

## ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РЕЗЕРВУАРА ВМЕСТИМОСТЬЮ 50 ТЫС. М<sup>3</sup> ИЗ СВАРНЫХ РУЛОННЫХ ЗАГОТОВОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТАЛИ 16Г2АФ

В. М. ГОЛИНЬКО (Ин-т электросварки им. Е.О. Патона НАН Украины)

*Рассмотрены некоторые особенности полного технического диагностирования и восстановления работоспособности резервуара вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup>, стенка которого выполнена из сварных рулонных заготовок с использованием высокопрочной стали марки 16Г2АФ. Предложены технические решения по восстановлению работоспособности емкости при проектном уровне налива нефти на срок не менее 20 лет после капитального ремонта.*

*Some peculiarities of full technical diagnostics and restoration of serviceability of a tank of 50 thousand m<sup>3</sup> capacity, the wall of which is produced of welded coiled blanks using high-strength steel of grade 16G2AF are considered, the technical solutions on restoration of serviceability of the tank at the project level of oil loading for the period of not less than 20 years after capital repair were offered.*

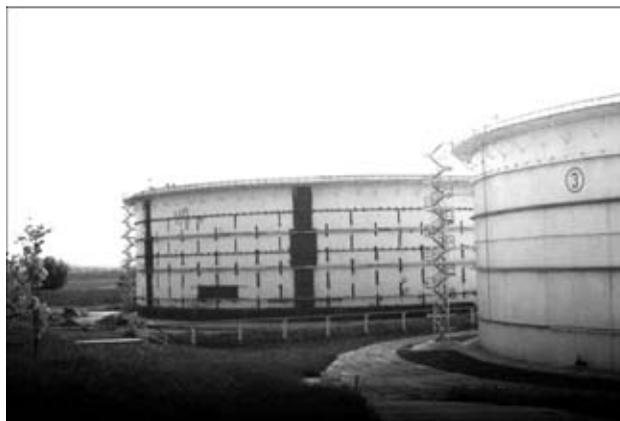
Резервуары для хранения нефти являются объектами высокой взрыво- и пожароопасности. Принимая во внимание требования к защите окружающей среды, одной из актуальных задач является обеспечение их надежной и безаварийной работы. Анализ технического состояния резервуаров показывает, что по мере увеличения срока эксплуатации они подвержены коррозионным повреждениям и деформациям, подращиваниям существующих дефектов, возникновению трещин в местах концентрации напряжений, неравномерным просадкам основания, появлению хлопнунов и других дефектов. Постоянная потребность в увеличении количества резервуаров и объемов хранения нефти и нефтепродуктов требует эффективного и безопасного использования эксплуатирующихся емкостей. Решение этой задачи в значительной мере обеспечивается квалифицированным техническим обслуживанием резервуаров и своевременным диагностированием, соблюдением графиков и качественным выполнением текущих и капитальных ремонтов, соблюдением правил техники безопасности в процессе эксплуатации резервуаров как объектов I и II классов ответственности.

В Украине резервуары вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup> со стенками с использованием высокопрочной стали марки 16Г2АФ построены в 1982–1984 гг. на одной из нефтеперекачивающих станций (НПС) ОАО «Укртранснефть». Техническое диагностирование и восстановление работоспособности этих резервуаров на протяжении нескольких последних лет выполняется сотрудниками Института электросварки им. Е. О. Патона НАН Украины.

**Краткая техническая характеристика резервуара вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup>.** Тип резервуара

— наземный вертикальный цилиндрический стальной номинальной объемом 50 тыс. м<sup>3</sup> с плавающей крышей (рисунок). Резервуар построен по проекту «ЦНИИпроектстальконструкция» (Москва), шифр объекта — 10-Ф1418-1-КМ.

*Фактические данные.* Внутренний диаметр 60700 мм, высота стенки 17880 мм (таблица). Стенка состоит из 12 поясов. Номинальные толщины листов поясов, начиная с нижнего: 17+16+14+13+11+10+10+10+10+8+8+8 мм. Для поясов с I по IX включительно использована, по данным завода-изготовителя металлоконструкций, высокопрочная сталь марки 16Г2АФ по ГОСТ 19282, для остальных поясов — с X по XII включительно — сталь ВСтЗГпс5 по ГОСТ 380. Для обеспечения проектной цилиндрической формы в процессе монтажа, а также общей устойчивости при эксплуатации на V и VIII поясах стенки устроены промежуточные кольца жесткости из гнутых элементов, приваренных непосредственно к стенке. Стенка через контурные листы днища опирается



Общий вид вертикального цилиндрического стального резервуара вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup>



Результаты проверочных расчетов на статическую прочность стенки резервуара РВС-50000 ПП (до ремонта)

<p>Поперечное сечение стенки, мм</p>	<p>Поясера поясов стенки, считая снизу</p>	<p>Проектные толщины, мм, и марки стали поясов стенки по данным чертежей КМД завода-изготовителя металлоконструкций</p>	<p>Фактические толщины поясов стенки на наиболее проркорродированных участках, мм</p>	<p>Требуемые толщины, мм, и марки стали поясов стенки по условиям обеспечения статической прочности после капремонта при максимальном уровне наполнения нефтью 1630 см</p>		
	XII	8	ВСт3Гпс5	7,06	5,60	ВСт3Гпс5
	XI	8		7,13	5,60	
	X	8		7,00	5,60	
	IX	10	16Г2АФ-12	9,30	5,00	16Г2АФ
	VIII	10		7,43 (Вст3Гпс5)	6,70	
	VII	10		9,23	8,40	
	VI	10		7,54 (Вст3Гпс5)	8,59	
	V	11		10,13	10,03	
	IV	13		10,77	11,47	
	III	14		12,41	12,92	
	II	16		13,48	14,36	
	I	17		15,94	18,0	

на кольцевой железобетонный монолитный фундамент.

Основные конструктивные элементы резервуара — стенка, днище (центральная часть), плавающая крыша (центральная часть) изготовлены на заводе металлоконструкций в виде сварных рулонированных полотнищ [1– 4]. Первые резервуары вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup> со стенками из рулонных заготовок с использованием стали 16Г2АФ

построены на одном из нефтеперерабатывающих заводов Российской Федерации [5].

**Условия эксплуатации резервуара.** Согласно нормативному документу СНиП 2.01.07–85 для района расположения резервуара: снеговая нагрузка  $S_0 = 0,5$  кПа, ветровая нагрузка  $W_0 = 0,38$  кПа, внутреннее избыточное давление — отсутствует, разрежение воздуха в емкости по СНиП 2.01.07–85.

**Объемы технического диагностирования резервуара.** Техническое диагностирование резервуаров, расположенных в нефтепарках в системе ОАО «Укртранснефть», проводится в соответствии с требованиями действующего нормативного документа РД 39-0147103-385–87 [6] с учетом требований ВБН В.2.2-58.2–94 [7].

Основной целью технического диагностирования являются: контроль технического состояния конструктивных элементов резервуара, определение пригодности резервуара к дальнейшей эксплуатации, поиск места и определение причин отказа (повреждения), определение необходимых объемов ремонтных работ для дальнейшей безопасной эксплуатации при максимальном технически возможном уровне налива нефти с гарантированным сроком работоспособности не менее 20 лет.

Для достижения этой цели выполнялось полное техническое диагностирование резервуара с выводением его из эксплуатации, включающее согласно требованиям РД 39-0147103-385–87 следующее: ознакомление с технической документацией (технический паспорт и проект резервуара, технологическая карта резервуарного парка и др.); сбор и анализ данных о проведенных ранее обследованиях, описание проведенных ремонтов; внешний осмотр сварных соединений, поверхности стенки, днища, плавающей крыши, катучей лестницы, опорной фермы, приемо-раздаточных патрубков и люков-лазов, выявление в этих конструктивных элементах дефектов и повреждений; замеры фактических толщин конструктивных элементов резервуара; нивелирование наружного контура днища резервуара и верхних кромок наружных кольцевых листов коробов плавающей крыши, опорной фермы катучей лестницы; проверку состояния основания и отмостки; проверку геометрической формы стенки резервуара (замеры отклонений от вертикали образующих стенки); замеры зазоров между коробами крыши и стенкой резервуара, между направляющими крыши и патрубками в ее коробах; проверку состояния кольцевого уплотнения между плавающей крышей и стенкой резервуара, между направляющими и плавающей крышей; неразрушающий контроль сварных соединений физическими методами (в объеме требований СНиП III-18–75 [8]); проверочные расчеты стенки на статическую прочность по кольцевым напряжениям с определением максимального допустимого уровня наполнения нефтью с учетом фактических толщин листов ее поясов; разработку вывода о техническом состоянии резервуара и рекомендаций по ремонту и дальнейшей эксплуатации резервуара.

Дополнительно к требованиям РД 39-0147103-385–87 выполняли следующие работы [9].

1. *Изучение фактической нагруженности.* Уровни заполнения нефтью резервуара определя-

ли за три месяца до его вывода из эксплуатации. При этом до капитального ремонта после 23 лет предыдущей эксплуатации максимальный уровень составлял 811 см, а минимальный 316 см. Резервуары вместимостью по 50 тыс. м<sup>3</sup> на НПС эксплуатируются в режиме «с подключенным резервуаром». В этом случае наиболее вероятные отношения фактического уровня заполнения резервуара к максимально допустимому 0,3...0,8. Анализом спектра переменных нагрузок таких резервуаров при коэффициенте асимметрии цикла напряжений  $R_{\sigma} > 0$  установлено, что количество нагрузок за год составляет около 336 циклов. При эксплуатации на протяжении 50 лет можно ожидать  $1,68 \cdot 10^4$  циклов. Эти данные свидетельствуют о том, что резервуары вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup> на НПС работают в режиме малоциклового нагружения.

2. *Нивелирование днища резервуара в трех диаметральных направлениях.* Это позволило сделать следующие выводы: практически днище имеет проектный уклон 1:100 от центра к стенке; днище свободно, без натяжения, расположено на песчаном основании.

3. *Замеры фактических толщин всех листов на нижней (с I по IX пояс включительно) части стенки из стали 16Г2АФ.* Это позволило выявить шесть листов с явно заниженными значениями толщин в сравнении с проектными. Фактические толщины III, IV поясов по толщине, VI пояса по толщине и марке стали, VIII пояса по марке стали не отвечают соответствующим параметрам по условию обеспечения статической прочности стенки при проектном уровне заполнения резервуара нефтью, равном 1630 см, а поэтому фактический уровень до капитального ремонта составлял всего 811 см.

4. *Замеры твердости листов из стали 16Г2АФ переносным твердомером.* Это позволило выявить отдельные листы другой марки стали, а именно ВСтЗпс5 вместо 16Г2АФ-12 (см. таблицу).

5. *Анализ достаточности усиления мест врезов люков-лазов, приемо-раздаточных и других патрубков.*

6. *Увеличение объемов контроля качества вертикальных сварных соединений для части стенки из стали 16Г2АФ неразрушающими физическими методами (радиографическим, ультразвуковым).*

7. *Проверка состояния и геодезическая съемка обвалования резервуара для определения фактического объема карэ.*

8. *Проверочный расчет стенки на общую устойчивость с учетом двух промежуточных колец жесткости.* Особенность этого расчета состоит в том, что при определении критических напряжений  $\sigma_{cr2}$  вместо общей длины оболочки (расстояния между днищем и верхней кольцевой площадкой) принято расстояние между кольцами жесткости, поскольку фактический момент



инерции промежуточного кольца жесткости  $J_{\text{факт}} = 15340 \text{ см}^4$  больше необходимого  $J_{\text{необ}} = 9830 \text{ см}^4$ . В этом случае можно считать промежуточное кольцо жесткости диском.

При проверочных расчетах резервуаров на прочность с учетом хрупкого разрушения и малоцикловую прочность возможен следующий подход. Необходимая прочность и работоспособность стенки резервуаров, в том числе с учетом хрупкого разрушения и малоцикловой прочности, обеспечивается в первую очередь выбором марки стали в соответствии со СНИП II-23-81\* [10], Приложение 1 и ВБН В.2.2-58.2-94, Приложение 3 и конструктивными решениями, которые исключают переход металла стенки с существующими в ней дефектами в хрупкое состояние или появление местных напряжений, которые превышают предел текучести. Существующие дефекты (подрезы основного металла, угловые деформации сварных соединений, смещения кромок, дефекты в швах и др.) не должны превышать допустимые величины. Если на стенке резервуара зачищены места приварки монтажных устройств и обварены существующие накладки, то как основной концентратор напряжений на стенке можно принять поперечные к кольцевым напряжениям сварные швы кольцевых и овальных усиливающих накладок люков-лазов и прямо-раздаточных патрубков с обвариванием их по всему контуру. Такой элемент по СНИП II-23-81\*, табл. 83\* относится к 4-й группе элементов. С учетом хрупкого разрушения расчеты показывают, что согласно СНИП II-23-81\* и ВБН В.2.2-58.2-94 максимальные расчетные напряжения в стенке резервуаров вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup>, изготовленных до 1982 г., не должны превышать для стали ВСтЗсп5 (верхние пояса стенки) 234 МПа, для стали 16Г2АФ (нижние пояса стенки) 353 МПа. Приведенные значения превышают рабочие кольцевые напряжения в стенке. Расчеты показывают, что для 4-й группы элементов при условии обеспечения малоцикловой прочности максимальные напряжения не должны превышать для части стенки из стали ВСтЗсп5 265 МПа, для части стенки из стали 16Г2АФ 390 МПа, что также больше действующих в стенке расчетных кольцевых напряжений, которые составляют не более 2/3 предела текучести стали.

Как видно из приведенных данных, при типовой конструкции резервуара и температуре эксплуатации не ниже минус 30 °С ее прочность с учетом хрупкого разрушения и малоцикловой прочности обеспечивается правильным выбором марки стали стенки, оптимальными конструктивными решениями и технологией сварки.

Таким образом, в связи с отсутствием в действующем нормативном документе РД 39-0147103-385-87 упомянутых выше дополнительно выполненных технологических операций, необходимых

для освидетельствования технического состояния сварных металлоконструкций резервуаров вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup>, появилась необходимость в доработке и создании нового комплексного нормативного документа Украины по техническому диагностированию, ремонту и реконструкции нефтяных емкостей.

**Основные технические решения по восстановлению работоспособности резервуара по результатам полного технического диагностирования.** Для восстановления работоспособности резервуара вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup> с гарантированным сроком службы не менее 20 лет согласно требованиям нормативного документа РД 39-0147103-385-87 и учетом (по возможности), требований ВБН В.2.2-58.2-94 при максимальном технически возможном уровне налива нефти  $H_{\text{max}} = 1630 \text{ см}$  в процессе капитального ремонта резервуара впервые после 23 лет эксплуатации выполнялись такие основные технологические операции:

— замена всех существующих контурных листов днища новыми листами номинальной толщиной 14 мм из стали марки 10Г2ФБ по ТУ 14-1-4083-86;

— замена всех существующих листов центральной части днища новыми номинальной толщиной 6 мм из стали марки СтЗсп5-св по ГОСТ 14637;

— замена всех листов I, считая снизу, пояса стенки новыми листами номинальной толщиной 18 мм размерами 1600×8000 мм из стали марки 10Г2ФБ;

— замена отдельных листов на средних и верхних поясах стенки (на I–IV, VI и VIII поясах) новыми листами соответствующей толщины из стали 10Г2ФБ;

— в связи с наличием недопустимых угловых деформаций (например, до 12 мм, замерянных на базе 500 мм на I поясе стенки толщиной 17 мм), смещений свариваемых кромок (до 7 мм при номинальной толщине 17 мм) и сочетании упомянутых дефектов выполнена замена всех (7 шт.) монтажных вертикальных стыковых соединений стенки на II–XI поясах листами-вставками по технологии ИЭС им. Е. О. Патона НАН Украины с установлением технологических колец жесткости [11–14];

— удаление выявленных трещин в заводских вертикальных и кольцевых сварных стыковых соединениях по технологии ИЭС им. Е. О. Патона с повторным радиографическим контролем отремонтированных участков; ремонт участков сварных соединений с недопустимыми дефектами по результатам неразрушающего физического (радиографического, ультразвукового) контроля. В 2003 г. на одном из резервуаров объемом 50 тыс. м<sup>3</sup> выполнен ремонт заводского кольцевого шва между I и II поясами в районе пересечения его с заводским вертикальным сварным соединением. По технологии ИЭС им. Е. О. Патона НАН Украины

без выведения резервуара из эксплуатации удалена с применением сварки продольная трещина глубиной 13 мм длиной 100 мм в зоне сплавления кольцевого стыкового шва. Трещина выходила на внешнюю поверхность стенки, поэтому была выявлена специалистами НПС визуальным осмотром;

— удаление на всей поверхности стенки остатков сварных швов с последующим контролем на части стенки из стали 16Г2АФ цветом методом (ГОСТ 18442) с целью выявления поверхностных дефектов;

— ремонт обоих существующих промежуточных колец жесткости, приваренных непосредственно без зазора к V и VIII поясам стенки для обеспечения орошения по всей высоте стенки водой на случай пожара.

Как показали исследования, выполненные в ИЭС им Е. О. Патона НАН Украины [15], заводские вертикальные сварные соединения стенок резервуаров, выполненных с использованием рулонных заготовок из стали 16Г2АФ, после 20...25 лет эксплуатации в режиме малоциклового нагружения сохранили высокую работоспособность и их остаточный ресурс обеспечивает дальнейшую безопасную эксплуатацию резервуаров на протяжении не менее 20 лет, что соответствует требованиям нормативного документа Украины для новых резервуаров. Во время периодического полного технического диагностирования резервуаров вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup> необходимо выполнять радиографический и ультразвуковой контроль заводских вертикальных швов не менее, чем на пяти нижних поясах стенки.

## Вывод

Для выполнения заданий технического диагностирования нефтяных резервуаров необходима разработка стандарта организации Украины СОУ «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование, ремонт и реконструкция» с учетом результатов исследований и накопленного опыта ведущих организаций и специалистов.

1. Раевский Г. В. Изготовление стальных вертикальных цилиндрических резервуаров методом сворачивания. — М.: Л.: Гостоптехиздат, 1952. — 116 с.
2. Корниенко В. С., Поповский Б. В., Линевиц Г. В. Изготовление и монтаж стальных резервуаров и газгольдеров. — М.: Стройиздат, 1964. — 320 с.
3. Билецкий С. М., Голинько В. М. Индустриальное изготовление негабаритных сварных листовых конструкций. — Киев: Наук. думка, 1983. — 272 с.
4. Барвинко А. Ю., Барвинко Ю. П., Голинько В. М. К шестидесятилетию промышленного применения технологии изготовления цилиндрических резервуаров из рулонных заготовок // Автомат. сварка. — 2009. — № 2. — С. 35–37.
5. Изготовление сварных полотнищ стенок резервуаров вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup> методом рулонирования / А. Е. Аснис, В. И. Новиков, В. М. Голинько и др. // Там же. — 1979. — № 12. — С. 37–40, 49.
6. РД 39-0147103-385-87. Руководящий документ. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988. — 282 с.
7. ВБН В.2.2-58.2-94. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа. — Київ: Держкомнафтогаз, 1994. — 98 с.
8. СНиП III-18-75. Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции. — Введ. 01.01.77.
9. Голинько В. М. Удосконалення нормативної документації по технічному діагностуванню вертикальних циліндричних резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів // Матер. 6-тої Нац. наук.-техн. конф. і виставки "Не-руйнівний контроль та технічна діагностика." — 2009. — С. 312–315.
10. СНиП II-23-81\*. Нормы проектирования. Стальные конструкции. — Введ. 01.01.82.
11. Барвинко Ю. П., Барвинко А. Ю., Каргин А. Ю. Восстановление работоспособности резервуаров для хранения нефти со стенками из рулонных заготовок вместимостью 20 и 50 тыс. м<sup>3</sup> // Мон. и спец. работы в строительстве. — 2006. — № 10. — С. 5–13.
12. Барвинко Ю. П., Голинько В. М., Барвинко А. Ю. Повышение работоспособности вертикальных монтажных сварных соединений стенки цилиндрических резервуаров, построенных из рулонированных заготовок // Автомат. сварка. — 2001. — № 7. — С. 27–32.
13. О работоспособности вертикальных цилиндрических резервуаров вместимостью 50 тыс. м<sup>3</sup> из стали 16Г2АФ / А. Ю. Барвинко, Ю. П. Барвинко, В. М. Голинько и др. // Трубопроводный транспорт нефти. — 1999. — № 9. — С. 24–27.
14. Барвинко А. Ю., Барвинко Ю. П. Требования к оценке эксплуатационной надежности цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов после выполнения их капитального ремонта // Техн. диагностика и неразруш. контроль. — 2009. — № 1. — С. 14–17.
15. Барвинко А. Ю. Оценка остаточного ресурса сварных соединений вертикальной стенки резервуаров после 20...25 лет эксплуатации // Автомат. сварка. — 2009. — № 5. — С. 42–45.

Поступила в редакцию  
11.10.2010