1. В каком случае из перечисленных не должно проводиться внеплановое техническое диагностирование резервуаров согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Внеплановое полное техническое диагностирование проводится в случае выявления дефектов, требующих вывода резервуара в ремонт, а также последствий стихийных бедствий (природные явления) и террористических актов

1. В каком случае из перечисленных проводится внеплановое техническое диагностирование резервуаров согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Внеплановое полное техническое диагностирование проводится в случае выявления дефектов, требующих вывода резервуара в ремонт, а также последствий стихийных бедствий (природные явления) и террористических актов

1. Какому виду технического диагностирования подвергаются резервуары в плановом порядке в период эксплуатации согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.20J6 № 136?

В период эксплуатации резервуары в плановом порядке подвергаются частичному и полному техническому диагностированию

1. На основании какого документа определяется срок дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Срок дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара определяется на основании экспертизы промышленной безопасности, выполняемой по результатам технического диагностирования.

1. С какой периодичностью проводится частичное техническое диагностирование для резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК, удовлетворяющих требованиям к длительной безопасной эксплуатации при сроке эксплуатации до 20 лет включительно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

частичное техническое диагностирование проводится один раз в 10 лет после пуска в эксплуатацию, последнего технического диагностирования или ремонта;

1. С какой периодичностью проводится полное техническое диагностирование для резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК, удовлетворяющих требованиям к длительной безопасной эксплуатации при сроке эксплуатации до 20 лет включительно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

полное техническое диагностирование проводится не реже чем один раз после пуска в эксплуатацию или через 10 лет после частичного технического диагностирования;

1. С какой периодичностью проводится частичное техническое диагностирование для резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК, удовлетворяющих требованиям к длительной безопасной эксплуатации при сроке эксплуатации более 20 лет согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

частичное техническое диагностирование проводится один раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта;

1. С какой периодичностью проводится полное техническое диагностирование для резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК, удовлетворяющих требованиям к длительной безопасной эксплуатации при сроке эксплуатации более 20 лет согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

полное техническое диагностирование проводится один раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования;

1. Какая рекомендуемая периодичность проведения частичного технического диагностирования для резервуаров при сроке эксплуатации более 20 лет (за исключением резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК) установлена согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

частичное техническое диагностирование - не реже одного раза в 4 года;

1. Какая рекомендуемая периодичность проведения полного технического диагностирования для резервуаров при сроке эксплуатации более 20 лет (за исключением резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК) установлена согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31,03.2016 № 136?

полное техническое диагностирование - не реже одного раза в 8 лет.

1. Какое техническое решение, обеспечивающее длительную безопасную эксплуатацию резервуаров, является верным согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Технические решения, обеспечивающие длительную безопасную эксплуатацию резервуаров:

стопроцентный неразрушающий контроль с применением радиографического контроля (далее - РК) или ультразвукового контроля (далее - УЗК) сварных швов стенки и окрайки днища при строительстве резервуара (с обязательным наличием заключений по неразрушающему контролю);

наличие антикоррозионной защиты внутренней поверхности с использованием лакокрасочных материалов со сроком службы не менее 20 лет и (или) припуском на локальную и общую коррозию стенки, днища, крыши, понтона, плавающей крыши, рассчитанным на 20 лет;

обеспечение средствами ЭХЗ защитного потенциала в процессе эксплуатации на резервуаре и технологических трубопроводах;

для обеспечения проведения мониторинга герметичности днища в конструкции резервуара могут применяться следующие технические решения:

в основании резервуара устанавливается система контроля протечек с использованием гибких мембран;

применяется конструкция двойного днища;

применяется конструкция днища, позволяющая осуществлять контроль за его техническим состоянием и герметичностью;

применяются другие конструкции днища, обеспечивающие проведение мониторинга герметичности.

1. Какое техническое решение, обеспечивающее длительную безопасную эксплуатацию резервуаров, указано неверно и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Технические решения, обеспечивающие длительную безопасную эксплуатацию резервуаров:

стопроцентный неразрушающий контроль с применением радиографического контроля (далее - РК) или ультразвукового контроля (далее - УЗК) сварных швов стенки и окрайки днища при строительстве резервуара (с обязательным наличием заключений по неразрушающему контролю);

наличие антикоррозионной защиты внутренней поверхности с использованием лакокрасочных материалов со сроком службы не менее 20 лет и (или) припуском на локальную и общую коррозию стенки, днища, крыши, понтона, плавающей крыши, рассчитанным на 20 лет;

обеспечение средствами ЭХЗ защитного потенциала в процессе эксплуатации на резервуаре и технологических трубопроводах;

для обеспечения проведения мониторинга герметичности днища в конструкции резервуара могут применяться следующие технические решения:

в основании резервуара устанавливается система контроля протечек с использованием гибких мембран;

применяется конструкция двойного днища;

применяется конструкция днища, позволяющая осуществлять контроль за его техническим состоянием и герметичностью;

применяются другие конструкции днища, обеспечивающие проведение мониторинга герметичности.

1. Какое техническое решение может применяться для обеспечения проведения мониторинга герметичности днища в конструкции резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

для обеспечения проведения мониторинга герметичности днища в конструкции резервуара могут применяться следующие технические решения:

в основании резервуара устанавливается система контроля протечек с использованием гибких мембран;

применяется конструкция двойного днища;

применяется конструкция днища, позволяющая осуществлять контроль за его техническим состоянием и герметичностью;

применяются другие конструкции днища, обеспечивающие проведение мониторинга герметичности.

1. Какое техническое решение для обеспечения проведения мониторинга герметичности днища в конструкции резервуара указано неверно и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

для обеспечения проведения мониторинга герметичности днища в конструкции резервуара могут применяться следующие технические решения:

в основании резервуара устанавливается система контроля протечек с использованием гибких мембран;

применяется конструкция двойного днища;

применяется конструкция днища, позволяющая осуществлять контроль за его техническим состоянием и герметичностью;

применяются другие конструкции днища, обеспечивающие проведение мониторинга герметичности.

1. Какое утверждение в отношении проведения полного технического диагностирования для однотипных резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК одного резервуарного парка указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Для однотипных резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК одного резервуарного парка допускается проведение полного технического диагностирования на одном резервуаре-представителе, выбранном из группы одинаковых резервуаров, работающих в пределах расчетного срока службы, но не более 20 лет в одинаковых условиях (одинаковые конструкции, примененные материалы, технология сооружения, продолжительность и условия эксплуатации), принимающих продукт одного класса (в соответствии с ГОСТ 1510-84 "Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение", ГОСТ 28576-90 (ИСО 8681-86) "Нефтепродукты и смазочные материалы. Общая классификация. Обозначение классов", ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия". На остальных резервуарах этой группы проводится частичное техническое диагностирование

1. Какие действия должны быть выполнены при проведении полного технического диагностирования в случае обнаружения в металлоконструкциях резервуара-представителя, выбранного из группы однотипных резервуаров одного резервуарного парка, недопустимых дефектов, требующих вывода резервуара в ремонт, согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При обнаружении в металлоконструкциях резервуара-представителя, выбранного из группы одинаковых резервуаров, недопустимых дефектов, требующих вывода резервуара в ремонт, все остальные резервуары группы подлежат полному техническому диагностированию. В этом случае в программе полного технического диагностирования остальных резервуаров группы следует учитывать объем работ, выполненных при их частичном техническом диагностировании.

1. Каким образом осуществляется частичное техническое диагностирование резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Частичное техническое диагностирование резервуара осуществляется с наружной стороны без вывода его из эксплуатации

1. Какое утверждение в отношении рекомендаций по безопасной эксплуатации резервуара указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Максимальные сроки проведения повторного технического диагностирования рекомендованы пунктом 9 настоящего Руководства по безопасности. Срок дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара определяется на основании экспертизы промышленной безопасности, выполняемой по результатам технического диагностирования.

В мероприятиях по обеспечению безопасной эксплуатации резервуара может быть предусмотрено снижение уровня взлива или проведение ремонта по восстановлению несущей способности конструкций.

1. Какими расчетами определяется предельное состояние элементов конструкции резервуара при расчете остаточного ресурса безопасной эксплуатации резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Предельное состояние элементов конструкции резервуара определяется прочностными расчетами с учетом:

фактических толщин;

отклонений геометрической формы, измеренных по образующим стенки;

наличия элементов, не предусмотренных в проектной документации и установленных на резервуар в ходе работ по монтажу и ремонту (при продлении эксплуатации до проведения ремонтных работ);

основной эксплуатационной нагрузки (снеговая, ветровая, гидростатическое давление жидкости и избыточное давление газа, аварийный вакуум);

концентрации напряжений, вызванных местными дефектами сварных соединений;

скорости коррозионных процессов.

1. С учетом какого критерия из перечисленных проводится прочностной расчет при определении предельного состояния элементов конструкции резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Предельное состояние элементов конструкции резервуара определяется прочностными расчетами с учетом:

фактических толщин;

отклонений геометрической формы, измеренных по образующим стенки;

наличия элементов, не предусмотренных в проектной документации и установленных на резервуар в ходе работ по монтажу и ремонту (при продлении эксплуатации до проведения ремонтных работ);

основной эксплуатационной нагрузки (снеговая, ветровая, гидростатическое давление жидкости и избыточное давление газа, аварийный вакуум);

концентрации напряжений, вызванных местными дефектами сварных соединений;

скорости коррозионных процессов.

1. Выполнение каких видов расчетов рекомендуется для резервуаров, эксплуатирующихся при пониженных температурах (расчетная температура ниже минус 45 °С), при определении предельного состояния элементов конструкции резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Для резервуаров, эксплуатирующихся при пониженных температурах (расчетная температура ниже минус 45°С), рекомендуется выполнение поверочных прочностных расчетов узлов с учетом хрупкого разрушения согласно СП 16.13330.2011 "СНиП II-23-81\* "Стальные конструкции".

1. Для каких резервуаров рекомендуется выполнение поверочных прочностных расчетов узлов с учетом хрупкого разрушения при определении предельного состояния элементов конструкции резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Для резервуаров, эксплуатирующихся при пониженных температурах (расчетная температура ниже минус 45°С), рекомендуется выполнение поверочных прочностных расчетов узлов с учетом хрупкого разрушения согласно СП 16.13330.2011 "СНиП II-23-81\* "Стальные конструкции".

1. Какой вид расчета выполняется при определении остаточного ресурса резервуара для назначения срока очередного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При определении остаточного ресурса для назначения срока очередного технического диагностирования резервуара выполняются следующие виды расчетов:

расчет на прочность и устойчивость;

расчет напряженно-деформированного состояния (далее - НДС) стенки, элементов днища резервуара с учетом локальных деформаций (вмятин, выпучин), угловатостей сварных швов, ребер и колец жесткости;

расчет сварных соединений на малоцикловую усталость (при осредненном годовом числе циклов заполнений - опорожнений резервуара более 250 (за 10-летний период эксплуатации).

1. Какой показатель определяется по результатам расчета на прочность и устойчивость стенки резервуара при определении остаточного ресурса для назначения срока очередного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам расчета определяются степень опасности выявленных дефектов для продолжения эксплуатации резервуара, значения максимальных и минимальных напряжений для выполнения расчетов на малоцикловую усталость.

1. В каком случае из перечисленных выполняются расчеты стационарных и плавающих крыш (понтонов) резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Расчеты стационарных и плавающих крыш (понтонов) выполняются в следующих случаях:

выявление недопустимых дефектов по результатам технического диагностирования (коррозионное разрушение, деформации и прогибы несущих конструкций, несоответствие проектной документации);

изменение условий эксплуатации (избыточное давление, вакуум, изменение плотности хранимого продукта);

изменение нормативных документов, регламентирующих определение ветровых, снеговых и сейсмических нагрузок.

1. Какие нагрузки и воздействия из перечисленных учитываются при выполнении расчетов стационарной крыши резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При выполнении расчетов стационарной крыши резервуара учитываются следующие нагрузки и воздействия:

собственный вес элементов крыши, стационарного оборудования, ограждений и площадок;

собственный вес теплоизоляции на крыше;

вес снегового покрова при симметричном и несимметричном распределении снега на крыше;

давление ветра;

избыточное давление или вакуум.

1. Какое утверждение относительно расчетов каркасных стационарных крыш взрывозащищенного исполнения при определении остаточного ресурса безопасной эксплуатации резервуаров является верным согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При расчетах каркасных стационарных крыш взрывозащищенного исполнения листовой настил в расчетную схему не включается. Вес листового настила добавляется к постоянной нагрузке от собственного веса крыши.

1. Какое утверждение относительно расчетов каркасных стационарных крыш резервуаров при определении остаточного ресурса безопасной эксплуатации является верным согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При расчетах каркасных стационарных крыш рекомендуется учитывать совместную работу элементов каркаса и листового настила.

1. Для каких положений выполняются расчеты плавающей крыши резервуара при определении остаточного ресурса безопасной эксплуатации согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Расчеты плавающей крыши выполняются для следующих положений крыши:

на плаву;

на опорных стойках.

1. Какие нагрузки и воздействия из перечисленных учитываются при выполнении расчетов плавающей крыши резервуара на плаву и на опорных стойках согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При выполнении расчетов плавающей крыши резервуара на плаву и на опорных стойках учитываются следующие нагрузки и воздействия:

собственный вес элементов крыши;

вес оборудования на крыше;

вес снегового покрова при симметричном и несимметричном распределении снега на крыше;

давление ветра;

потеря герметичности центральной части и двух смежных секций понтона однодечной плавающей крыши;

потеря герметичности двух смежных коробов понтона двудечной плавающей крыши.

1. В соответствии с результатами каких расчетов определяют остаточный ресурс элемента конструкции резервуара по скорости коррозии согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Остаточный ресурс элемента конструкции резервуара по скорости коррозии определяют в соответствии с результатами расчетов на прочность, устойчивость и НДС.

1. По какой формуле определяется остаточный ресурс элемента конструкции резервуара по скорости коррозии в год (Ti) согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Остаточный ресурс элемента конструкции резервуара по скорости коррозии определяют в соответствии с результатами расчетов на прочность, устойчивость и НДС.

Остаточный ресурс элемента конструкции , год, определяется по формуле:

. (1)

Скорость коррозии элемента конструкции резервуара , мм/год, определяется по формуле:

, (2)

где: t - фактическая толщина элемента конструкции резервуара на момент начала эксплуатации, мм. В случае отсутствия данных t принимается равной толщине элемента, приведенной в проектной документации.

 - толщина элемента, определенная по результатам технического диагностирования, мм;

 - промежуток времени между вводом элемента конструкции (после строительства, ремонта) и последним техническим диагностированием, год.

Допустимая толщина пояса стенки  определяется как минимальное значение по критериям прочности и устойчивости.

1. По какой формуле определяется скорость коррозии элемента конструкции резервуара (VijKopp, мм/год) согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Скорость коррозии элемента конструкции резервуара , мм/год, определяется по формуле:

, (2)

где: t - фактическая толщина элемента конструкции резервуара на момент начала эксплуатации, мм. В случае отсутствия данных t принимается равной толщине элемента, приведенной в проектной документации.

 - толщина элемента, определенная по результатам технического диагностирования, мм;

 - промежуток времени между вводом элемента конструкции (после строительства, ремонта) и последним техническим диагностированием, год.

1. Каким образом определяется допустимая толщина пояса стенки резервуара [ti] при расчете остаточного ресурса элемента конструкции резервуара по скорости коррозии согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Допустимая толщина пояса стенки  определяется как минимальное значение по критериям прочности и устойчивости.

1. Какая величина предельно допустимого износа листов кровли, центральной части понтона (плавающей крыши), днища резервуара по измерениям наиболее изношенных частей рекомендуется согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Предельно допустимый износ листов кровли, центральной части понтона (плавающей крыши), днища резервуара по измерениям наиболее изношенных частей рекомендуется не более 50% от величины, установленной в проектной документации

1. Каким видам технического диагностирования подвергаются в плановом порядке резервуары в период эксплуатации согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

В период эксплуатации резервуары в плановом порядке подвергаются частичному и полному техническому диагностированию

1. По каким программам производится техническое диагностирование резервуаров, сооруженных по проектам, нормам иностранных государств, и резервуаров емкостью свыше 50 тыс. м3, а также резервуаров с теплоизоляцией, резервуаров с защитной стенкой согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Техническое диагностирование резервуаров, сооруженных по проектам, нормам иностранных государств, и резервуаров емкостью свыше 50 , а также резервуаров с теплоизоляцией, резервуаров с защитной стенкой производится по индивидуальным программам, разрабатываемым с привлечением специализированных проектных и (или) научно-исследовательских организаций

1. По каким программам производится техническое диагностирование резервуара (группы резервуаров с одинаковыми сроками эксплуатации, работающих в одинаковых условиях) согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Техническое диагностирование резервуара (группы резервуаров с одинаковыми сроками эксплуатации, работающих в одинаковых условиях) производится по индивидуальной программе, разрабатываемой на основе типовых программ частичного или полного технического диагностирования.

1. Какие критерии из перечисленных являются основанием для вывода из эксплуатации резервуара для последующего его полного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Рекомендуемые критерии вывода из эксплуатации резервуара для последующего его полного технического диагностирования:

выявление на резервуаре недопустимых дефектов (трещин, отпотин, сквозных отверстий в окрайке, центральной части днища, крыше, на стенке, приемо-раздаточных патрубках и люках);

наличие дефектов, являющихся источниками акустической эмиссии (далее - АЭ) III или IV классов на стенке (с подтверждением УЗК) и класса "Е" на днище резервуара;

недопустимое уменьшение толщины листов стенки и несущих конструкций крыши;

недопустимые деформации фундамента резервуара;

затопление понтона (плавающей крыши);

запрещение дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара по результатам оценки технического состояния.

1. При каком условии допускается эксплуатация резервуара при наличии элементов (ребер) на стенке резервуара, не предусмотренных в проектной документации, дефектов геометрической формы стенки и днища, величины которых превышают допустимые пределы, до очередного капитального ремонта согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При наличии элементов (ребер) на стенке резервуара, не предусмотренных в проектной документации, дефектов геометрической формы стенки и днища, величины которых превышают допустимые пределы, резервуар выводят из эксплуатации для проведения ремонта. Допускается эксплуатация такого резервуара до очередного капитального ремонта с ограничением эксплуатационных нагрузок (уровень залива, вакуум, снеговая нагрузка), подтвержденного расчетом.

1. Какое из перечисленных разрушений не относится к видам коррозионных разрушений согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Коррозионные разрушения подлежат разграничению по их виду на:

равномерную коррозию (когда коррозионное разрушение охватывает всю поверхность металла);

местную (при охвате отдельных участков поверхности);

язвенную, питтинговую (точечную) и коррозию пятнами.

1. На какие дефекты следует обратить внимание при осмотре люков и патрубков на наружной стенке резервуара при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При осмотре люков и патрубков на стенке резервуара рекомендуется обратить внимание на наличие выпучин, вмятин и коррозионных разрушений.

1. Каким должен быть уклон отмостки, обеспечивающий отвод воды в сторону кольцевого лотка, при контроле состояния отмостки резервуара при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

наличие необходимого уклона отмостки, обеспечивающего отвод воды в сторону кольцевого лотка (указывается в проекте, но не менее 1:10).

1. В каких целях проводится измерение геометрической формы стенки резервуара при проведении технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерение геометрической формы стенки резервуара производится для выявления отклонений формы от требований проектной документации и соответствующих норм:

измеряется величина отклонений стенки от вертикали на расстоянии 50 мм ниже верха каждого пояса;

измерения производятся в наиболее деформированных местах стенки (по результатам внешнего осмотра) при помощи шаблонов, отвесов и геодезическими методами (в том числе с применением лазерного сканирования);

измерения производятся в точках, расположенных по периметру стенки с шагом не реже чем через 6 м, начиная от приемо-раздаточных патрубков с нумерацией по часовой стрелке. Номера точек должны быть нанесены несмываемой краской на поверхность стенки;

при проведении измерений формы и контура локальных геометрических дефектов стенки (вмятин, выпучин) и хлопунов шаг выполнения измерений уменьшается;

результаты проведения геодезических работ оформляются актом. К акту проведения геодезических измерений прилагаются таблицы со значениями измерений и эскизы отклонений конструкций резервуара от номинальных.

1. Какое требование к измерению величины отклонений стенки резервуара от вертикали при проведении геодезических измерений при частичном техническом диагностировании установлено согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерение геометрической формы стенки резервуара производится для выявления отклонений формы от требований проектной документации и соответствующих норм:

измеряется величина отклонений стенки от вертикали на расстоянии 50 мм ниже верха каждого пояса;

измерения производятся в наиболее деформированных местах стенки (по результатам внешнего осмотра) при помощи шаблонов, отвесов и геодезическими методами (в том числе с применением лазерного сканирования);

измерения производятся в точках, расположенных по периметру стенки с шагом не реже чем через 6 м, начиная от приемо-раздаточных патрубков с нумерацией по часовой стрелке. Номера точек должны быть нанесены несмываемой краской на поверхность стенки;

при проведении измерений формы и контура локальных геометрических дефектов стенки (вмятин, выпучин) и хлопунов шаг выполнения измерений уменьшается;

результаты проведения геодезических работ оформляются актом. К акту проведения геодезических измерений прилагаются таблицы со значениями измерений и эскизы отклонений конструкций резервуара от номинальных.

1. Какое требование к измерению геометрической формы стенки резервуара при проведении геодезических измерений указано неверно и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

 Измерение геометрической формы стенки резервуара производится для выявления отклонений формы от требований проектной документации и соответствующих норм:

измеряется величина отклонений стенки от вертикали на расстоянии 50 мм ниже верха каждого пояса;

измерения производятся в наиболее деформированных местах стенки (по результатам внешнего осмотра) при помощи шаблонов, отвесов и геодезическими методами (в том числе с применением лазерного сканирования);

измерения производятся в точках, расположенных по периметру стенки с шагом не реже чем через 6 м, начиная от приемо-раздаточных патрубков с нумерацией по часовой стрелке. Номера точек должны быть нанесены несмываемой краской на поверхность стенки;

при проведении измерений формы и контура локальных геометрических дефектов стенки (вмятин, выпучин) и хлопунов шаг выполнения измерений уменьшается;

результаты проведения геодезических работ оформляются актом. К акту проведения геодезических измерений прилагаются таблицы со значениями измерений и эскизы отклонений конструкций резервуара от номинальных.

19. Геодезические измерения резервуара проводятся дважды на заполненном и опорожненном резервуаре с определением мест наибольших деформаций и выявлением НДС стенки под нагрузкой.

1. Какие требования к измерениям формы и контура локальных геометрических дефектов стенки (вмятин, выпучин) и хлопунов при проведении геодезических измерений установлены согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

при проведении измерений формы и контура локальных геометрических дефектов стенки (вмятин, выпучин) и хлопунов шаг выполнения измерений уменьшается;

1. В каком количестве проводятся геодезические измерения резервуара при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Геодезические измерения резервуара проводятся дважды на заполненном и опорожненном резервуаре с определением мест наибольших деформаций и выявлением НДС стенки под нагрузкой

1. Каким документом оформляются результаты проведения геодезических работ при техническом диагностировании резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

21. По результатам проведения геодезических измерений конструкций резервуара оформляется акт проведения геодезических измерений в соответствии с приложением N 5 к настоящему Руководству по безопасности.

1. Какой документ оформляется по результатам проведения визуального и измерительного контроля основного металла и сварных соединений элементов металлоконструкций резервуара с наружной стороны при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам проведения осмотра оформляется акт проведения осмотра в соответствии с приложением N 5 к настоящему Руководству по безопасности. К акту прилагаются эскизы (развертки) конструкций резервуара с указанием координат расположения выявленных дефектов, элементов, не предусмотренных проектной документацией, мест установки оборудования, разбежки сварных швов, люков, патрубков, лестниц, ограждений, площадок.

1. Какой документ оформляется по результатам проведения осмотра основного металла и сварных соединений элементов металлоконструкций резервуара с наружной стороны при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам проведения осмотра оформляется акт проведения осмотра в соответствии с приложением N 5 к настоящему Руководству по безопасности. К акту прилагаются эскизы (развертки) конструкций резервуара с указанием координат расположения выявленных дефектов, элементов, не предусмотренных проектной документацией, мест установки оборудования, разбежки сварных швов, люков, патрубков, лестниц, ограждений, площадок

1. В какой последовательности проводится осмотр поверхности основного металла резервуара с наружной стороны при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Осмотр поверхности основного металла резервуара проводится в следующей последовательности:

окрайки днища и нижняя часть первого пояса;

наружная часть первого и второго поясов, а затем третьего, четвертого поясов (с применением переносной лестницы, строительных подмостей или автомобильного гидроподъемника);

верхние пояса с применением автомобильного гидроподъемника или с помощью оптических приборов (бинокль или подзорная труба);

места переменного уровня нефти (нефтепродукта);

настил и несущие элементы кровли.

1. Какое требование к визуальному и измерительному контролю конструкций резервуара с наружной стороны при частичном техническом диагностировании указано **неверно и противоречит** Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?
2. Какое требование к проведению нивелирования окрайки (наружного контура днища) резервуара при частичном техническом диагностировании указано неверно и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Нивелирование проводится на опорожненном резервуаре при проведении полного технического диагностирования и на минимальном уровне налива при проведении частичного технического диагностирования.

1. На каком уровне налива резервуара проводится нивелирование окрайки (наружного контура днища) при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Нивелирование окрайки (наружного контура днища) проводится в точках, отстоящих друг от друга на расстоянии не более 6 м (в точках, соответствующих нумерации образующих стенки). При превышении допустимых отклонений дополнительно проводится измерение отклонения окрайки (наружного контура днища) с шагом в 1 м вправо и влево до следующей точки нивелирования. Нивелирование проводится на опорожненном резервуаре при проведении полного технического диагностирования и на минимальном уровне налива при проведении частичного технического диагностирования.

1. На каком уровне налива резервуара проводится нивелирование окрайки (наружного контура днища) при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31,03.2016 № 136?

Нивелирование окрайки (наружного контура днища) проводится в точках, отстоящих друг от друга на расстоянии не более 6 м (в точках, соответствующих нумерации образующих стенки). При превышении допустимых отклонений дополнительно проводится измерение отклонения окрайки (наружного контура днища) с шагом в 1 м вправо и влево до следующей точки нивелирования. Нивелирование проводится на опорожненном резервуаре при проведении полного технического диагностирования и на минимальном уровне налива при проведении частичного технического диагностирования.

1. С какой периодичностью впервые четыре года после ввода резервуара в эксплуатацию (или до полной стабилизации осадки основания) рекомендуется проводить нивелирование окрайки днища в абсолютных отметках и результаты заносить в журнал нивелирования окрайки днища согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

В первые четыре года после ввода резервуара в эксплуатацию (или до полной стабилизации осадки основания) рекомендуется ежегодно проводить нивелирование окрайки днища в абсолютных отметках и результаты заносить в журнал нивелирования окрайки днища.

1. В течении какого периода после ввода резервуара в эксплуатацию (или до полной стабилизации осадки основания) рекомендуется ежегодно проводить нивелирование окрайки днища в абсолютных отметках и результаты заносить в журнал нивелирования окрайки днища согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

В первые четыре года после ввода резервуара в эксплуатацию (или до полной стабилизации осадки основания) рекомендуется ежегодно проводить нивелирование окрайки днища в абсолютных отметках и результаты заносить в журнал нивелирования окрайки днища.

1. Какой документ оформляется по результатам нивелирования конструкций резервуара при техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам нивелирования конструкций резервуара оформляется акт проведения нивелирования в соответствии с приложением N 5 к настоящему Руководству по безопасности. К акту прилагаются таблицы с результатами контроля и схемами измерений конструкций резервуара.

1. В каких местах конструкций резервуара проводят измерения толщины металла при техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Во всех случаях измерения следует проводить в местах, наиболее пораженных коррозионным разрушением.

1. Какое требование к измерению толщины металла стенки резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины стенки резервуара проводятся на каждом листе нижних двух поясов стенки резервуара в количестве не менее пяти измерений (четыре в углах листа, одно в середине).

1. Какое требование к измерению толщины металла стенки на третьем поясе резервуара при проведении частичного технического диагностирования установлено согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

На третьем поясе стенки проводится измерение толщины каждого листа в доступных для измерения зонах (не менее трех измерений).

1. Какое требование к измерению толщины металла верхних поясов стенки резервуара, начиная с четвертого, при проведении частичного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Толщину верхних поясов, начиная с четвертого, измеряют по образующей вдоль шахтной лестницы или кольцевой лестницы. Производят не менее трех измерений (верх, середина, низ листа)

1. Какое требование к измерению толщины металла на ремонтных вставках в стенку резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерение толщины на ремонтных вставках в стенку резервуара проводится в трех точках по высоте каждого листа.

1. Какая величина принимается за действительную минимальную толщину листа пояса стенки резервуара, используемую для проведения прочностных расчетов, при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

За действительную минимальную толщину листа пояса стенки, используемую для проведения прочностных расчетов, принимается средняя величина толщины стенки из всех выполненных на листе измерений (исключая местные и язвенные коррозионные разрушения листа пояса стенки)

1. Какой документ оформляется по результатам измерений толщин металла стенки резервуара при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам измерений толщин стенки оформляется акт проведения ультразвуковой толщинометрии в соответствии с приложением N 5 к настоящему Руководству по безопасности. К акту прилагаются таблицы с результатами измерений и эскизами стенки с указанием мест измерений.

1. Какое требование к измерению толщин окрайки днища резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщин окрайки днища резервуара проводятся не менее чем в трех точках на каждом выступе окрайки днища.

1. Какая величина принимается за действительную минимальную толщину окрайки днища резервуара при проведении технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

За действительную минимальную толщину окрайки днища принимается средняя величина из всех выполненных на листе измерений.

1. Какой документ оформляется по результатам измерений толщин окрайки резервуара при техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам измерений толщин окрайки днища оформляется акт. К акту прилагаются таблицы с результатами измерений и эскизами кольца окрайки с указанием мест измерений.

1. Какое требование к измерению толщины листов настила крыши резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины листов настила крыши резервуара проводятся не менее чем в трех точках на каждом листе настила, расположенных по двум взаимно перпендикулярным диаметральным направлениям крыши резервуара. Рекомендуется одно из этих направлений ориентировать с севера на юг. За счет большего нагрева южной стороны крыши коррозионные процессы могут происходить быстрее.

1. В каких местах проводятся измерения толщины листов настила крыши резервуара при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения проводятся в местах наибольшего прогиба настила крыши.

1. Какая величина принимается за действительную толщину настила крыши резервуара при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

За действительную толщину настила крыши принимается средняя величина из всех выполненных на листе измерений.

1. Какой документ оформляется по результатам измерений толщин настила крыши резервуара при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам измерений толщин настила крыши оформляется акт проведения ультразвуковой толщинометрии в соответствии с приложением N 5 к настоящему Руководству по безопасности. К акту прилагаются таблицы с результатами измерений и эскизами крыши с указанием мест измерений.

1. Какое требование к определению толщины конструкций плавающей крыши резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано неверно и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Для определения толщины конструкций плавающей крыши проводится не менее трех измерений на:

верхнем и периферийном вертикальных листах понтонного кольца плавающей крыши (измерения проводятся на всех листах);

каждом листе верхней деки двудечной плавающей крыши по двум взаимно перпендикулярным диаметральным направлениям;

каждом листе центральной части однодечной плавающей крыши по двум взаимно перпендикулярным диаметральным направлениям.

1. Какой документ оформляется по результатам измерений толщин листов конструкций плавающей крыши резервуара при техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам измерений толщин листов конструкций плавающей крыши оформляется акт проведения ультразвуковой толщинометрии в соответствии с приложением N 5 к настоящему Руководству по безопасности. К акту прилагаются таблицы с результатами измерений и эскизами крыши с указанием мест измерений.

1. Какая величина принимается, за действительную минимальную толщину плавающей крыши резервуара при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

За действительную минимальную толщину листа плавающей крыши принимается средняя величина из всех выполненных на листе измерений.

1. Какое требование к измерению толщин люков, люков-лазов, световых и монтажных люков резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщин люков, люков-лазов, световых и монтажных люков проводятся в наиболее прокорродировавших местах, но не менее чем в четырех точках по периметру.

1. Какое требование к измерению толщин крышек люков, люков-лазов, световых и монтажных люков резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

58. Измерения толщин люков, люков-

лазов, световых и монтажных люков проводятся в наиболее прокорродировавших местах, но не менее чем в четырех точках по периметру.

1. Какое количество измерений толщин воротников, усиливающих листов врезки патрубков резервуара при проведении частичного технического диагностирования установлено согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

57. Количество измерений толщин воротников, усиливающих листов врезки патрубков - не менее чем в трех точках.

1. Какое требование к измерению толщин труб систем орошения и пожаротушения резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

58. Измерения толщин труб систем орошения и пожаротушения проводятся с лестниц обслуживания на стенке резервуара, количество измерений - не менее четырех по периметру трубы.

1. Какая величина принимается за действительную минимальную толщину люков, воротников, усиливающих листов врезки патрубков, труб систем орошения и пожаротушения резервуара при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

62. За действительную минимальную толщину принимается средняя величина из всех выполненных на люке, листе, трубе измерений.

1. Какой метод неразрушающего контроля применяется в качестве основного для контроля качества сплошности металла и сварных соединений элементов конструкций резервуара при его частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

65.УЗК применяется в качестве основного метода для контроля качества сплошности металла и сварных соединений элементов ...

1. Какой документ оформляется по результатам ультразвукового контроля основного металла и сварных соединений элементов конструкций при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

76. Результаты УЗК оформляются актом (см. Приложение № 14).
При составлении заключения каждый дефект следует описывать отдельно.
К акту УЗК прилагаются схемы проведения контроля, заключения по результатам УЗК, эскизы конструкций резервуара с указанием координат расположения выявленных дефектов.

1. Какими должны быть размеры контролируемых участков перекрестий вертикальных и горизонтальных сварных швов поясов стенки резервуара, на которых выполняется ультразвуковой контроль при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Размеры контролируемых участков перекрестий сварных швов стенки, накоторых выполняется УЗК при частичном техническом диагностировании, приведены на рисунке 1.



1. Какие меры должны быть приняты в случае повторного обнаружения недопустимых дефектов при проведении ультразвукового контроля сварных соединений резервуара при техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

В случае повторного обнаружения недопустимых дефектов назначается стопроцентный контроль вертикальных монтажных соединений на всю высоту и контроль всех перекрестий вертикальных и горизонтальных швов трех поясов.

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля перекрестья вертикальных и горизонтальных сварных швов поясов 1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону для резервуаров II класса опасности при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

2. Перекрестья вертикальных и горизонтальных швов поясов 1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону в объеме не менее 40 %.

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля перекрестья вертикальных и горизонтальных сварных швов поясов 1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону для резервуаров III класса опасности при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

5. Перекрестья вертикальных и горизонтальных швов поясов
1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону в объеме
не менее 30 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля перекрестья вертикальных и горизонтальных сварных швов поясов 1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону для резервуаров IV класса опасности при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

8. Перекрестья вертикальных и горизонтальных швов поясов
1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону в объеме
не менее 15 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля перекрестья вертикальных и горизонтальных сварных швов поясов 1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону для резервуаров II класса опасности при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Перекрестья вертикальных и горизонтальных швов поясов
1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону в объеме
не менее 60 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля перекрестья вертикальных и горизонтальных сварных швов поясов 1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону для резервуаров III класса опасности при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Перекрестья вертикальных и горизонтальных швов поясов
1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону в объеме
не менее 40 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля перекрестья вертикальных и горизонтальных сварных швов поясов 1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону для резервуаров IV класса опасности при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Перекрестья вертикальных и горизонтальных швов поясов
1-2, 2-3, 3-4 на длине 100 мм в каждую сторону в объеме
не менее 20 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля всех вертикальных монтажных соединений стенки для рулонированных резервуаров II класса опасности при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Все вертикальные монтажные соединения стенки (для рулонированных резервуаров) на высоту трех нижних поясов

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля всех вертикальных монтажных соединений стенки для рулонированных резервуаров II класса опасности при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Все вертикальные монтажные соединения стенки (для рулонированных резервуаров) на всю высоту стенки.

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля участков вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайке днища на высоту не менее 500 мм, для резервуаров II класса опасности при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Участки вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайку днища на высоту не менее 500 мм в объеме
не менее 40 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля участков вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайке днища на высоту не менее 500 мм, для резервуаров III класса опасности при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Участки вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайку днища на высоту не менее 500 мм в объеме
не менее 30 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля участков вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайке днища на высоту нё менее 500 мм, для резервуаров IV класса опасности при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Участки вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайку днища на высоту не менее 500 мм в объеме
не менее 15 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля участков вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайке днища на высоту не менее 500 мм, для резервуаров II класса опасности при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Участки вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайку днища на высоту не менее 500 мм, в объеме
не менее 60 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля участков вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайке днища на высоту не менее 500 мм, для резервуаров III класса опасности при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Участки вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайку днища на высоту не менее 500 мм, в объеме
не менее 40 %

1. Каким должен быть объем ультразвукового контроля участков вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайке днища на высоту не менее 500 мм, для резервуаров IV класса опасности при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Участки вертикальных сварных соединений, примыкающих к окрайку днища на высоту не менее 500 мм, в объеме
не менее 20 %

1. Какому классу по степени опасности соответствуют пассивные источники акустической эмиссии в сварных соединениях и основном металле стенки резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

источник класса I – пассивный источник;

1. Какому классу по степени опасности соответствуют активные источники акустической эмиссии в сварных соединениях и основном металле стенки резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

источник класса II – активный источник;

1. Какому классу по степени опасности соответствуют критически активные источники акустической эмиссии в сварных соединениях и основном металле стенки резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

источник класса III – критически активный источник;

1. Какому классу по степени опасности соответствуют катастрофически активные источники акустической эмиссии в сварных соединениях и основном металле стенки резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

источник класса IV – катастрофически активный источник.

1. Какой документ оформляется по результатам акустико-эмиссионного контроля стенки и днища резервуара при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Результаты АЭК стенки и днища резервуара оформляются в виде протокола АЭК

1. Какое утверждение в отношении капиллярного контроля элементов конструкций резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано **неверно** и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Капиллярный контроль (ПВК) является вспомогательным методом контроля, применяется как дополнительный метод для выявления поверхностных дефектов сварных соединений и основного металла элементов конструкций резервуара.

1. Какой документ оформляется по результатам капиллярного контроля сварных соединений элементов резервуара при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Результаты ПВК (Капиллярный контроль) оформляются актом

1. Какое утверждение в отношении магнитопорошковой дефектоскопии элементов конструкций резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано **неверно** и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Магнитопорошковый контроль (МПК) является вспомогательным методом контроля, применяется как дополнительный метод для выявления поверхностных дефектов сварных соединений и основного металла элементов конструкций резервуара.

1. Какой документ оформляется по результатам магнитопорошковой дефектоскопии поверхности (сварного шва) резервуара при проведении частичного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Результаты МПК (Магнитопорошковый контроль) оформляются протоколом

1. В какой последовательности проводится осмотр поверхности основного металла резервуара с внутренней стороны при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Осмотр поверхности основного металла рекомендуется проводить в следующей последовательности:

окрайки днища и нижняя часть первого пояса; наружная часть первого и второго поясов, а затем третьего, четвертого поясов (с применением переносной лестницы или АГП);

верхние пояса с применением подвесной люльки, АГП или с помощью оптических приборов (бинокль или подзорная труба); места переменного уровня нефти (нефтепродукта);

настил и несущие элементы кровли.

1. Какой документ оформляется по результатам проведения осмотра основного металла и сварных соединений элементов металлоконструкций резервуара с внутренней стороны при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам проведения осмотра оформляется акт (см. Приложение № 9). К акту прилагаются эскизы (развертки) конструкций резервуара с указанием координат расположения выявленных дефектов, элементов, не предусмотренных проектной документацией, мест установки оборудования, разбежки сварных швов, люков, патрубков, лестниц, ограждений, площадок и т. п.

1. Какое требование к визуальному и измерительному контролю конструкций с внутренней стороны резервуара при полном техническом диагностировании является верным согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

На осматриваемой поверхности основного металла, предварительно очищенной от грязи и нефти (нефтепродукта), выявляется наличие коррозионных разрушений, царапин, задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, закатов и других дефектов. Все выявленные дефекты подлежат измерению и в масштабе наносятся на эскизы конструкций с указанием координат привязки.

При осмотре сварных швов окрайков днища устанавливается качество сварки стыкуемых кромок по всему периметру. Особое внимание уделяется сварным швам и околошовной зоне соединения листов окраек с первым поясом резервуара.

При осмотре центральной части днища рекомендуется обратить внимание на состояние сварных соединений (особенно нахлесточных), наличие коррозионных разрушений, вмятин и выпучин.

Осмотру подлежат трубопроводы, опорные стойки под трубопроводы и подкладные листы, располагающиеся на днище резервуара.

При осмотре плавающей крыши изнутри проверяется:

состояние и пространственное положение опорных и направляющих стоек;

состояние сварных швов центральной части (для однодечной крыши), сварных швов коробов и нижней деки (для двудечной крыши);

наличие выпучин и вмятин на коробах и центральной части;

техническое состояние затвора.

При осмотре стационарной крыши изнутри проверяется:

состояние несущих радиальных и кольцевых элементов на наличие повреждений и деформаций;

состояние настила крыши на наличие участков со сквозным коррозионным разрушением.

1. Какое требование к измерению величины отклонений стенки резервуара от вертикали при проведении геодезических измерений при полном техническом диагностировании установлено согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Местные отклонения с расстоянием от нижнего до верхнего края более 4,5 м квалифицируются как отклонение стенки от вертикали. Экспертная организация выполняет расчет и определяет срок и условия дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара.

1. Какое требование к проведению нивелирования днища резервуара при полном техническом диагностировании указано **неверно** и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Нивелирование днища проводится с шагом в 1 м по двум диаметрально противоположным образующим для определения уклона днища. В зоне визуально наблюдаемых деформаций днища проводится дополнительное нивелирование для измерения вмятин (выпучин) на днище.

1. Какое требование к проведению измерения отклонения направляющих плавающей крыши (понтона) резервуара от вертикали при полном техническом диагностировании является верным согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения отклонения направляющих плавающей крыши (понтона) от вертикали проводится на всю высоту (Н) в радиальном и тангенциальном направлениях (при положении плавающей крыши (понтона) на стойках).

1. Какое требование к проведению измерения отклонения центральной опорной стойки стационарной крыши резервуара от вертикали при полном техническом диагностировании является верным согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Контроль отвесом проводится для измерения вертикальности опорных стоек плавающей крыши (понтона).

1. Какое требование к измерению толщины металла внутренней части листов окрайки днища резервуара при проведении полного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины внутренней части листов окрайки днища проводятся с шагом 1 м вдоль периметра резервуара.

1. Какое требование к измерению толщины металла центральной части днища резервуара при проведении полного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины центральной части днища проводятся на каждом листе, лежащем на двух взаимно перпендикулярных диаметральных направлениях, одно из которых должно проходить через ПРП; на каждом листе выполняется по три измерения вдоль указанных направлений. Дополнительные измерения проводятся в зонах хлопунов и видимых коррозионных разрушений не менее чем в трех точках.

1. В каких частях стойки проводятся измерения толщин центральной опорной стойки резервуара (в случае наличия) при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины центральной опорной стойки проводятся в нижней, средней и верхней частях стойки.

1. Какое требование к измерению толщин короба резервуара при проведении полного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины короба должны проводиться в трех точках на каждом коробе с внутренней стороны плавающей крыши (понтона). Измерения толщины внутреннего вертикального листа понтонного кольца однодечной плавающей крыши должны проводиться в трех точках с нижней стороны плавающей крыши (понтона).

1. Какое требование к измерению толщин периферийного вертикального листа плавающей крыши резервуара при проведении полного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщин периферийного вертикального листа плавающей крыши проводятся в трех точках с нижней стороны плавающей крыши (понтона).

1. Какое требование к измерению толщин опорной стойки резервуара при проведении полного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины опорной стойки должны проводиться в трех точках (верх, середина, низ).

1. Какое требование к измерению толщин направляющих плавающей крыши (понтона) резервуара при проведении полного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины направляющих плавающей крыши (понтона) должны проводиться в трех точках (верх, середина, низ).

1. Какое требование к измерению толщин водоспуска резервуара при проведении полного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины водоспуска должны проводиться в трех точках на каждом элементе

1. Какое требование к измерению толщин трубопроводов подслойного пожаротушения, трубопроводов системы размыва донных отложений и зачистного трубопровода при проведении полного технического диагностирования указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Измерения толщины трубопроводов подслойного пожаротушения, трубопроводов системы размыва донных отложений и зачистного трубопровода должны проводиться в четырех точках, расположенных через 90º начиная с нижней образующей перечисленных трубопроводов.

1. В каких целях применяется течеискание пузырьковым вакуумным способом при проведении полного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Течеискание пузырьковым вакуумным способом (вакуумирование) (ПВТ). ПВТ применяется для выявления сквозных повреждений (нарушений герметичности) сварных соединений «уторного» узла, днища, крыши резервуара.

1. Какой документ оформляется по результатам течеискания пузырьковым вакуумным способом при проведении полного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Результаты ПВТ оформляются актом. К акту проведения ПВТ прилагаются эскизы конструкций резервуара с указанием координат расположения выявленных сквозных повреждений (нарушений герметичности).

1. Каким способом проводится контроль герметичности сварных соединений коробов плавающих крыш и сварных соединений коробов закрытого типа стальных понтонов резервуара при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Контроль герметичности сварных соединений коробов плавающих крыш и сварных соединений коробов закрытого типа стальных понтонов проводится путем создания избыточного давления воздуха 4 кПа внутри коробов (в случае обнаружения нефти (нефтепродукта)).

1. Каким способом проводится контроль герметичности сварных соединений приварки воротников патрубков к стенке резервуара при полном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Контроль герметичности сварных соединений приварки воротников патрубков к стенке проводится путем создания избыточного давления воздуха 4 кПа в полости между воротником и стенкой. Закачка воздуха производится через технологическое отверстие в воротнике. Нарушение герметичности шва определяется по появлению пузырей пенного индикатора.

1. Каким способом проводится контроль герметичности поплавков (при их наличии) понтонов из алюминиевых сплавов при полном техническом диагностировании резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Контроль герметичности поплавков (при их наличии) понтонов из алюминиевых сплавов проводится путем создания избыточного давления воздуха 4 кПа в поплавке и обмыливанием соединений. Закачка воздуха производится через технологическое отверстие в торцевой части поплавка. Наличие несплошности шва определяется по появлению пузырей пенного индикатора.

1. Какой документ оформляется по результатам контроля герметичности избыточным давлением основного металла и сварных соединений конструкций резервуара при проведении полного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Результаты контроля оформляются актом. К акту проведения контроля давлением прилагаются эскизы конструкций резервуара с указанием координат расположения выявленных сквозных повреждений.

1. В каких целях выполняется исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла и сварных соединений элементов резервуара при проведении полного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла и сварных соединений элементов резервуара выполняется, в целях для установления их соответствия требованиям нормативных и технических документов, а также с целью уточнения влияния эксплуатационных факторов на структуру и свойства металла.

1. Какие виды испытаний включают механические испытания образцов металла при проведении полного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Механические испытания включают следующие испытания: на растяжение; на ударный изгиб; на статический изгиб.

1. В каком случае из перечисленных **не производятся** исследования свойств металла резервуара при проведении полного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Исследования свойств металла производятся в следующих случаях:

отсутствие или недостоверность документации (сертификатов
на сталь), подтверждающей марку и качество металла основных элементов резервуара (см. РБ, подгруппы А и Б);

обнаружение трещин (в том числе коррозионного растрескивания);

после аварийных ситуаций, способствующих изменению свойств металла (нагрева резервуара при аварии и пожаре).

В остальных случаях отбор образцов и проб металла проводится по усмотрению организации, проводящей техническое диагностирование.

1. Каким образом следует определять показатели механических свойств основного металла резервуара при проверке прочностных, пластических и вязкостных характеристик путем вырезки и испытания отдельных образцов при проведении полного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Для проведения механических испытаний необходимо вырезать участок листа (контрольную заготовку) круглой формы диаметром от 300 до 500 мм со сварным швом на наиболее корродированном листе в зонах интенсивных коррозионных разрушений так, чтобы место вырезки можно было отремонтировать с помощью сварки. Центр вырезанного участка должен находиться на вертикальном сварном шве на расстоянии не менее 700 мм от горизонтальных швов.

1. Какой документ оформляется по результатам определения механических свойств, химического состава стали резервуара при проведении полного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам определения механических свойств, химического состава стали резервуара составляется акт

1. Какие характеристики покрытий определяются для оценки качества наружного антикоррозионного покрытия резервуара при проведении полного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Для оценки качества наружного покрытия определяются следующие характеристики покрытий:

внешний вид – визуально в соответствии с ГОСТ 9.032;

толщина – с помощью магнитного толщиномера в соответствии с ГОСТ Р 51694

сплошность покрытия – с помощью электролитического дефектоскопа типа «мокрая губка».

1. Какой документ оформляется по результатам контроля состояния антикоррозионного покрытия резервуара при проведении полного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам контроля состояния АКП резервуара оформляется акт

1. Какой документ оформляется по результатам контроля электрохимической защиты, заземления, защиты от статического электричества резервуара при проведении полного технического диагностирования согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам контроля ЭХЗ, заземления, защиты от статического электричества резервуара составляется акт

1. Какое требование к поверхности сварного шва резервуара указано **неверно** и противоречит нормам оценки сварных соединений резервуара по результатам визуального и измерительного контроля Руководства по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденного приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Поверхность шва должна отвечать следующим требованиям:

- форма и размеры швов должны соответствовать требованиям проектной документации;

- гладкая или равномерная чешуйчатая поверхность (высота или глубина впадин не должна превышать 1 мм);

- плавное сопряжение с основным металлом

1. При каком условии поры или включения рассматриваются как одна пора или одно включение в соответствии с нормами оценки стыковых сварных соединений резервуара по результатам радиографического контроля Руководства по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденного приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Поры или включения с расстоянием между ними не более их максимальной ширины или диаметра, независимо от их числа и взаимного расположения, рассматриваются как одна пора или одно включение.

1. Во сколько раз должны быть увеличены предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища резервуаров, находящихся в эксплуатации от 5 до 20 лет, по сравнению с нормами предельных отклонений окрайки резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых РВС, РВСП, РВСПК должны быть увеличены по сравнению с указанными в таблицах:

 - при сроке эксплуатации от 5 до 20 лет – в 1,3 раза;

1. Во сколько раз должны быть увеличены предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища резервуаров, находящихся в эксплуатации более 20 лет, по сравнению с нормами предельных отклонений окрайки резервуаров согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых РВС, РВСП, РВСПК должны быть увеличены по сравнению с указанными в таблицах:

- при сроке эксплуатации более 20 лет – в 2 раза

1. Во сколько раз должны быть увеличены предельные отклонения от вертикали образующих стенки резервуара, находящихся в эксплуатации от 5 до 20 лет, по сравнению с нормами Предельных отклонений стенки резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Предельные отклонения от вертикали образующих стенок резервуаров, находящихся в эксплуатации увеличиваются:

при сроке эксплуатации от 5 до 20 лет – в 1,3 раза;

1. Во сколько раз должны быть увеличены предельные отклонения от вертикали образующих стенки резервуара, находящихся в эксплуатации более 20 лет, по сравнению с нормами предельных отклонений стенки резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Предельные отклонения от вертикали образующих стенок резервуаров, находящихся в эксплуатации увеличиваются:

при сроке эксплуатации более 20 лет – в 2 раза.

1. Во сколько раз должна быть увеличена допускаемая величина стрелки прогиба выпучины или вмятины стенки резервуара при сроке эксплуатации более 5 лет по сравнению с нормами предельных местных отклонений (выпучины и вмятины) согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При сроке эксплуатации резервуара более 5 лет допускаемая величина стрелки прогиба выпучины или вмятины увеличивается в 1,3 раза.

1. Каким образом квалифицируются местные отклонения (выпучины и вмятины) с расстоянием от нижнего до верхнего края стенки резервуара более 4,5 м согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Местные отклонения с расстоянием от нижнего до верхнего края более 4,5 м квалифицируются как отклонение стенки от вертикали. Экспертная организация выполняет расчет и определяет срок и условия дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара.

1. При какой глубине коррозионных разрушений отдельные язвы, находящиеся друг от друга и от сварных швов на расстоянии более 50 мм, допустимы по стенке (всем поясам) резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Отдельные язвы, находящиеся друг от друга и от сварных швов на расстоянии более 50 мм допустимы в случае если:

глубина коррозионных разрушений – не более 0,2⋅S;

суммарный размер язв вдоль любой вертикальной линии – не более 50 мм на любом участке длиной 200 мм

1. Какой документ оформляется по результатам измерений толщин люков, воротников, листов усиления, труб систем орошения и пожаротушения резервуара при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

По результатам измерений толщин люков, воротников, листов усиления, труб оформляется акт. К акту прилагаются таблицы с результатами измерений и эскизами с указанием мест измерений

1. Какое утверждение в отношении акустико-эмиссионного контроля элементов конструкций резервуара при проведении частичного технического диагностирования указано **неверно** и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Акустико-эмиссионный контроль (АЭК) является вспомогательным методом неразрушающего контроля и проводится для выявления развивающихся дефектов сварных соединений и основного металла стенки и определения общего коррозионного состояния внутренней поверхности днища резервуара и выявления зон потенциальной утечки продукта без вывода резервуара из эксплуатации.

Проведение АЭК требует проведения специального нагружения конструкций резервуара (слив-налив) и требует согласования с владельцем резервуара.

1. Какими должны быть минимальные расстояния между швами патрубков, усиливающих листов и швами стенки до вертикальных сварных швов на стенке резервуаров при проведении осмотра, визуального и измерительного контроля основного металла и сварных соединений металлоконструкций резервуара с наружной стороны при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

расстояния между швами патрубков, усиливающих листов и швами стенки должны быть не менее:

вертикальных сварных швов – 250 мм;

до горизонтальных швов – 100 мм;

1. Какими должны быть минимальные расстояния между швами патрубков, усиливающих листов и швами стенки до горизонтальных сварных швов на стенке резервуаров при проведении осмотра, визуального и измерительного контроля основного металла и сварных соединений металлоконструкций резервуара с наружной стороны при частичном техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

расстояния между швами патрубков, усиливающих листов и швами стенки должны быть не менее:

вертикальных сварных швов – 250 мм;

до горизонтальных швов – 100 мм;

1. Какие меры предусматриваются при проведении химических реакционных процессов, в которых возможны отложения твердых продуктов на внутренних поверхностях оборудования и трубопроводов и их забивки, согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Выполнение каких видов работ предусматривает типовая программа частичного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При проведении реакционных процессов, в которых возможны отложения твердых продуктов на внутренних поверхностях оборудования и трубопроводов, их забивки, в том числе и устройств аварийного слива из технологических систем, предусматриваются и осуществляются контроль за наличием этих отложений и меры по их безопасному удалению, а при невозможности обеспечения безопасной эксплуатации указанными средствами предусматривается резервное оборудование ОПБХОПО

1. Выполнение каких видов работ является обязательным при проведении полного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

осмотр, ВИК основного металла и сварных соединений элементов металлоконструкций резервуара с внутренней стороны;

геодезические измерения (контроль размеров, формы конструкций, осадок резервуара);

измерение толщины металла;

неразрушающий контроль основного металла и сварных соединений конструкций;

механические испытания и определение химического состава металла;

контроль состояния АКП;

контроль ЭХЗ, заземления, защиты от статического электричества;

1. Какой прибор применяется для определения толщины металла резервуара при техническом диагностировании согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Определение толщины металла проводят ультразвуковыми толщиномерами.

1. Какой расчет необходимо провести при оценке технического состояния конструкций резервуара по результатам технического диагностирования при наличии местных отклонений стенки резервуара, превышающих значения норм предельных отклонений, согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Расчёт НДС стенки резервуара с учетом локальных деформаций (вмятин, выпучин), угловатостей сварных швов, ребер и колец жесткости. Расчет НДС конструкций резервуара рекомендуется осуществлять проведением компьютерного моделирования с использованием сертифицированных программных комплексов, реализующих методы конечных элементов.

По результатам расчета определяется степень опасности выявленных дефектов для продолжения эксплуатации резервуара, определяются значения максимальных и минимальных напряжений для выполнения расчетов на малоцикловую усталость.

1. Какой расчет необходимо провести при оценке технического состояния конструкций резервуара по результатам технического диагностирования при наличии отклонений образующих стенки резервуара, превышающих значения норм предельных отклонений, согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Расчёт НДС стенки резервуара с учетом локальных деформаций (вмятин, выпучин), угловатостей сварных швов, ребер и колец жесткости. Расчет НДС конструкций резервуара рекомендуется осуществлять проведением компьютерного моделирования с использованием сертифицированных программных комплексов, реализующих методы конечных элементов.

По результатам расчета определяется степень опасности выявленных дефектов для продолжения эксплуатации резервуара, определяются значения максимальных и минимальных напряжений для выполнения расчетов на малоцикловую усталость.

1. Какое мероприятие при оценке технического состояния конструкций резервуаров по результатам технического диагностирования в случае наличия отклонений образующих стенки резервуара, превышающих значения норм предельных отклонений, указано **неверно** и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Расчёт НДС стенки резервуара с учетом локальных деформаций (вмятин, выпучин), угловатостей сварных швов, ребер и колец жесткости. Расчет НДС конструкций резервуара рекомендуется осуществлять проведением компьютерного моделирования с использованием сертифицированных программных комплексов, реализующих методы конечных элементов.

По результатам расчета определяется степень опасности выявленных дефектов для продолжения эксплуатации резервуара, определяются значения максимальных и минимальных напряжений для выполнения расчетов на малоцикловую усталость.

1. Какое мероприятие при оценке технического состояния конструкций резервуаров по результатам технического диагностирования в случае наличия местных отклонений стенки резервуара, превышающих значения норм предельных отклонений, указано **неверно** и противоречит Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

Расчёт НДС стенки резервуара с учетом локальных деформаций (вмятин, выпучин), угловатостей сварных швов, ребер и колец жесткости. Расчет НДС конструкций резервуара рекомендуется осуществлять проведением компьютерного моделирования с использованием сертифицированных программных комплексов, реализующих методы конечных элементов.

По результатам расчета определяется степень опасности выявленных дефектов для продолжения эксплуатации резервуара, определяются значения максимальных и минимальных напряжений для выполнения расчетов на малоцикловую усталость.

1. С учетом каких критериев выполняется расчет напряженно-деформированного состояния стенки, элементов днища резервуара при определении остаточного ресурса для назначения срока очередного технического диагностирования резервуара согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

При определении остаточного ресурса для назначения срока очередного технического диагностирования резервуара выполняются следующие виды расчетов: расчет на прочность и устойчивость;  расчёт напряженно-деформированного состояния (далее – НДС) стенки, элементов днища резервуара с учетом локальных деформаций (вмятин, выпучин), угловатостей сварных швов, ребер и колец жесткости; расчет сварных соединений на малоцикловую усталость (при количестве циклов «слив-налив» более 200).

1. Какое требование к дефектам сварных соединений конструкций резервуара, эксплуатируемых в районах с расчётной температурой от минус 40 °С до минус 65 °С включительно, выявленных по результатам ультразвукового контроля, указано верно согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 136?

В швах сварных соединений конструкций резервуара, эксплуатируемых в районах с расчётной температурой от минус 40°С до минус 65°С включительно, допускаются внутренние дефекты, эквивалентная площадь которых не превышает половины значений допустимой оценочной площади согласно таблице N 2 настоящего приложения. При этом наименьшую поисковую площадь уменьшают в два раза. Расстояния между дефектами резервуара должны быть не менее удвоенной длины оценочного участка.