СОГЛАСОВАНО

Заместитель начальника Управления по котлонадзору и надзору за подъемными сооружениями ГОСГОРТЕХНАДЗОРа России

Н.А.ХАПОНЕН

"___" _____ 1994 г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель начальника Главного управления промышленной безопасности и охраны труда Минтопэнерго России

В.А.ГОНЧАРОВ

"___" _____ 1994 г.

ИНСТРУКЦИЯ
ПО ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УСТАНОВОК СЖИЖЕННОГО ГАЗА
ИЗ-94

РАЗРАБОТЧИКИ :

Директор ЦЕНТРХИММАШЦЕНТР к.т.н. Е.Н. Гальперин

Начальник отдела прочности НИИХИММАШ к.т.н. В.И.Рачков

Начальник лаборатории конструктивной прочности НИИХИММАШ, к.т.н. С.М.Кутепов

Ведущий научный сотрудник НИИХИММАШ, к.т.н. Р.Г.Маннапов

Москва- 1994 г.

gost.e-ecolog.ru

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая инструкция устанавливает порядок проведения диагностирования технического состояния (далее-диагностирование)надземных и подземных резервуаров для хранения сжиженных углеводородов объемом до 200 $м^3$(далее-резервуаров); инструкция не распространяется на сосуды для транспортировки углеводородов, а также на сферические и изотермические резервуары.

Инструкция предназначена для использования на предприятиях топливно-энергетического комплекса, а также на предприятиях других отраслей эксплуатирующих установки сжиженного газа.

I.2.Инструкция разработана в развитие согласованной Госгортехнадзором России "Методики диагностирования технического состояния сосудов и аппаратов, отслуживших установленные сроки службы на предприятиях Минтопэнерго",и содержит дополнительные требования, учитывающие особенности конструкции и условий эксплуатации сосудов для хранения сжиженны углеводородов. Инструкция учитывает требования "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденных Госгортехнадзором, а также требования "Инструкции по техническому освидетельствованию подземных резервуаров установок сжиженного газа",утвержденной ВО "Росстройгазификация ".

I.3. Под диагностированием резервуаров следует понимать проведение комплекса технических мероприятий (по неразрушающему контролю,исследованию коррозионного состояния, анализу прочности и др.),которые позволяют определить соответствие резервуаров требованиям действующей в России нормативно-технической документации по сосудам давления, направленным на обеспечение безопасности их эксплуатации.

I.4. Инструкция распространяется на резервуары, изготовленные из сталей, применение которых для сосудов давления предусмотрено ОСТ26--291-87 (или их зарубежных аналогов), работающие как в непрерывном, так и при циклическом режимах нагружения .

I.5. Инструкция обязательна для выполнения как при определении необходимости диагностирования , так и при его проведении.

I.6. Диагностирование резервуаров проводится в следующих случаях:

- после аварий ;
- после ремонтно-восстановительных работ с применением сварки;
- в случае выявления нарушения установленных регламентом условий эксплуатации ;
- после исчерпания расчетного срока службы резервуара [x]

---

[x] При отсутствии в паспорте сосуда указаний о расчетном сроке службы его величина устанавливается в соответствии с п. I.8.

I.7. В соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением " срок службы резервуаров должен быть указан в паспорте сосуда. Для резервуаров непрерывного нагружения срок службы должен быть определен предприятием-изготовителем в виде количества лет эксплуатации. Для резервуаров периодического нагружения срок службы определяется в циклах нагружения за весь период эксплуатации.

I.8. При отсутствии в паспорте расчетного срока эксплуатации резервуара как непрерывного , так и периодического нагружения он принимается равным:

а) наземные резервуары - 35 лет;
б) подземные резервуары объемом 2,5 и 4,2 м^3,предназначенные дл. хранения углеводородов на предприятиях жилищно-коммунального хозяйства - 35 лет;
в) подземные резурвуары (за исключением указанных в п.б)-20лет

I.9. Если число циклов нагружения резервуара, работающего в условиях воздействия циклических нагрузок, превысило расчетное допускаемое число циклов ранее, чем указано в п. I.8., то резервуар также считается исчерпавшим расчетный срок службы.

I.I0.В случаях, предусмотренных п.п. I.8. и I.9. дальнейшая эксплуатация резервуара возможна только после проведения диагностирования определения остаточного ресурса безопасной эксплуатации.

I.II. Долговечность резервуара.

I.II.I. Под долговечностью следует понимать свойство резервуара сохранять работоспособность до наступления такого состояния, когда фактические коэффициенты запаса прочности несущих элементов сосуда становятся ниже нормативных значений.

I.II.2. Основными элементами резервуаров, определяющими долговечность являются :

- узел приварки горловины люка к корпусу ;
- места приварки штуцеров, опор и др. элементов ;
- сварные швы приварки обечайки к днищам и места пересечений сварных швов ;
- нижняя часть обечайки и днищ, которые наиболее подвержены коррозии по условиям аэрации.

Причиной снижения долговечности может быть нарушение условий эксплуатации , наличие дефектов изготовления или монтажа (вмятин, смещений кромок и др.), а также коррозия основных несущих элементов резервуара.

I.I2. В случае выработки резервуаром срока службы, указанного в п.п. I.8. и I.9. предприятие -владелец организует его диагностирование силами специализированных организаций (предприятий), имеющих лицензии органов Госгортехнадзора на проведение работ по диагностированию и выдачу заключения о возможности безопасной эксплуатации.

сосудов давления.

Порядок проведения диагностирования и выдачи заключений изложен в разделах настоящей Инструкции.

2. ПОРЯДОК ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ, ВЫРАБОТАВШИХ УСТАНОВЛЕННЫЙ РЕСУРС

2.1. Работы по диагностированию резервуаров должны носить комплексный характер и в общем случае включают :

а). Анализ технической документации на резервуар.

б). Внешний и внутренний осмотр резервуара и измерения .

в). Неразрушающий контроль сварных соединений.

г). Толщинометрию несущих элементов резервуара .

д). Исследование коррозионного состояния резервуара.

е). Определение механических характеристик, химического состава и структуры металла резервуара .

ж). Исследование прочности резервуара.

з). Проведение гидравлических испытаний [x].

2.2. Анализ технической документации на резервуар предусматривает получение следующей информации :

- о наличии паспорта и правильности его заполнения ;
- сведения об изготовлении и монтаже резервуара, в т.ч. названия завода-изготовителя, даты изготовления и ввода в эксплуатацию;
- основных технических данных резервуара (диаметр, толщина несущих элементов, объем и др.);
- сведений о металле резервуара (марка стали, химсостав, механические свойства и др.);
- данных о проведенных ремонтах (когда , по какой причине проводились , характеристика дефектов и способов их устранения);
- сведения о режиме работы резервуара в процессе эксплуатации, в том числе о фактической наработке сосуда в часах или циклах нагружения (для резервуаров периодического нагружения).

Результаты анализа технической документации учитываются при определении объема и вида диагностических работ.

2.3. Внешний и внутренний осмотр.

2.3.1. Внешний и внутренний осмотр проводятся для выявления

---

[x] Работы по п.п.а)÷д), а также ж) и з) являются обязательными ; работы по п.е) могут проводиться дополнительно к основным работам при технической необходимости (например, при составлении паспорта сосуда в случае его отсутствия у владельца резервуара).

дефектов, которые могли возникнуть при изготовлении резервуара, а также при транспортировке, монтаже и эксплуатации, в т.ч. местные деформации, вмятины, выпучины. При осмотре производится качественная оценка коррозионного состояния сосуда.

При осмотре необходимо руководствоваться требованиями п.п. 4.5.7; 4.5.8.; 4.5.9.; 6.3.6. и 6.3.I6 " Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением ".

2.3.2. Осмотру подлежат все сварные соединения сосудов и их элементов с целью выявления в них следующих дефектов :

- трещин всех видов и направлений ;
- свищей и пористости поверхности швов ;
- подрезов, наплывов, прожогов, незаплавленных кратеров ;
- смещений и уводов кромок стыкуемых элементов свыше норм, предусмотренных Правилами и ОСТ 26-291-87 ;
- несоответствия форм и размеров швов требованиям технической документации.

2.3.3. Особое внимание следует обратить на состояние сварных соединений в зонах концентрации напряжений (в местах приварки горловины люка и штуцеров к корпусу, в зонах сопряжения обечайки с днищами в местах приварки опор и внутренних устройств) , а также в зонах проведенного ранее ремонта.

2.3.4. Результаты осмотра оформляются в виде акта, подписываемого представителями организации, проводящей диагностирование ,и предприятия-владельца сосуда; акт утверждается руководителем организации, проводящей диагностирование (Приложение I).

2.3.5. В сосудах объемом 50 м^3 и выше при внутреннем осмотре производится определение овальности. Измерения внутреннего диаметра обечайки проводятся в 5 сечениях : в среднем сечении, в зонах приварки днищ к обечайке и в сечениях, расположенных между первыми двумя сечениями. В каждом сечении производится 4 измерения диаметров :вертикального, горизонтального и 2-х диаметров под углом 45^0 к двум первым. Овальность (в %) вычисляется по формуле :

$$a = \frac{2\,(D_{max} - D_{min})}{D_{max} + D_{min}} \cdot 100 ,$$

где D_{max} и D_{min} - соответственно максимальный и минимальный внутренние диаметры, измеренные в одном сечении.

Овальность не должна превышать I %.

При овальности более I% возможность и условия дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара определяется организацией, проводящей диагностирование, в соответствии с пунктом 2.9.

2.4. Толщинометрия стенок резервуара

2.4.I. Измерение толщин стенок несущих элементов резервуара производится методом ультразвуковой толщинометрии (УЗТ).
Для измерений могут быть использованы отечественные или зарубежные приборы, соответствующие требованиям ГОСТ 25863-83 (например,типа УТ-92П,УТ-93П, толщиномеры ДМ2 и ДМ3 фирмы "Крауткремер и др.).

2.4.2. Толщинометрия наземных резервуаров.

2.4.2.I. Толщинометрия наземных резервуаров проводится с наружной или внутренней поверхности сосуда. Измерения осуществляются по 4-м образующим обечайки и патрубка и по 4-м радиусам днища через 90° по окружности элемента. Одна из образующих обечайки должна быть нижней. Если обечайка состоит из нескольких царг, то измерения проводятся в каждой царге (Приложение 2).

2.4.2.2. Количество точек измерения должно быть :

- в каждой царге обечайки не менее 3-х измерений по одной образующей (слева и справа около сварных швов и в средней части), т.е. не менее I2 измерений в каждой царге ;
- на днищах или крышках не менее 5 измерений (одна точка в полюсе днища, и по одной точке на каждом из 4-х радиусов в зоне сопряжения цилиндрической и выпуклой части днища;
- в горловинах люков и патрубков не менее 4-х точек (через 90° по окружности горловины);
- в накладных укрепляющих кольцах горловин люков и патрубков- не менее 2-х точек (через $I80^{o}$ по окружности кольца).

2.4.2.3. Если при внешнем или внутреннем осмотре будут выявлены дефектные зоны (вмятины, выпучины, области интенсивной общей коррозии), то кроме измерений в соответствии с п. 2.4.2.2. необходимо проведение дополнительных измерений толщин в дефектной зоне; количество точек измерений зависит от размеров дефектной зоны и должно быть достаточным для получения достоверной информации о толщине стенки сосуда в зоне дефекта. Решение о количестве измерений в этих случаях принимает организация, проводящая диагностирование .

2.4.3. Толщинометрия подземных резервуаров.

2.4.3.I. Ввиду того, что в случае нарушения изоляционного покрытия возможна интенсивная общая коррозия наружной поверхности резервуара, которую нельзя обнаружить визуально из-за недоступности для осмотра , толщинометрия подземных сосудов играет важнейшую роль как косвенный метод проверки качества изоляции. Поэтому количество точек для подземных резервуаров по сравнению с наземными должно быть увеличено (Приложение 3).

2.4.3.2. Наибольшей коррозии (по условиям аэрации) подвергаются

области , примыкающие к нижней образующей обечайки. Поэтому кроме измерений по нижней образующей, предусмотренных п. 2.4.2.2., необходимо проводить дополнительно измерения по 2-м образующим на расстоянии 100 и 200 мм от нижней образующей по обе стороны от нее вверх по периметру окружности обечайки. Количество точек измерения на каждой образующей соответствует указанным в п. 2.4.2.2.

В остальных зонах обечайки количество измерений должно соответствовать требованиям п. 2.4.2.2.

2.4.3.3. По условиям изготовления днищ максимальное утонение возникает в зоне перехода выпуклой части днища в цилиндрическую, а по условиям коррозии (вследствие аэрации) износу подвержена нижняя часть днища. Поэтому количество точек измерения в этих зонах днищ должно быть увеличено.

Измерение толщины днищ проводится в следующих точках :

- одна точка на нижней образующей днища в зоне сопряжения цилиндрической и выпуклой частей ;
- по одной точке с каждой стороны нижней образующей вверх по периметру окружности днища на расстоянии 100 мм от первой точки
- то же на расстоянии 200 мм от первой точки .

В остальных зонах днища количество измерений должно соответствовать требованиям п. 2.4.2.2.

2.4.3.4. В случае, если царга обечайки состоит из нескольких листов, схема измерения должна предусматривать не менее 3-х точек в каждом листе.

2.4.3.5. В местах нестабильных показаний толщины должны проводиться повторные измерения по сетке с шагом 25 мм. Если толщина стенки (согласно данным измерений) окажется меньше паспортной (без учета прибавки на коррозию), вокруг этой точки должны быть выполнены дополнительно замеры в 4-х точках .

2.4.4. Результаты толщинометрии оформляются в виде протокола, в котором должна быть представлена схема расположения точек на развертке сосуда и таблица численных значений толщин в каждой точке.

2.4.5. Качество изоляции должно быть проверено в соответствии с требованиями СН и П 3.05.02-88 на сплошность,отсутствие трещин и повреждений, а также ГОСТа 602-89,включая инструментальный метод[x]. В случае обнаружения у подземных резервуаров локального утонения стенки из-за внешней коррозии,эти места (или весь резервуар)должны быть открыты, освобождены от старой изоляции, осмотрены и изолированы вновь.

---

[x] Работы по п. 2.4.5. выполняются предприятием-владельцем резервуара.

2.5. Неразрушающий контроль сварных соединений .

2.5.I. Для выявления дефектов в элементах резервуаров используют ся следующие неразрушающие методы контроля :

- ультразвуковая дефектоскопия (УЗД) ;
- радиографический контроль ;
- цветная (ЦД) и магнитопорошковая (МПД) дефектоскопия ;
- акустико-эмиссионный контроль (АЭК).

В качестве дополнительного метода может применяться токовихревой метод (ТВД), который используется в сочетании с ЦД или МПД.

2.5.2. Метод контроля (или сочетание различных методов) выбирается организацией, проводящей диагностирование , таким образом,чтобы обеспечить максимальную степень выявления недопустимых дефектов.

2.5.3. Ультразвуковая дефектоскопия или радиографический контроль, применяемые для выявления внутренних дефектов в сварных соединениях резервуаров, должны проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ I4782-86,РД26-0I-I28-80,ОСТ26-2044-83,ГОСТ75I2-82 и ОСТ26-II-03-84

2.5.4. Цветной контроль в соответствии с ОСТ 26-5-88 или магнитс порошковая дефектоскопия в соответствии с ГОСТ 2II05-75 применяются в местах концентрации напряжений (см. п. 2.3.3.) для выявления дефектов в виде поверхностных трещин.

2.5.5. Объем контроля .

2.5.5.I. В сосудах, объем контроля которых при изготовлении составлял I00%, обязательному контролю подвергаются :

а) ультразвуковым (или радиографическим) методом места пересечений продольных и кольцевых швов на расстояние не менее 200 мм в каждую сторону от точки пересечения ;

б) ультразвуковым, цветным или магнитопорошковым методами сварной шов приварки горловины люка к обечайке (при использовании ЦД или МПД контроль наземных резервуаров проводится с внешней и внутренней стороны резервуара); цветным или магнитопорошковым методами сварные швы приварки патрубков и штуцеров к корпусу , а также сварные швы в местах приварки к корпусу внутренних устройств (накладных пластин для лестниц и др.).

в) если при осмотре (п. 2.3.) будут обнаружены зоны с дефектам типа вмятин, смещений и уводов кромок стыкуемых элементов или зоны ремонта , то основной металл и сварные швы в этих зонах подвергаются обязательному комплексному контролю в объеме I00% для выявления как внутренних дефектов, так и поверхностных трещин.

2.5.5.2. В сосудах, объем которых при изготовлении был менее I00 % (или неизвестен) обязательному контролю подвергаются :

а) ультразвуковым (или радиографическим) методом все продольные

швы в объеме 100% длины и места пересечений продольных и кольцевых швов на расстояние не менее 200 мм в каждую сторону по кольцевому шву от точки пересечения ;

б) в соответствии с п. 2.5.5.1., б).

в) в соответствии с п. 2.5.5.2., в).

2.5.5.3. Если при проведении контроля в соответствии с п.п. 2.5.5.1, а) и 2.5.5.2.,а) будут выявлены дефекты , которые не допускаются "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением " и ОСТ 26-291-87, то резервуар должен быть подвергнут контролю в объеме 100 % .

2.5.6. Выдача заключений по результатам неразрушающего контрол. допускается только специалистами , имеющими квалификацию не ниже 2-го уровня в соответствии с международными квалификационными требованиями.

2.5.7. Метод акустико-эмиссионного контроля позволяет выявить дефекты , склонные к развитию при рабочих нагрузках.Метод АЭ-контроля как правило, применяется в качестве самостоятельного метода, но может эффективно использоваться в сочетании с другими методами (например, УЗД). Метод АЭ- контроля особенно эффективен при проведении обязательного 100% контроля резервуара в случае, предусмотренном п.2.5.5.3

2.6. Исследование коррозионного состояния

Коррозионные исследования проводятся для оценки общего коррозионного состояния резервуара при внешнем и внутреннем осмотре и толщинометрии, а также в случае обнаружения значительных коррозионных поражений элементов резервуара для определения причин коррозии и скорости ее развития.

2.7. Определение механических характеристик, химического состава и структуры металла резервуара.

2.7.1. Металлографические исследования, химанализ и определени механических характеристик металла резервуара могут проводиться в слу чаях, когда по условиям эксплуатации и (или) выполненных ремонтно-восстановительных работ возможны изменения структуры, химсостава и механических свойств металла резервуара, меняющие его исходные характеристики .

Химический анализ и определение механических характеристик металла должны проводиться в случаях утраты технической документации на резервуар.

2.7.2. При проведении предусмотренных п. 2.7.1. исследований применяются как разрушающие, так и неразрушающие методы.

2.7.3. При разрушающем методе из исследуемого элемента выреза-

ется заготовка с рекомендуемым размером 100 х 150 мм (или ⌀ 150 мм, используемая для изготовления образцов. Определение механических свойств производится в соответствии с требованиями ГОСТ 1497-84, ГОСТ 6996-66 и ГОСТ 9454-78.

2.7.4. Отбор проб металла (стружки) для проведения исследований химсостава производится в соответствии с ГОСТ 7122-81.

2.7.5. Ремонтно-восстановительные работы после вырезки заготовок из элементов резервуара с применением сварки должны производиться только организацией, имеющей разрешение органов ГОСГОРТЕХНАДЗОРа на выполнение этих работ.

2.7.6. Механические характеристики (временное сопротивление и предел текучести) могут быть определены неразрушающим методом с помощью переносных твердомеров по ГОСТ 22761-77 и ГОСТ 22762-77.

2.7.7. Допускается проводить металлографические исследования без вырезки заготовок методом "Реплик ".

2.8. В случае обнаружения при проведении диагностирования резервуаров, дефектов, недопустимых "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением " и ОСТом 26-291-87, производится анализ их влияния на безопасность эксплуатации и при необходимости выполняются ремонтные работы по устранению дефектов в соответствии с требованиями п. 2.7.5. настоящей Инструкции .

2.9. Исследование прочности резервуара .

2.9.1. Анализ прочности является одним из наиболее важных этапов диагностирования в процессе которого определяются фактические запасы прочности резервуара по его состоянию на момент диагностирования, устанавливается соответствие резервуара требованиям действующих норм прочности и определяются условия дальнейшей безопасной эксплуатации.

2.9.2, Анализ прочности резервуара включает в обязательном порядке:

а). Проведение поверочного расчета резервуара на статическую прочность с учетом результатов толщинометрии несущих элементов ; расчеты выполняются в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации , в т.ч. ГОСТ 14249-89, ГОСТ 24755-89 ГОСТ 26202-84,ГОСТ 25227-82 и др.

б). Проведение расчета на местную прочность ; расчет выполняется в соответствии с требованиями Атомных норм ПНАЭ Г-7-002-86. Расчет местной прочности имеет особое значение для резервуаров, так как большинство из них эксплуатируются на открытом воздухе, когда возможно снижение пластических характеристик металла при снижении

окружающей температуры.

2.9.3. В том случае, когда прочность какого-либо элемента резервуара по результатам расчета в соответствии с п. 2.9.2. недостаточна, для оценки прочности могут быть использованы специальные исследования в том числе, методы численного анализа напряжений с применением ЭВМ, а также экспериментальные методы. При неудовлетворительных результатах специальных исследований рабочие параметры резервуара должны быть снижены до уровня, при котором обеспечивается прочность сосуда

2.9.4. Резервуары, работающие в режиме циклического нагружения, в случае положительных результатов, полученных при оценке их статической прочности, должны рассчитываться на малоцикловую усталость в соответствии с ГОСТ 25859-83 для определения остаточного ресурса работы резервуара в циклах нагружения. При расчетах должны использоваться фактические минимальные значения толщин элементов, полученные по результатам УЗТ (п. 2.4.).

2.9.5. В случае обнаружения недопустимых дефектов типа смещений кромок стыкуемых элементов, вмятин, выпучин, овальности, внутренних дефектов в сварных швах допускается проводить определение их влияния на прочность резервуара расчетом или экспериментально.

2.9.6. При невозможности расчетной или экспериментальной оценки влияния выявленных дефектов или при неудовлетворительных результатах, полученных в соответствии с п. 2.9.5., дефектное место подлежит ремонту (в случае его ремонтопригодности) с обязательным последующим обследованием места ремонта. При невозможности устранения дефекта дальнейшая эксплуатация резервуара должна быть запрещена.

2.10. Гидравлические испытания.

2.10.1. После проведения комплекса диагностических работ в соответствии с п.п. 2.2.÷ 2.9. проводится гидравлическое испытание резервуара.

2.10.2. Гидравлическое испытание проводится в соответствии с требованиями " Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением ".

2.10.3. Если при неразрушающем контроле резервуара использовался акустико-эмиссионный метод, то гидравлические испытания в соответствии с п. 2.10.1. не проводятся.

3. ПОРЯДОК ВЫДАЧИ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ПО ПРОДЛЕНИЮ РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

3.1. Заключение о возможности продления ресурса безопасной эксплуатации резервуаров и о допустимом регламенте их работы (давления, температуры) может быть выдано только организацией(предприятием) имеющей разрешение (лицензию) органов Госгортехнадзора на проведение работ по техническому диагностированию сосудов, работающих под давлением.

3.2. Заключение разрабатывается на основании результатов выполненных работ , в соответствии с п.п. 2.2.-2.9. и в обязательном порядке включает :

1. Акт внешнего и внутреннего осмотра.
2. Акт неразрушающего контроля
3. Акт толщинометрии
4. Расчеты на прочность
5. Акт гидравлического испытания (или АЭ-контроля).
6. Результаты исследования металла в соответствии с п.2.7. (если таковые проводились)

3.3. В соответствии с результатами диагностирования в заключении формулируются выводы о соответствии резервуара требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением и ОСТ 26-291-87, рекомендации по режимам безопасной эксплуатации резервуара и разрешенный срок эксплуатации .

Максимальный разрешенный остаточный срок безопасной эксплуатации не должен превышать :

- для надземных резервуаров, находящихся в эксплуатации от 20 до 30 лет - I0 лет;
- для надземных резервуаров находящихся в эксплуатации свыше 30 лет - 8 лет;
- для подземных резервуаров, находящихся в эксплуатации от I5 до 25 лет - I0 лет ;
- для подземных резервуаров, находящихся в эксплуатации свыше 25 лет - 8 лет ;

3.4. Заключение подписывается специалистами организации (предприятия) проводившей диагностирование и утверждается руководителем этой организации .

3.5. В тех случаях , когда установленный в заключении остаточный срок безопасной эксплуатации резервуара ниже, чем сроки , указанные в п. 3.3., организация , проводящая диагностирование, обязана указать причины уменьшения допускаемого срока эксплуатации и дать обоснование установленного уменьшенного срока.

3.6. Заключение подписывается специалистами организации , проводившей диагностирование и утверждается руководителем этой организации.

3.7. На основании заключения руководство предприятия-владельца резервуара в установленном порядке принимает решение по его дальнейшей эксплуатации с записью в паспорте разрешенного срока эксплуатации .

Заключение является неотъемлемой частью паспорта резервуара и должно храниться вместе с ним .

3.8. Органы ГОСГОРТЕХНАДЗОРА осуществляют контроль за соблюдением предприятием -владельцем резервуара сроков и режимов его эксплуатации , регламентированных в заключении .

4. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

4.I. Подготовка резервуара к диагностированию (в т.ч. зачистку поверхности для неразрушающего контроля и толщинометрии организуется владельцем резервуара. Опорожнение и дегазация резервуара должны выполняться организацией имеющей лицензию на выполнение такого рода работ.

4.2. При подготовки и проведении диагностирования необходимо строго выполнять правила техники безопасности; общие требования по безопасному выполнению работ, включая подготовительные работы, дегазацию и очистку внутренней поверхности, должны соблюдаться в соответствии с "Инструкцией по техническому освидетельствованию подземных резервуаров установок сжиженного газа", утвержденной ВО"Росстрой газификация 03.09.9I г.

5. ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

I. Методика диагностирования технического состояния сосудов и аппаратов, отслуживших установленные сроки службы на предприятиях Минтопэнерго. Утверждена в I992 г.

2. Инструкция по техническому освидетельствованию подземных резервуаров установок сжиженного газа. Утверждена в I99I г.

3. ОСТ 26-29I-87 Сосуды и аппараты стальные сварные.Технические услови

4. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Утверждена в I987 г.

5.ГОСТ 25859-83 Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках.

6. ГОСТ I4782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

7.ОСТ 26-2044-83 Швы стыковых и угловых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля .

8. РД26-0I-I28-80 Инструкция по ультразвуковому контролю стыковых сварных соединений химической аппаратуры из сталей аустенитного и аустенито-ферритного классов с толщиной стенки от 8 до 30 мм

9.ГОСТ I4249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность .

I0.ГОСТ 25755-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий .

II. ГОСТ 2522I-82 Сосуды и аппараты. Днища и крышки сферические неотбортованные . Нормы и методы расчета на прочность.

I2. ГОСТ 26202-84 Нормы и методы расчета на прочность обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок.

I3. ГОСТ I8442-80 Контроль неразрушающий . Капилярные методы . Общие требования.
I4. ГОСТ9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженной комнатной и повышенной температуре .
I5. ГОСТ 26I59-84 Сосуды и аппараты чугунные . Нормы и методы расчета на прочность . Общие требования .
I6. ГОСТ I497-84 Металлы. Методы испытаний на растяжение .
I7. ГОСТ I6996-56 Сварные соединения. Методы определения механических свойств .
I8. ГОСТ 2II05-75 Контроль неразрушающий . Магнито-порошковый метод
I9. ГОСТ 7I22-8I Швы сварные и металл направленный . Методы отбора проб для определения химического состава.
20. ГОСТ 2276I-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бриееллю переносными трердомерами статического действия .
2I. ГОСТ 22762-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием пара.
22. ГОСТ75I2-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
23. ОСТ 26-II-03-84 Швы сварные соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Радиографический метод контроля.
24. ОСТ 26-5-83 Контроль неразрушающий. Цветной метод контроля сварных соединений наплавленного и основного металла.

Приложение 1
(обязательное)

"Утверждаю"

Наименование предприятия,
проводящего диагностирование

Руководитель предприятия,
проводящего диагностирование

_____ _____

_____ _____

АКТ
проведения внешнего и внутреннего осмотра сосуда давления

Дата проведения_____

Предприятие-владелец сосуда_____

Наименование сосуда_____

Рег.N_____Зав.N_____

Обнаруженные дефекты_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Другие замечания_____

_____

_____

_____

_____

Осмотр проводили_____
должность, ФИО, подпись

_____
должность, ФИО, подпись

_____
должность, ФИО, подпись

Представители предприятия-владельца_____

_____
должность, ФИО, подпись

_____
должность, ФИО, подпись

Приложение 2
(обязательное)

Схема измерения толщин элементов наземных резервуаров
I- нижняя образующая ; 2,3 - царги обечайки ;
4 - накладное укрепляющее кольцо ; 5- горловина люка .

Рис.

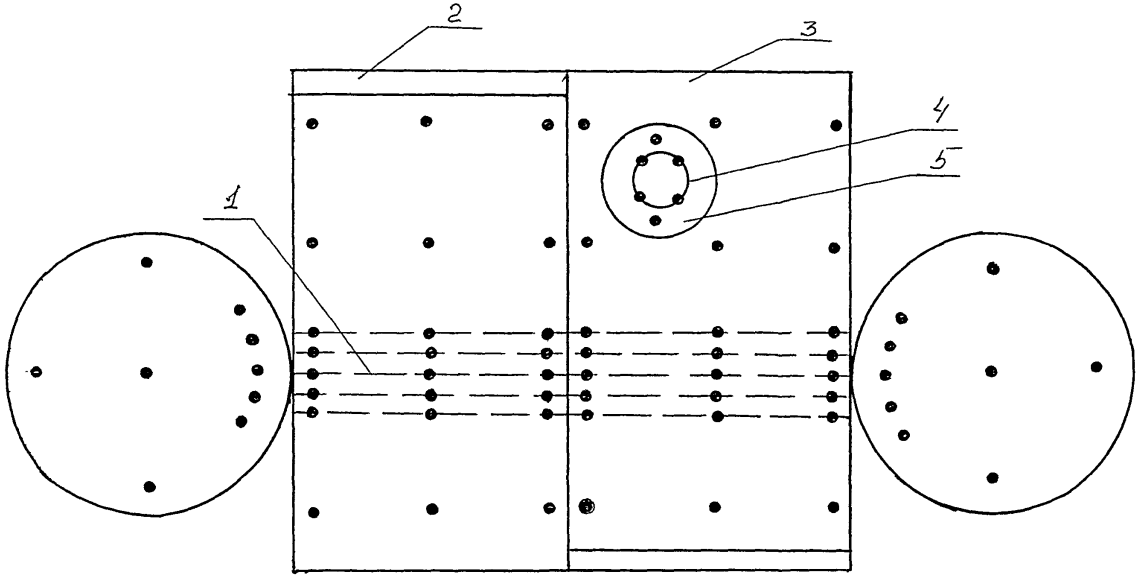

Схема измерения толщин элементов подземных резервуаров
1-нижняя образующая ; 2 и 3 - царги обечайки
4- горловина люка ; 5- накладное укрепляющее кольцо .

Рис.

Приложение 3
(обязательное)

gost.e-ecolog.ru