



ТРЕБОВАНИЯ К ОЦЕНКЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПОСЛЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ИХ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

А. Ю. БАРВИНКО, Ю. П. БАРВИНКО

Приведен анализ оценки работоспособности резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов в процессе их диагностики по действующим нормативным документам. Показана необходимость разработки нового норматива Украины и даны конкретные предложения относительно его содержания.

The paper analyzes evaluation of performance of tanks for storage of oil and petroleum products during their diagnostics in keeping with the codes currently in force. A need to develop a new code of Ukraine is shown and specific proposals on its content are given.

Техническое диагностирование резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов (полное или частичное) является одним из главных составляющих правил технической эксплуатации резервуаров. На основании анализа материалов технического отчета по диагностированию составляются выводы и рекомендации о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации обследованных емкостей.

Оценивая технический уровень карт с учетом действующих в настоящее время норм [3, 4] и качество ремонтов резервуаров, выполненных с учетом карт, можно констатировать, что предлагаемые в них технические решения явно не соответствуют требованиям действующих на сегодня норм. Рассмотрим некоторые из них.

1. Приведена технология замены нижней части первого пояса стенки (карта 4.3.21). Рекомендуется последовательно вырезать поврежденный участок стенки сначала по границе с днищем, а затем горизонтальным швом на 100 мм выше границы повреждений. Участки реза зачистить, с внутренней стороны подогнать внахлест к стенке новую накладку и приварить ее горизонтальными швами. Первым выполняется нижний шов, а затем внахлест верхний. Участки накладки свариваются между собой вертикальным швом встык, а со стенкой — внахлест.

В соответствии с требованиями действующих норм [3, 4] все соединения стенки должны быть выполнены двусторонней сваркой встык. Учитывая наличие в узле примыкания стенки к днищу напряжений изгиба, горизонтальный шов надо располагать от днища на расстоянии не менее 300 мм, а для резервуаров вместимостью 20 и 50 тыс. м³ — 500 мм. Все стыковые швы подлежат радиографическому контролю.

2. Замена днища резервуаров (карты 4.2.13) [1]. Новое днище предлагается укладывать на слой

гидрофобного грунта, уложенного на существующее днище. В этом случае выступающая часть днища не имеет опоры, что увеличивает деформативность узла сопряжения стенки с днищем. Изменяется расчетная схема узла сопряжения стенки с днищем. Под новым днищем образуется герметичное пространство, что способствует при нарушении герметичности днища накоплению в нем подтоварной воды и продукта хранения. Создаются благоприятные условия для развития активной коррозии днища снизу. Кроме того, металл старого днища имеет определенную стоимость и его нерационально оставлять в емкости. С учетом выполнения ремонта с гарантированным сроком работоспособности необходимо, чтобы конструкция днища после ремонта соответствовала требованиям норм [3–5]. Для резервуаров вместимостью 20...50 тыс. м³ в проектной документации на полную замену днища необходимо предусматривать устройство нового двойного днища с контролем герметичности межслойного пространства (п.6.14. [3]).

3. Особо отметим предложения по удалению дефектного участка стенки и вваривания вместо него новой вставки (карта 4.3.3 и др. [1]). Представленная технология и чертеж вваривания новой вставки на полную высоту пояса не учитывают того, что вваривание вставки необходимо выполнять в условиях «жесткого» контура, т. е. необходимо заранее обеспечивать компенсацию поперечных и продольных сварочных деформаций геометрии вставки или дополнительными конструктивными решениями. Без их учета компенсация будет происходить за счет перехода участка стенки на меньший радиус, что приведет к образованию недопустимых вмятин. Решения по замене вертикального монтажного стыка стенки на нескольких поясах или по всей ее высоте с использованием укрупненных карт совсем не рассматриваются.



Приведенный краткий анализ технических решений карт [1] показывает, что ремонт по предложенным в них решениям не обеспечивает долговременную надежную эксплуатацию резервуаров. На большинстве действующих резервуаров после каждого полного обследования требовался ремонт различного объема с применением сварочных работ. Во многих случаях понижался и уровень налива продукта хранения. В лучшем случае интервалы между капитальными ремонтами достигали 10 лет. Такое положение могло быть приемлемо при низкой стоимости рабочей силы и стального листового проката.

С переходом экономики Украины в 1994–1996 гг. на рыночные отношения с учетом реальной стоимости рабочей силы и материалов, полностью поменялось и отношение к капитальным ремонтам резервуаров. Уже в 1997 г. предприятие «Приднепровские магистральные нефтепроводы» (ПДМН) (г. Кременчуг) требовало в задании на разработку проектной документации, чтобы после выполнения капитального ремонта была гарантирована работоспособность резервуаров сроком не менее 20 лет. Такой срок гарантируется нормами [3, 4] при строительстве новых резервуаров с соблюдением их требований. Аналогичный подход к капитальному ремонту содержится и в нормах АК «Транснефть» (Россия) [5]. Предприятия Украины, на которых эксплуатируются резервуары для нефти и нефтепродуктов, выработали общий подход к ремонту резервуаров. В соответствии с ним в состав проектной документации на ремонт резервуаров должны входить проекты КМ и ППР, а ремонтные работы выполняться под авторским надзором проектной организации.

Стало очевидным, что существующие технологии ремонта днища, стенки и крыши резервуаров не могут обеспечить новые требования к их качеству после капитального ремонта. Такое положение характерно для всех резервуаров вместимостью 20 и 50 тыс. м³, которые строились с применением рулонных заготовок. В этих условиях ИЭС им. Е. О. Патона НАН Украины при активной финансовой поддержке предприятия ПДМН начал комплекс работ по разработке новых технологий ремонта резервуаров, соответствующих новым требованиям. В короткие сроки был разработан новый способ подъема резервуаров без приварки к стенке каких-либо вспомогательных элементов. Новый способ успешно опробован при исправлении кренов резервуаров РВС-5000 на ЛПДС «Глинско-Розбышевская». Высота подъема достигала 370 мм. В настоящее время предложенный способ широко применяется при ремонте резервуаров вместимостью до 20 тыс. м³ включительно.

Проектировщиками и технологами-сварщиками в ИЭС им. Е. О. Патона НАН Украины разработан принципиально новая технология полной или частичной замены днища и нижней части первого

пояса стенки резервуаров вместимостью 2...50 тыс. м³. Новые днища резервуаров вместимостью 2...5 тыс. м³ предложено выполнять с окрайками, а центральную часть монтировать не из отдельных листов, а мерными полосами, которые отрезаются требуемой длины по месту в емкости из подаваемой в резервуар бесконечной полосы. Полоса сваривается из отдельных листов на специальном стенде, расположенном возле резервуара. Поперечные швы сварки листов полосы выполняются встык односторонней сваркой на флюсо-медной подкладке с принудительным формированием обратного усиления шва. После сварки швы проходят контроль на непроницаемость капиллярным методом (проба мел на керосин). Все швы на днище выполняются не менее чем в два прохода. Применение мерных полос позволило получать ровные продольные кромки, что создавало хорошие условия для сварки продольных нахлесточных швов автоматизированной сваркой в среде защитных газов и существенно сократило сроки ремонта. Мерные полосы успешно применяются и для замены центральной части днища (ЦЧД) плавающей крыши резервуаров РВС вместимостью 50 тыс. м³. При этом полоса при помощи отводных роликов сразу подается на подмости, выставленные с учетом проектного положения ЦЧД.

Самой сложной оказалась разработка технологии замены отдельных листов стенки и частичная или полная замена вертикального монтажного стыка стенки резервуаров вместимостью 5...50 тыс. м³, построенных с применением рулонных заготовок. Для разработки требуемой технологии необходимо было решить ряд задач:

- определить фактические величины поперечных усадок вертикальных швов при толщинах листов 17...8 мм, соответствующие применяемым способам сварки;
- определить критические значения толщин стенки, при которых происходит местная потеря устойчивости при действии продольных усадок кольцевых швов с учетом кривизны стенки;
- определить способ компенсации, в условиях «жесткого» контура поперечных и продольных остаточных деформаций сварных швов при вваривании вставок;
- на основании выполненных исследований разработать конструкцию нового вертикального монтажного стыка и технологию его выполнения с учетом требований новых норм [3].

ИЭС им. Е. О. Патона НАН Украины успешно справился с поставленной задачей и первая полная замена вертикального монтажного стыка стенки резервуара по новой технологии выполнена на РВС вместимостью 20 тыс. м³ НПС «Августовка», нефтепровода Кременчуг–Одесса в 1999 г. К 2002 г. новая технология успешно была опробована на НПС «Лисичанск» при замене пяти монтажных стыков на резервуаре РВС вместимостью 50 тыс. м³, стенка которого выполнена с применением высококоп-



рочной стали 16Г2АФ. Отличительной особенностью новых технологий выполнения капитального ремонта являются:

- применение увеличенного объема УЗ и РГ контроля качества вертикальных заводских и монтажных швов стенки (на всей длине нижних 5–6 поясов);

- применение способа сварки и разделки кромок, обеспечивающих минимальный объем наплавленного металла;

- учет, по возможности, всех требований новых норм [3];

- применение новой высокопрочной марки стали, имеющей более высокие пластические свойства, малую величину углеродного эквивалента, что позволяет выполнять сварку без предварительного подогрева;

- выполнение монтажной организацией всех работ в строгом соответствии с проектами КМ и ППР под авторским надзором.

Такой подход к выполнению капитального ремонта позволяет разработчикам проекта назначать гарантированный срок службы резервуара не менее 20 лет при максимальном, технически возможно, уровне налива продукта хранения, что соответствует п. 2.4 [3]. Это означает, что фактически после капитального ремонта заказчик получает резервуар с ресурсом работоспособности, равным новому [3].

Аналогичные требования к ремонту и работоспособности резервуаров после ремонта приведены в нормативном документе [6]. В частности, в них отмечена необходимость разработки проектов КМ и ППР. В проекте КМ необходимо обеспечить требование новых действующих норм и гарантийный срок эксплуатации после ремонта 20 лет (п. 1.5 [6]) при гарантированной пригодности антикоррозионной защиты внутренней и внешней поверхности не менее 10 лет.

Качественные изменения, которые произошли за последние годы в подходе к ремонту резервуаров (включая разработку проектной документации), должны, по нашему мнению, найти отражение в разрабатываемом новом нормативном документе Украины по техническому диагностированию, ремонту и реконструкции резервуаров. Необходимо резервуары, прошедшие капитальный ремонт и имеющие гарантированный срок эксплуатации не менее 20 лет, рассматривать как новые, а не как резервуары после 25 лет эксплуатации. Ежегодное обследование (частичное или полное) резервуаров с гарантийным сроком работоспособности 20 лет (табл. 13 [2] и табл. 2.1.1 [1]) не только финансово неоправданно, но и в определенной степени дискредитирует саму идею ремонта резервуаров с гарантией. В новом нормативном документе России по диагностированию и ремонту резервуаров [6] при назначении периодичности частичного или полного обследования нет деления на резервуары, находящиеся в эксплуатации менее

и более 25 лет. Указывается, что частота диагностирования устанавливается экспертной организацией с учетом конструкции и условий эксплуатации резервуаров. Интервалы между диагностированиями должны гарантировать, что остаточный ресурс не будет исчерпан. Однако указывается, что интервал этот не должен превышать 10 лет. Для вновь построенных резервуаров первое частичное обследование должно проводиться через три года, так как в первые годы эксплуатации происходит стабилизация основания и геометрической формы стенки днища и крыши. Считаем, что такой подход необходимо внести и в новый нормативный документ Украины.

Резервуары, находившиеся длительное время в эксплуатации, можно разделить на две группы. Первая группа — это резервуары, находящиеся в эксплуатации 10 и более лет. Нивелировка контура днища при частичных и полных обследованиях показывает, что основание под стенкой стабилизировалось. Вторая группа — это резервуары, в которых нет стабилизации основания и необходимо периодическое наблюдение за его просадкой или принятие специальных технических решений для стабилизации основания под стенкой в вертикальной плоскости.

Для резервуаров со стабилизированным основанием после капитального ремонта с гарантией 20 лет нет прямой необходимости ежегодно проводить их обследование. Если при обследовании емкостей выявлены в отдельных элементах резервуара дефекты, требующие постоянного наблюдения, это необходимо отразить в журнале ежедневного осмотра и служба эксплуатации обязана их выполнять.

В резервуарах, основание которых в течение эксплуатации не имеет стабилизации, необходимо, в соответствии с указаниями экспертной организации, приведенными в отчете по обследованию, определить характер и величины осадки основания в зоне стенки и днища. Экспертная организация должна указать также периодичность нивелировки контура днища или установить специальные маяки для визуального наблюдения.

С уточнением интервала диагностирования необходимо уточнить и объемы работ, выполняемых при частичных обследованиях. Если необходимость выполнения нивелировки контура днища и центральной части не вызывает сомнения, то необходимость измерений с шагом не менее 6 м всех образующих стенки вызывает возражение. При одинаковых с предыдущим обследованием результатов нивелирования контура днища изменения отклонения образующих фактически исключаются. Может произойти только локальное отклонение под действием каких-либо особых обстоятельств — воздействие ураганного ветра, особое механическое воздействие на стенку, при переливе продукта хранения или вследствие возникновения недопустимого вакуума. Однако такие воздействия всегда фиксируются службой эксплуатации и принимаются необходимые меры.



В то же время полученные при частичном обследовании результаты замеров отклонений, как правило, не с чем сравнивать. При частичном обследовании резервуар остается в эксплуатации и уровень налива продукта хранения при замере отклонений образующих принимается такой, какой есть на момент замеров. В большинстве случаев он существенно отличается от уровней при предыдущих обследованиях. Если сравнивать с нормами, то в них и для новых резервуаров и для тех, что были в эксплуатации, критерии даются только для пустого резервуара. При таком положении достаточно контролировать только 25...30 % образующих с наибольшими отклонениями по предыдущим замерам как при частичном, так и при полном обследовании. Относительная оценка с нормами и предыдущими замерами позволит в достаточной мере оценить геометрическую форму стенки.

В разрабатываемых «Правилах технического диагностирования...» необходимо рассмотреть отдельно расчеты на прочность резервуаров, построенных до ввода в действие норм Украины [3] и после их ввода в 1994 г. Указать, что механические характеристики листового проката необходимо принимать по ГОСТам, которые действовали при разработке проекта резервуара. Отдельно надо выписать расчет узла врезки патрубков в стенку. Учитывая, что на многих резервуарах, построенных до 1994 г., не выдерживается требование п. 4.44 [3] о равенстве площади сечения вырезанного отверстия в стенке и сечения накладки усиления, достаточность существующего усиления на них надо дополнительно проверять и с учетом рекомендаций п. 3.7.2.2 и 3.7.2.3 норм [7]. При таком подходе оценка работоспособности существующего усиления достаточна для большинства резервуаров.

Учитывая, что требования по обеспечению после ремонта гарантированной работоспособности не менее 20 лет становится у заказчиков правилом, желательно в новые «Правила...» ввести отдельный раздел по ремонту и реконструкции резервуаров. В данном разделе привести общие схемы замены всего днища или только крайков, части нижнего пояса стенки, отдельных листов стенки и вертикальных монтажных сварных соединений [8]. Показать схемы исправления крена и устройства под стенкой железобетонного кольца. В опре-

деленной мере за основу можно принять раздел 6 [6] с учетом указаний [8]. После раздела по ремонту резервуаров желательно дать конкретные указания по объемам и методам контроля сварных соединений, выполненных в процессе ремонта. Требования к контролю остальных сварных соединений были приведены выше.

В ИЭС им. Е. О. Патона НАН Украины в течение многих лет выполняются работы по технической диагностике и разработке проектной документации на восстановление работоспособности резервуаров для хранения нефти. Надеемся, что материал данной статьи будет полезен как для эксплуатационников резервуаров, так и для разработчиков новых нормативных документов по их диагностике и ремонту.

Выводы

На сегодня в Украине имеется апробированный положительный опыт технического диагностирования и выполнения капитального ремонта резервуаров для хранения нефти, позволяющий разработать новый нормативный документ на обследование и дефектоскопию рассматриваемых резервуаров.

В составе новых нормативных документов желательно наличие отдельного раздела по ремонту и реконструкции резервуаров, в котором привести способы и основные технические решения по восстановлению их работоспособности с гарантированным сроком последующей эксплуатации.

1. *Правила* технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. — М.: Недра, 1988. — 268 с.
2. *РД* 39-0147103-385-87. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов. — 1988. — 303 с.
3. *ВБН* В.2.-58.2-94. Резервуары вертикальные стальные для хранения нефти и нефтепродуктов. — Киев, 1994.
4. *ПБ* 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. — М., 2003.
5. *РД* 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м. — М.: Транснефть, 2004. — 71 с.
6. *СТО* 0030-2004. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции. — М., 2004.
7. *API* СТАНДАРТ 650. Сварочные стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. — 9-я ред., 1993.
8. *User's guide to inspection, maintenance and repair of aboveground vertical cylindrical steel storage tanks* (3rd edition). Publication № 159: 2003. EEMUA. — London, 2005. — vol. 1, 2.