
Температура пламени, ^{o}C	II00

В таблице 9 приведены физико-химические свойства наиболее распространенных нефтей.

I5.53. По технологической классификации нефти СССР делятся на 3 класса (ОСТ 38.0II97-80 "Нефти СССР. Технологическая индексация")

I класс - малосернистые с содержанием серы не более 0,5%

II класс - сернистые с содержанием серы от 0,5I до 2,0%

III класс - высокосернистые с содержанием серы более 2,0%

В зависимости от содержания парафина нефти делятся на три вида:

$П_{I}$ - малопарафиновые с содержанием парафина не более I,5%

$П_{2}$ - парафиновые с содержанием парафина от I,5I до 6,0%

$П_{3}$ - высокопарафиновые с содержанием парафина более 6,0%

Таблица 9

Физико-химические характеристики нефтей

Наименование нефтей	Плотность, кг/м^3	Вязкость при $t=20^\circ$C $\nu_{20} \cdot 10^{-6}$, м^2/с	Вязкость при $t=50^\circ$C $\nu_{50} \cdot 10^{-6}$, м^2/с	Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Давление насыщенных паров, кПа при 38°С	Давление насыщенных паров, кПа при 50°С	Содержание, % парафина	Содержание, % серы	Содержание, % азота
Западно-Сибирские	от 815 до 899	от 3,94 до 65,56	от 2,09 до 18,63	от -35 до - 18	от -43 до - 2	от I до 45	от 8 до 6I	от I,02 до 3,79	от 0,I7 до 2,06	от 0,02 до 0,20
Башкирские	от 846 до 918	от 6,7 до 89,8	от 3,9 до 28,7	от -35 до - 6	от -32 до - 6	от 37 до 5I	от 5I до 70	от 2,I до 6,8	от I,44 до 4,53	от 0,I2 до 0,38
Татарские	от 846 до 910	от 8,7 до 98,3	от 4,3 до 25,3	от -40 до -20	от -I9 до + I	от 37 до 56		от 3,5 до 5,I	от I4 до 3,5	от 0,I6 до 0,93

Приложение I

П Е Р Е Ч Е Н Ь

инструкций и нормативных документов, использованных при разработке Правил

I. Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования (СНиП П-106-79). М., Стройиздат, 1980.

2. Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции (СНиП Ш-18-75). М., Стройиздат, 1976.

3. Указания по изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов (ВСН 311-73).М., типография Минмонтажспецстроя, 1973.

4. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования (ГОСТ 12.1.005-76). М., Издательство стандартов, 1976.

5. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов (РД 39-30-114-78). М., "Недра", 1979.

6. Инструкция по наблюдению за осадкой стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти. Уфа, рота - принт УНИ, 1977.

7. Правила устройства электроустановок. М., "Энергия", 1967.

8. Справочник по охране труда и технике безопасности в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Новые и пересмотренные правила, нормативы и инструкции. М., "Химия", 1976.

9. Инструкция по эксплуатации стальных понтонов с открытыми отсеками (РД 39-30-185-79). Уфа, ротапринт ВНИИСПТнефть, 1979.

10. Правила и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений. М., "Недра", 1977.

11. Правила производства и приемки работ. Приемка в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий, сооружений. Основные положения (СНиП Ш-3-76). М., Стройизда-, 1977.

I2. Нормы проектирования. Сооружение промышленных предприятий (СНиП II-9I-77). М., Стройиздат, I978

I3. Справочник по охране труда и технике безопасности в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Техника безопасности. М., "Химия", I973.

I4. Инструкция по эксплуатации системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах.(РД 39-30-587-8I). Уфа, ротапринт ВНИИСПТнефть, I98I.

I5. Нефтепродукты. Метод определения фракционного состава (ГОСТ 2I77-82). М., Издательство стандартов, I982.

I6. Цвета сигнальные и знаки безопасности ГОСТ I2.4.026 76). М., Издательство стандартов, I976.

I7. Нефти СССР. Технологическая индексация (ОСТ 38.0II97-80). М., типография ХОЗУ Минефтепрома.

I8. ГСА. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические вместимостью I00-50000 м^3. Методы и средства поверки. (ГОСТ 8.3I0 80). М., Издательство стандартов, I980.

I9. Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности (РД 39-22-II3-78). М., типография ХОЗУ Миннефтепрома, I979.

20. Указания по тушению пожара нефтей и нефтепродуктов в резервуарах. М., ротапринт ВНИИПО, I975.

2I. Методика расчета допустимых скоростей истечения нефти в резервуары через системы размыва осадка с учетом образования статического электричества (РД 39-30-498-80). Уфа, ротапринт ВНИИСПТнефть, I98I.

22. Методика определения допустимых режимов заполнения резервуаров нефтью с учетом электризации (РД 39-30-673-8I). Уфа, ротапринт ВНИИСПТнефть, I98I.

23. Нефть и нефтепродукты. Отбор проб. (ГОСТ 2517-80). М., Издательство стандартов. 1982.

24. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов (РД 39-30-93-78). 1982.

Приложение 2

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ
некоторых уплотняющих затворов плавающей крыши

Проектом резервуара с плавающей крышей, как правило, конструкция затворов, уплотняющих кольцевой зазор между понтонным кольцом и стенкой резервуара и между направляющей и патрубком, через который она проходит, не определена, и допускается привязка различных затворов. Это объясняется тем, что в стране еще не налажено производство уплотняющих затворов. Нередко случается так, что выбор типа затвора решается в процессе строительства резервуара.

В эксплуатации имеется несколько типов импортных и отечественных затворов плавающей крыши. Некоторые из них в единственном экземпляре, и по результатам применения их трудно дать полную оценку качества. В настоящем приложении приведено техническое описание затворов, находящихся к настоящему времени в эксплуатации.

Затворы для кольцевого зазора

Затвор РУРП-I (ВНИИмонтажспецстрой) жесткого типа состоит из стальных башмаков 2, которые прижимаются к стенке резервуара пружинами 4, и четырехзвенных рычагов 3, на которых подвешивается вся конструкция затвора.

Герметизация кольцевого пространства между стенкой резервуара I и плавающей крышей обеспечивается мембраной 5, расположенной непосредственно над поверхностью нефти. Кольцевое пространство предохраняется от попадания атмосферных осадков защитными металлическими щитками, крепящимися верхней частью к скользящему

башмаку. Нижняя часть их свободно опирается на плавающую крышу (рис.I5).

Недостатком этого затвора является отказ прижимных пружин и отсутствие вторичного уплотнения. Впервые установлен на плавающей крыше резервуара емкостью 3000 м^3 (г. Херсон).

Затвор УЗПК-I (трест Башнефтехимремстрой)

Стальные башмаки 2 шарнирно прикреплены к рычажному устройству 3 и под действием собственного веса прижимаются к стенке резервуара I.

Нижняя часть башмаков дополнительно прижимается к стенке резервуара с помощью листовой пружины 4 изогнутой формы, установленной в горизонтальном положении.

Кольцевое пространство предохраняется от атмосферных осадков защитными металлическими щитками 6 и вторичным уплотнением 7.

Герметизация кольцевого пространства обеспечивается, как и у всех затворов жесткого типа, мембраной 5 (рис.I6). Этот затвор является усовершенствованной модификацией затвора Виггинса и считается наиболее герметичным. Впервые установлен на плавающей крыше резервуара емкостью 5000 м^3 в 1978 г. (г. Уфа). Затвор изготавливает трест Башнефтехимремстрой в кооперации с Уфимским заводом резиновых технических изделий им. М.В.Фрунзе (г. Уфа).

Затвор РУМ-I (ВНИИмонтажспецстрой)

Основным элементом этого затвора является блок уплотнения длиной 2-4 м, состоящий из эластичного поролона 4 и оболочки 3 из прорезиненной ткани. Блоки имеют поперечное сечение в виде двух трапеций, соединенных между собой большими основаниями. Блоки крепятся к плавающей крыше подвеской 5. Кольцевое пространст-

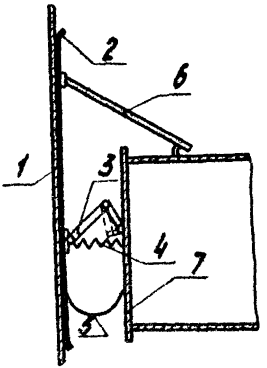


Рис. 15. Затвор РУРП-I:

I – стенка резервуара;
2 – стальной башмак;
3 – рычажная четырехзвенная система;
4 – пружина; 5 – мембрана; 6 – шток;
7 – плавающая крыша.

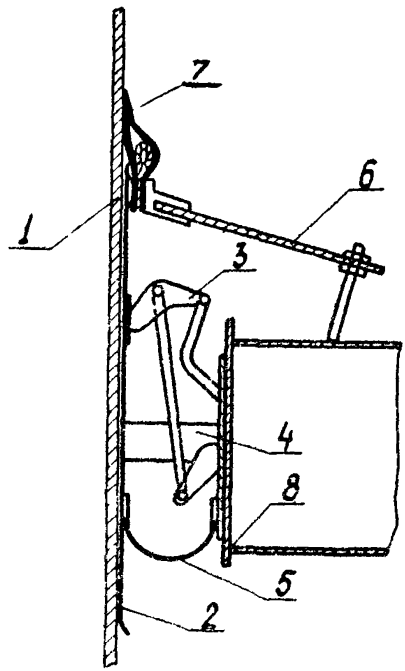


Рис.16. Затвор УЗПК-1:

1 - стенка резервуара; 2 - стальной башмак;
3 - рычажная четырехзвенная система;
4 - пружина; 5 - мембрана; 6 - щиток;
7 - вторичное уплотнение; 8 - плавающая крыша.

во защищается от атмосферных осадков щитками 6 (рис.17).

Затвор РУМ I по сравнению с жесткими конструкциями проще в изготовлении и удобен в эксплуатации.

Однако он не обладает высокой герметизирующей способностью, затвор расположен высоко над поверхностью нефти, блоки между собой не соединены. При изменении величины кольцевого пространства блоки относительно друг друга смещаются, в результате чего образуется открытое пространство. Затвор не имеет вторичного уплотнения. Впервые установлен на плавающей крыше резервуара емкостью 50000 м^3 в 1969 г. (г. Грозный). Затвор РУМ-I снят с производства. Уфимский завод резиновых технических изделий им. М.В.Фрунзе изготавливает усовершенствованную модель этого затвора - РУМ-2.

Затвор с рычажным прижимом (ЦНИИпроектстальконструкция)

Особенностью этой конструкции является наличие грузов 7, путем перемещения которых регулируется величина усилия прижатия башмаков 3 к стенке резервуара. Кольцевое пространство герметизируется двумя мембранами 4 и 5 (рис.18). Недостатками этого затвора являются недостаточная герметичность и сложность изготовления.

Один комплект затвора установлен в 1966 году на плавающей крыше резервуара емкостью 10000 м^3 (г. Москва). Этот затвор промышленностью не выпускается.

Затворы для направляющей стойки

На первых плавающих крышах устанавливался лепестковый затвор из двухсторонне обрезиненной материи, который применяется также на типовых резервуарах с понтоном. Недостатком его является недостаточная герметичность, вызванная провисанием лепестков затвора.

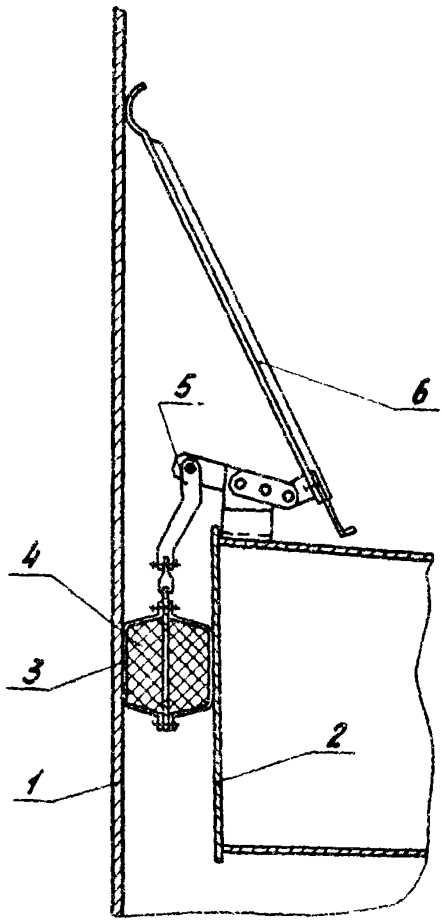


Рис.17. Затвор РУМ-I :

I – стенка резервуара;
2 – плавающая крыша; 3 – оболочка затвора;
4 – блок уплотнения; 5 – подвеска; 6 – козырек

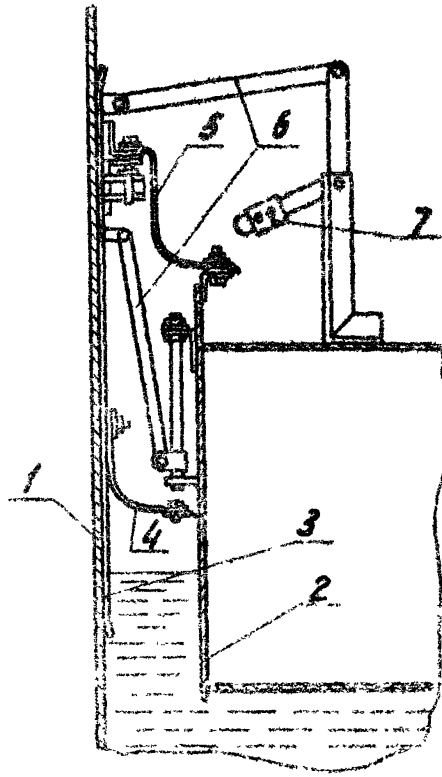


Рис.I6. Затвор с рычажным приводом

I – стенка резервуара;
2 – [illegible] крыша; 3 – [illegible];
4 – мембрана [illegible]; 5 – мембрана верхняя;
6 – прижимная рычажная система; 7 – груз.

Затвор ЗУС (ВНИИСПТнефть)

Состоит из стального корпуса 3 и алюминиевого диска 4, который при смещении плавающей крыши относительно направляющей скользит внутри корпуса, сохраняя контакт с направляющей (рис.19).

Герметичность этого затвора значительно лучше лепесткового.

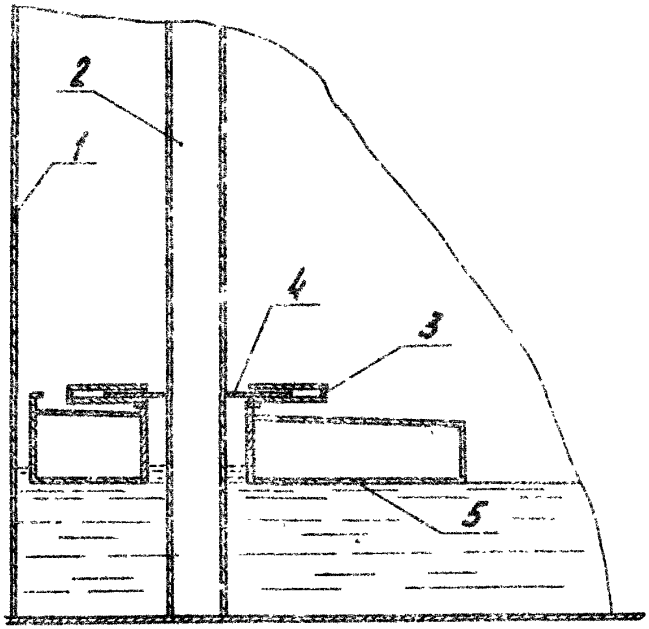


Рис.19. Затвор направляющей ЗУС:

1 – стенка резервуара;
2 – направляющая;
3 – корпус затвора;
4 – диск затвора;
5 – плавающая крыша

Приложение 3

А К Т №

на испытание резервуара водой

_____
(наименование объекта)

"___" _____ 19 г. г._____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

_____

представитель строительной организации _____

представитель монтажной организации _____

составили настоящий акт в том, что резервуар № _____был залит водой на высоту _____м с_____по_____ в течение _____ч. Во время испытания были получены следующие рез ультаты: _____

_____

_____

Обмер и осмотр, проведенные перед заливом резервуара, показали, что резервуар имеет следующие размеры:
1) высота _____м, 2) диаметр _____м, 3) максимальное отклонение от вертикали _____ мм, 4) местные искривления образующей цилиндра _____ мм.

Максимальная осадка резервуара за этот период выразилась в _____мм. Схема осадки резервуара по отдельным точкам периметра приведена в приложении.

На основании указанных выше результатов считать резервуар _____испытание на прочность _____

Приложение: Схема осадки резервуара.

Подписи:

Приложение 4

А К Т
рабочей комиссии о приемке законченного строительством резервуара №

построенного _____
(наименование предприятия)

гор. _____ "__" _____ 198 г.

Рабочая комиссия, назначенная _____

(наименование предприятия или организации, назначившей приемочную комиссию)

приказом от "__" _____ 198 г. в составе:

председателя _____
(фамилия, имя, отчество, должность)

членов комиссии _____
(фамилия, имя, отчество, должность)

представителей привлеченных организаций _____

(фамилия, имя, отчество, должность)

составила настоящий акт о нижеследующем:

I. Строительство резервуара осуществлялось _____

(наименование генерального подрядчика)

выполнявшим _____
(наименование работ)

и его субподрядными организациями _____
(наименование

(субподрядных организаций и выполненных ими работ)

2. Рабочей комиссии предъявлена генеральным подрядчиком следующая документация:

_____
(перечислить предъявленные проектные материалы,

_____
акты, справки и другие документы)

3. Рабочей комиссией произведена приемка установленного в резервуаре № ____ оборудования, согласно акту, прилагаемому к настоящему акту _____

4. Строительно-монтажные работы были осуществлены в сроки:

начало работ _____
(год и месяц)

окончание работ _____
(год и месяц)

при фактической продолжительности строительства

_____ месяцев при норме _____ _____ месяцев.

На основании рассмотрения предъявленной генеральным подрядчиком документации и осмотра предъявленного к приемке резервуара № _____ в натуре рабочая комиссия устанавливает следующее:

а) строительно-монтажные работы выполнены с оценкой их качества _____
(отлично, хорошо, удовлетворительно)

б) в процессе строительства имелись следующие отступления от проекта, рабочих чертежей, строительных норм и правил

_____
(указать все выявленные отступления, по какой причине они

_____
произошли, кем и когда санкционированы, дать предложение)

в) имеющиеся недоделки не препятствуют его нормальной эксплуатации, не ухудшают санитарно-гигиенического условия и безопасность труда работающих, и подлежат устранению организациями в сроки, указанные в приложении № _____ _____.

г) полная сметная стоимость строительства (по утвержденной сметной документации)_____т.р.

Фактические затраты (для заказчика) _____т.р.

З а к л ю ч е н и е

Работы по строительству резервуара № ____ выполнены в соответствии с проектом, стандартом, строительными нормами и правилами и отвечают требованиям приемки законченных строительством объектов, изложенным в главе СНиП Ш-3-76, в соответствующих главах Ш части СНиП, в правилах приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов, утвержденных _____

_____
(министерство или ведомство СССР)

по согласованию с Госстроем СССР "___" _____
дата утверждения

а также в других нормативных актах.

Решение рабочей комиссии

Предъявленный к приемке резервуар № ____ считать принятым от генерального подрядчика в эксплуатацию.

Приложения к акту:

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____

и т.д.

Председатель рабочей комиссии _____ (подпись)

Члены комиссии: _____ (подписи)

Представители привлеченных организаций _____ (подписи)

Эксперты _____ (подписи)

Сдали:	Приняли:
представители генерального подрядчика и субподрядных организаций	Представители заказчика
_____ (подписи)	_____ (подписи)

Приложение 5

УТВЕРЖДАЮ

Начальник УМН

_____

"__" _____ 19 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА

эксплуатации резервуара №_____ с плавающей крышей емкостью 50000 м^3

Наименование показателей	Ед. изм.	Размер, марка	Кол-во	Примечание
I	2	3	4	5
I. Тип резервуара		РВС ПК 50000		
2. Емкость общая	м^3			
полезная	"			
3. Диаметр внутренний	мм			
4. Высота стенки	мм			
5. Стационарные пеногенераторы	шт.			
6. Приемо-раздаточный патрубок	мм			
7. Система выпуска газа из-под плавающей крыши	шт.	через направляющие	2	
8. Площадь плавающей крыши	м^2			
9. Площадь резервуара	м^2			
10. Размывающая головка	шт.		20	
II. Огнепреградители	шт.			
I2. Максимальная производительность заполнения и опорожнения	м^3/ч			

1	2	3	4	5
13. Предельно допустимый уровень нефти по замерному люку	м			Назначается проектом
14. Высота "мертвого" остатка	мм			Определяется положением приемо-раздаточных патрубков
15. Максимально-допустимая скорость подъема и опускания крыши	м/ч			
16. Погружение плавающей крыши, номинальное, максимально разрешенное	мм мм			
17. Рабочее положение задвижки на выходе из дренажной системы				Нормально закрытое
18. Максимальный разрешенный эксплуатационный уровень - уровень нефти в момент окончания закрытия приемной задвижки	м			Определяется по формуле (1)
19. Минимальный разрешенный эксплуатационный уровень	м		2,0	
20. Допустимая толщина снежного покрова на плавающей крыше				

Приложение 6

А К Т №____

готовности резервуара № ____ к очистным работам

"__"_____19 г. ЛПДС _____

_____
(наименование объекта)

Мы, нижеподписавшиеся, начальник ЛПДС _____

_____
(фамилия, имя, отчество)

инженер по технике безопасности (инспектор охраны труда)

_____
(фамилия, имя отчество)

представитель товарно-сырьевого парка _____

_____
(должность, фамилия, имя, отчество)

представитель пожарной охраны _____
(должность, фамилия,

_____ в присутствии ответственного лица
имя, отчество)

по зачистке _____
(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт в следующем: сего числа нами проведен осмотр и проверена готовность резервуара № ____ к выполнению зачистных работ зачистной бригадой

из-под _____
(какой хранится нефтепродукт)

для _____
(указать назначение и требуемую степень зачистки)

При осмотре и проверке установлено, что при подготовке к работам по зачистке резервуара в соответствии с "Правилами по технике безопасности и промышленной санитарии при эксплуатации нефтебаз" выполнено следующее:

Наименование мероприятий	Отметка об исполнении
Освобождение резервуара от нефтепродукта _____ (указать способ освобождения, количество оставшегося нефтепродукта, уровень остатка, характеристику остатка)	
Отсоединение резервуара от всех трубопроводов путем установки заглушек (кроме зачистного)	
Открытие у резервуара всех люков и других отверстий после слива нефтепродукта и воды	
Пропарка в течение _____ ч _____ мин. _____ (время и способ вентиляции)	
Залив водой для освобождения от нефтяных паров _____ (на какую высоту)	
Результат анализа воздуха в резервуаре на содержание:	

Состав	Концентрация газов, мг/л	Дата и время отбора пробы	Номер анализа и дата выдачи справок

Пары: углеводородов

сероводорода

тетраэтилсвинца

Подготовлены следующие средства для зачистных работ: _____

_____

(указать, какие насосы, трубопроводы и другое оборудование)

Подписи комиссии:

Главный инженер (начальник) ЛПДС _____

Инженер по технике безопасности (инспектор охраны труда)

_____

Представитель товарно-сырьевого цеха _____

Представитель пожарной охраны _____

Резервуар № _____ осмотрен и принят для производства зачистных работ.

Замечания по подготовке резервуара № _____, коммуникаций и других средств _____

(если есть, то указать какие)

Работы будут осуществляться _____

(указать, какими средствами механизации и защиты)

Ответственный по зачистке резервуара _____

(подпись)

Приложение 7

А К Т №

подготовки резервуара № _____

к ремонтным работам

"__"_____ 19 г. ЛПДС _____

_____
(наименование объектов)

Мы, нижеподписавшиеся, представитель ремонтного цеха

_____
(должность, фамилия, имя, отчество)

представитель пожарной охраны _____

_____
(должность, фамилия, имя, отчество)

и ответственный за зачистку резервуара _____

_____
(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт в том, что провели осмотр _____

_____
(наименование и номер резервуара)

зачищенного из-под _____
(наименование нефтепродукта)

для ведения огневых и других ремонтных работ.

Состояние резервуара после зачистки: _____

_____
(указать степень зачистки и подготовки его для ведения)

_____
огневых и других ремонтных работ)

Резервуар сдал _____(подпись)

Резервуар принял _____(подпись)

Представитель пожарной охраны _____(подпись)

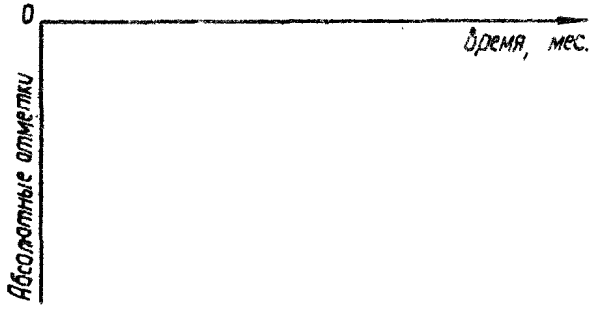
Приложение 8

Сводный журнал нивелирования окрайка
днища стального вертикального резервуара
объемом _____ м³

Объект _____

Резервуар № _____

№№ точек нивелирования	Абсолютные отметки					
	Дата					
I.						
2.						
3.						
и.т.д.						
Л						
T_1						
T_2						



Примечание: график нарастания осадки во времени выполняется отдельно для каждой точки нивелирования

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

_____

Журнал нивелирования окрайка днища стального вертикального резервуара объемом ____ м^3

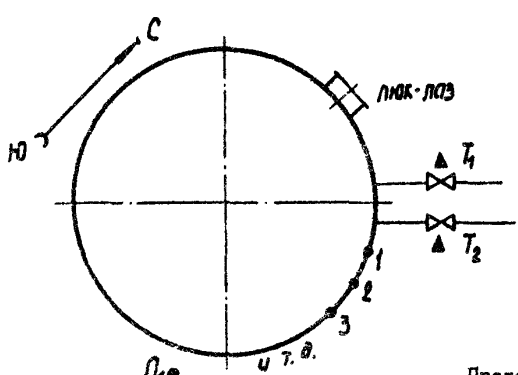
Объект_____

Резервуар

Дата нивелирования_____ Нивелир_____ № _____

Тип основания _____

План



Продолжительность эксплуатации резервуара ____мес. Уровень заполнения резервуара на момент нивелирования ___м

№ точек нивелирования	Относительные отметки, мм	Абсолютные отметки, мм	Осадка с момента последнего нивелирования, дата	Общая осадка за весь период эксплуатации, мм

Инв. № подл. | Подп. и т.д. | Взам. инв. №

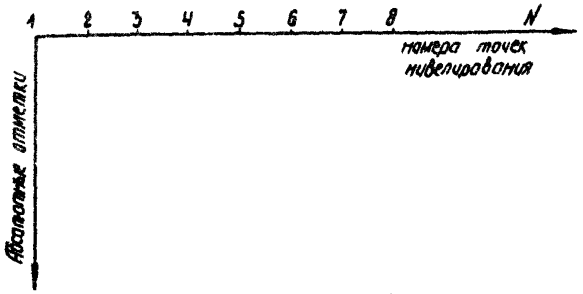
Максимальная разница:

высотных отметок _____ мм

диаметрально-противоположных точек окрайка днища _____ мм

между двумя соседними точками нивелирования _____ мм

Развернутый профиль окрайка днища (по периметру)



(на профиле обязательно указывать первоначальное положение резервуара)

Исполнитель _____

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
_____

Журнал нивелирования днища стального вертикального резервуара объемом _____ м^3

Объект _____

Резервуар № _____

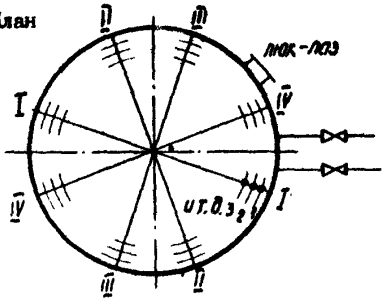
Дата нивелирования _____

Нивелир _____ № _____

Тип основания _____

Продолжительность эксплуатации _____ мес.

План



Профили днища по сечению

№№ точек	Абсолютные отметки, мм						
	сеч. I-I	II-II	III-III	IУ-IУ	У-У	УI-УI	и т.д.
I.							
2.							
3.							
и т.д.							

Приложение 9

"___"_____19 г.

Составляется в двух экземплярах, один находится в документации на резервуар, другой - у руководителя ремонтных работ

НАРЯД-ДОПУСК №

на производство работ внутри резервуара

1. Резервуар _____

2. Место, характер работы _____

_____

3. Ответственный за подготовку резервуара _____

_____
(должность, фамилия, имя, отчество)

4. Перечень и последовательность подготовительных мер и меры безопасности при их выполнении_____

_____

_____

_____

Примечание: Подготовительные работы, предусмотренные специально разработанными планами или инструкциями, в данный раздел не включать, а ограничиться ссылкой на наименование плана или инструкции.

5. Ответственный за проведение ремонтных работ_____

_____

6. Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность при проведении ремонтных работ, режим работы в резервуаре_____

_____

_____

7. Газозащитные и другие индивидуальные средства защиты _____

_____

8. Периодичность анализов воздушной среды _____

9. Состав бригады и отметки о прохождении инструктажа _____

Ф.И.О.	Должность	Роспись инструктируемого о прохождении инструктажа	Роспись проводившего инструктаж	Примечание
I.				
2.				
3.				
4.				

IO. Наблюдение осуществляет

II. Результаты анализа

I2. Резервуар подготовлен к ремонтным работам _____

(дата, подпись лица, ответственного за подготовку резервуара)

I3. Резервуар принят в ремонт _____

(дата, подпись лица, ответственного за ведение ремонтных работ)

I4. Начальник участка _____

(дата, подпись)

Приложение 10

Токсическое действие нефти и помощь при отравлении ею

Высокие концентрации углеводородов нефти могут вызвать острое отравление. Легкокспарящиеся углеводороды бессернистых нефтей вызывают заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны центральной нервной системы, наблюдается снижение кровяного давления и замедление пульса. Выявлены также нарушения желудочной секреции, признаки поражения печени. При концентрации суммы углеводородов 60-300 мг/м^3 происходит снижение содержания гемоглобина в крови. При концентрации углеводородов 300-494 мг/м^3 отмечается снижение обоняния,головная боль, слабость, сердцебиение, боли в области сердца. Мгновенные отравления летучими соединениями из сернистой нефти происходят при концентрации сероводорода 550-630 мг/м^3 и углеводородов 15000-20000 мг/м^3.

При длительном воздействии возникает хроническое отравление, однако без строго специфических черт. Ведущим является поражение центральной нервной системы. У перенесших острое отравление чаще развиваются симптомы хронической интоксикации.

Функциональные нарушения деятельности центральной нервной системы наблюдаются у рабочих со стажем работы 5-10 лет. Нарушения сводятся к головной боли, расстройству сна, утомляемости , раздражительности, головокружению, боли в области сердца. Возникают изменения сердечно-сосудистой системы: артериальная гипотония, тенденция к замедлению пульса, умеренные мышечные изменения в сердце, нарушение его сократительной способности.

Выявлена также большая частота хронических гастритов, относительно большое количество язв желудка и двенадцатиперстной кишки, нарушение функции печени, повышена заболеваемость холециститом.

При легком отравлении легкоиспаряющимися углеводородами, особенно из сернистых нефтей, необходимо вынести пострадавшего из отравленной атмосферы, освободить от стесняющей дыхание одежды, пострадавшему необходимы покой и тепло. Пострадавший должен выпить крепкий сладкий чай, настойку валерианы или пустырника. При потере сознания необходимо вдыхание нашатырного спирта (с ватки), а также принятие сердечных средств (кофеин, кордиамин).

В тяжелых случаях необходимо немедленно начинать искусственное дыхание методами "рот в рот" и "рот в нос" с последующим подключением аппарата искусственного дыхания, обложить грелками и срочно госпитализировать.

Наркотическое действие углеводородов, составляющих основную массу естественных нефтяных газов - метана и его ближайших гомологов, - сравнительно мало.

При зачистке резервуаров для индивидуальной защиты применяются изолирующие шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-2, ДПА-5 и др.)

Фильтрующие противогазы допускается применять, если их фильтры гарантируют поглощение паров и газов, концентрация которых в воздухе не превышает 0,5 % объемн., а содержание кислорода не менее 18 % объемных. Для защиты от углеводородов применяются противогазы марки А, от сероводорода - марки КД.

Приложение II

Техническое обслуживание углового сферического компенсатора фирмы Джилардини/Флексидер

Для гибкого присоединения приемо-раздаточных трубопроводов к резервуару применяется система соединения (рис.20), состоящая из трех компенсаторов I и суппорта 2.

Угловой сферический компенсатор служит для компенсации расширения стенки резервуара во время налива и слива нефти, а также для компенсации деформации в вертикальном направлении, вызванной осадкой основания резервуара.

Угловой сферический компенсатор фирмы Джилардини/Флексидер (рис.21) состоит из сильфона I, шарнира карданного типа (2,3,4) соединительного патрубка 5, асбестовой защиты 6, ушка или фланца 7 и соединений 8.

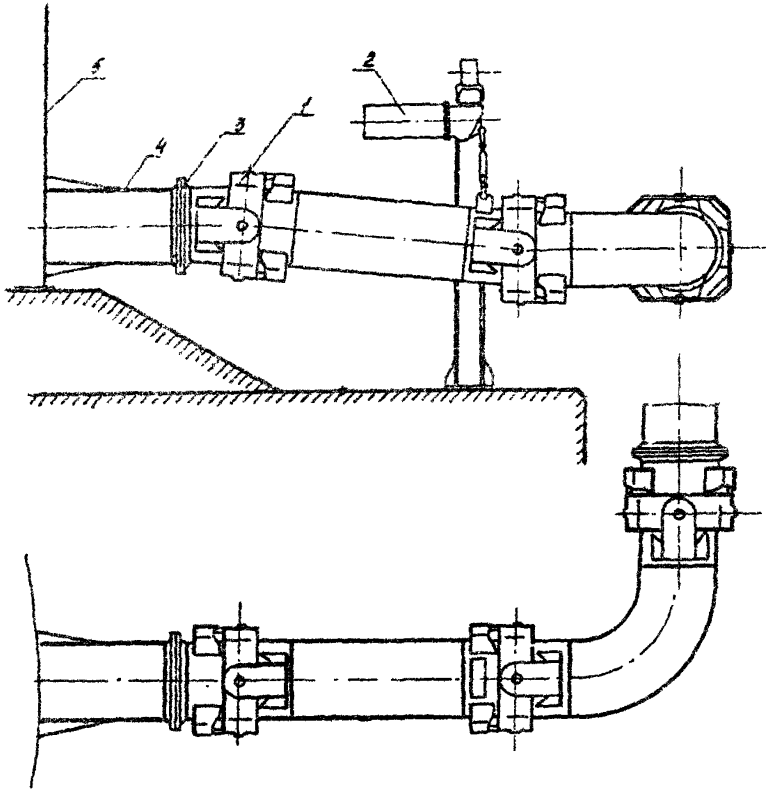
На каждом подводящем трубопроводе к резервуару устанавливаются по 3 компенсатора. Средний компенсатор подвешивается с помощью суппорта постоянной нагрузки (рис.22), воспринимающего нагрузку от веса системы соединения трубопроводов.

Суппорт постоянной нагрузки (рис.22) состоит из натяжного устройства I, пружины 2, тяги 3, ушка 4, вилки 5, тяги регулировочной 6, осей 7, 8.

Монтаж и эксплуатацию компенсаторов и суппортов рекомендуется производить в соответствии с инструкциями по монтажу и обслуживанию фирмы-поставщика указанного оборудования:

- № IM 2224 "Инструкция по монтажу системы согласно чертежу II4I85";

- № IM 2225 "Инструкция по монтажу системы согласно чертежу II4660";



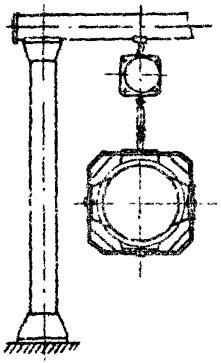


Рис. 20. Система гибкого присоединения трубопровода к резервуару: I - компенсатор; 2 - суппорт постоянной нагрузки; 3 - фланцевое соединение; 4 - подводящий трубопровод; 5 - резервуар.

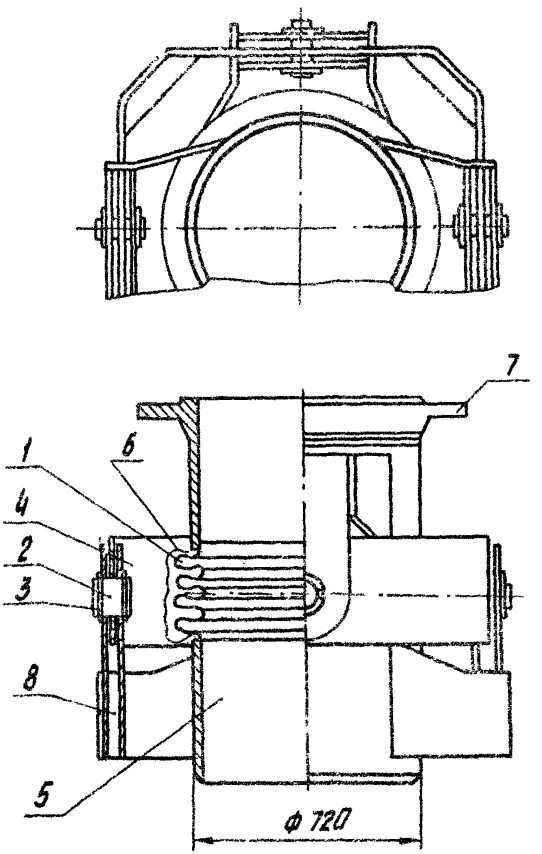


Рис.21. Угловой сферический компенсатор:
I - сильфон; 2 - ось; 3 - втулка; 4- кольцо кардана; 5 - патрубок соединительный; 6 - асбестовая защита; 7 - фланец; 8 - соединения.

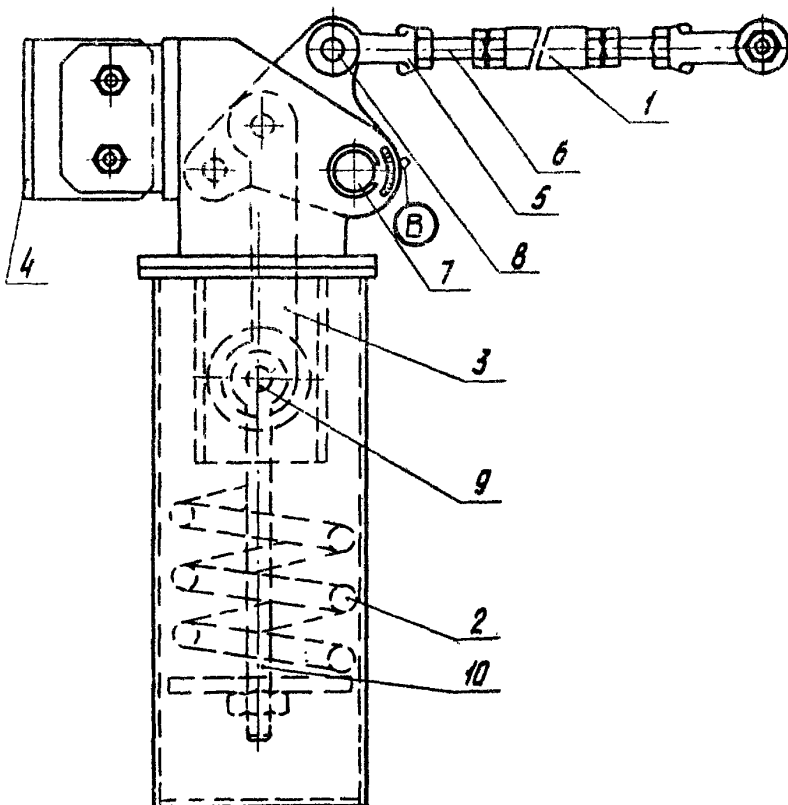


Рис.22. Суппорт постоянной нагрузки:
I - натяжное устройство; 2 - пружина; 3 - тяга;
4 - ушко; 5 - вилка; 6 - тяга регулировочная;
7,8,9 - оси; I0 - болт натяжной.

- № UM 7290 "Инструкции по обслуживанию и эксплуатации компенсаторов";

- № UM 7291 "Инструкции по обслуживанию и эксплуатации суппорта".

Компенсаторы и суппорт должны монтироваться на трубопровод в таком состоянии, в котором они были отгружены. В противном случае их исправная работа не гарантируется.

Компенсатор после сборки должен быть подвергнут размерному контролю и гидравлическому испытанию при давлении 12,5 кгс/см^2, указанном в Техническом соглашении СТ 0179 фирмы-изготовителя.

Монтаж компенсаторов рекомендуется выполнять в местах, специально предназначенных для этой работы, в которых нет проезда транспортных средств.

Перед монтажом компенсаторов необходимо убедиться в том, что нет набрызгов цемента или грязи, что шарнирные соединения и сильфоны защищены от брызг и грязи.

С целью обеспечения исправной работы компенсатора и суппорта в процессе эксплуатации рекомендуется выполнять визуальный контроль указанных узлов.

При контроле компенсатора особое внимание должно быть уделено асбестовой защите, чтобы убедиться в исправности защиты сильфона. Если асбестовая защита повреждена, то необходимо починить ее или заменить непромокаемой асбестовой или подобной тканью.

При контроле сильфона необходимо убедиться в отсутствии утечек. При наличии утечек необходимо заменить компенсатор. При визуальном осмотре очень важно убедиться в отсутствии инородных тел между сочленениями, которые могли бы препятствовать вращению шарниров.

При нарушении окраски компенсатора необходимо выполнить подкраску предварительно очищенных от окиси поверхностей красками,

совместимыми с теми, которыми выполнена окраска. (Инструкция по окраске ДОС SJ II2 прилагается к комплекту оборудования).

Рекомендуется периодически смазывать силиконовой смазкой сочленения карданного соединения и область соединения компенсатора с суппортом для того, чтобы улучшить защиту против окисления и обеспечить взрывобезопасность.

Суппорт также должен быть подвергнут визуальному осмотру. При этом особое внимание должно быть обращено на следующие детали: пружина, тяги, вилки и натяжное устройство. При обнаружении трещин или других тяжелых повреждений необходимо заменить весь суппорт или отдельные поврежденные части.

При осмотре необходимо убедиться в отсутствии следов окисления, в особенности, на пружине. Возможные следы окиси должны быть удалены щеткой, а после этого подкрашены.

Контроль затяжки гаек выполняется для того, чтобы убедиться в отсутствии опасных ослаблений, вызванных возможными вибрациями трубопроводов.

Необходимо периодически смазывать весь суппорт, особенно пружину и резьбовые соединения силиконовой смазкой для улучшения защиты против окисления и уменьшения трения.

Все операции визуального осмотра необходимо проводить через каждые 6 месяцев эксплуатации.

При осмотре суппорта рекомендуется убедиться в том, что в крайних условиях работы, предусмотренных проектом, указатель B (рис.22) не выступает за границы поля, указанного на соответствующей табличке. В случае такого явления путем вращения натяжного устройства I необходимо снова ввести указатель в границы шкалы.

Механические концевые ограничители придают добавочный ход приблизительно в I0 мм, так что в действительности можно рассчитывать на максимальный ход в 210 мм, вместо I90 мм, указанных на

чертеже.

Такой контроль должен быть выполнен при крайних значениях температуры окружающей среды, т.е. один контроль летом во время загрузки и разгрузки и один зимой при пустом трубопроводе.

Этот контроль должен производиться до окончательной стабилизации осадки основания резервуара.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Техническое описание	6
3. Испытание и приемка в эксплуатацию	I9
4. Правила заполнения и опорожнения резервуара	23
5. Предотвращение и размыв парафинистого осадка	27
6. Техническое обслуживание	35
7. Особенности обслуживания плавающей крыши зимой	40
8. Измерение уровня и отбор проб	44
9. Подготовка резервуара к ремонтным работам	45
I0. Характерные неисправности плавающей крыши и методы их устранения	48
II. Действия обслуживающего персонала при аварийной ситуации	49
I2. Причины затопления плавающей крыши	53
I3. Наблюдение за осадкой основания резервуара	54
В процессе гидравлического испытания	54
В период эксплуатации	56
Нивелирование	58
I4. Градуировка и определение вместимости резервуаров	62
I5. Требования безопасности	65
Указания по технике безопасности	65
Правила пожарной безопасности	70
Правила промышленной санитарии	72
Основные физико-химические свойства нефти	75
Приложение I. Перечень инструкций и нормативных документов, использованных при разработке	78
Приложение 2. Техническое описание некоторых уплотняющих затворов плавающей крыши	8I

Приложение 3. Акт № ____ на испытание резервуара водой 90
Приложение 4. Акт рабочей комиссии о приемке законченного строительством резервуара № ____ 91
Приложение 5. Технологическая карта эксплуатации резервуара № ____ с плавающей крышей емкостью 50000 м^3 95
Приложение 6. Акт № ____ готовности резервуара № ____ к очистным работам 97
Приложение 7. Акт № ____ подготовки резервуара № ____ к ремонтным работам 100
Приложение 8. Сводный журнал нивелирования окрайка днища стального вертикального резервуара объемом ____ м^3 101
Приложение 9. Наряд-допуск № ____ на производство работ внутри резервуара 105
Приложение 10. Токсическое действие нефти и помощь при отравлении ею 107
Приложение 11. Техническое обслуживание углового сферического компенсатора фирмы Джилардини/ Флексидер 109

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

П Р А В И Л А
ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ
С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ

РД 39-30-816-82

ВНИИСПТнефть
450055, Уфа-55, просп.Октября, 144/3
Редактор Г.Л.Левченко

Подписано в печать
Формат 60 х 90 1/16, Уч.-изд.л. 5,5. Тираж 200 экз.
Заказ 215

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru