

В картах приведены наиболее часто встречающиеся случаи образования дефектов в конструкциях металлических резервуаров и даны примеры устранения этих дефектов. Примером такого подхода можно увидеть в документе [3]. В настоящее время данный документ не отвечает современным нормативным требованиям, технологии и применяемым материалам.

Дефекты, возникающие в конструкциях металлических резервуаров, не предусмотренные настоящими картами, должны устраняться по отдельным решениям с разработкой технологии применительно к изложенным случаям в картах.

Дефекты в конструкциях могут устраняться организацией, производящей ремонтные работы, по специально разработанной и согласованной с заказчиком технологии.

Однако приведенные карты могут выступать в качестве прототипа для разработки ТНПА Республики Беларусь по ремонту резервуаров. Данные подходы позволяют систематизировать процесс ремонтов стальных резервуаров, уменьшить трудоемкость и себестоимость процессов дефектов стальных резервуаров и обеспечить их работоспособность.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Толковый словарь терминов и понятий, применяемых в трубопроводном строительстве / под общ. ред. проф. Ю.А. Горяинова. – М.: Книга, 2000. – 215 с.
2. Алиев, Р.А. Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз / Р.А. Алиев, И.В. Березина, Л.Г. Телегин. – М.: Недра, 1987.
3. Правила технической эксплуатации металлических резервуаров на предприятии Главнефтеснаба РСФСР. – Ч. 2.

**УДК 622.691.4**

### **ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ СТАЛЬНЫХ СВАРНЫХ МУФТ ДЛЯ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ МГ**

**А. М. Шарыгин<sup>1</sup>, Е. А. Дасис<sup>2</sup>, Ю. Б. Какулия<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, Российская Федерация*

<sup>2</sup>*ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Российская Федерация*

<sup>3</sup>*Филиал Российского государственного социального университета,  
г. Анапа, Российская Федерация*

Надежность линейной части эксплуатируемых магистральных газопроводов (МГ) имеет тенденцию к снижению в силу ряда объективных причин, приводящих, в частности, к появлению дефектов в стенках труб.

Давно и часто применяемым способом восстановления эксплуатационной надежности труб газопроводов считается ремонт дефектных зон на трубах посредством установки сварных стальных муфт (ССМ). К настоящему времени накоплен большой опыт применения стальных муфт, разработано и апробировано много различных муфтовых конструкций, в результате чего и сложились определенные традиции – в частности, толщина муфтовой обечайки в большинстве случаев принимается равной или несколько большей толщины стенок трубы газопровода.

Качественная оценка влияния толщины муфтовой обечайки на деформированное состояние стенок газопровода приводит к выводу о незначительном росте эффективности ремонта муфтовой конструкцией при возрастании толщины муфтовой обечайки [1]. Выполним количественный анализ оптимальности толщины муфтовой обечайки, использованной для ремонта участка газопровода, содержащего протяженный трещиноподобный несквозной дефект продольной ориентации, относящийся к наиболее опасной разновидности поверхностных дефектов.

Предельное давление для участка трубопровода с протяженным дефектом при усилении ССМ, установленной без зазоров и без предварительного натяга, определим по соотношению

$$P_{np} = P_{np.m} + P_{np.m} - P_{\partial}, \quad (1)$$

где  $P_{np.m} = \frac{(1 - \bar{t}) \cdot 1,23 P_m}{1 - \frac{\bar{t}}{M}}$  – предельное давление для трубы с протяженным

поверхностным дефектом, МПа [2];

$\bar{t} = \frac{t}{\delta}$  – относительная глубина трещиноподобного дефекта;

$t$  – средняя глубина дефекта, мм;

$\delta$  – толщина стенки, мм;

$P_m$  – давление в трубопроводе, создающее в стенках трубы напряжения текучести, МПа;

$M = \sqrt{1 + 0,4 L^2 / R \delta}$  – коэффициент Фолиаса;

$L$  – длина протяженного дефекта, мм;

$R$  – наружный радиус трубы, мм;

$P_{np.m} = \frac{\sigma_{\delta} \delta_m}{R}$  – предельное давление для муфтовой обечайки, МПа;

$\delta_m$  – толщина муфтовой обечайки, мм;

$\sigma_{\delta}$  – предел прочности материала муфтовой обечайки, принимаем равным пределу прочности материала трубопровода, МПа;

$P_{\partial}$  – давление в трубопроводе при установке муфты, МПа.

Чтобы определиться с оптимальной толщиной муфтовой обечайки, принимаем:

$$P_{np} \leq P_{доп}, \quad (2)$$

где  $P_{доп} = \kappa_2 \sigma_T \delta / R$  – допустимое давление на стенки трубы, МПа;

$\sigma_m$  – предел текучести материала трубы, МПа;

$\kappa_2$  – коэффициент надежности.

Обозначим относительную толщину муфтовой обечайки как

$$\alpha = \frac{\delta_m}{\delta}.$$

Приравнявая (1) и (2) и приняв  $\kappa_2 = 1,15$ ,  $P_d = 0,33$  рабочего давления, после подстановки слагаемых для относительной толщины муфтовой обечайки, выполненной из стали с  $\sigma_s = 492$  МПа,  $\sigma_m = 400$  МПа и трубы диаметром  $D_n = 1220$  мм, получаем  $\alpha \approx 0,57$ .

Следовательно, стальная сварная муфта с толщиной стенки, составляющей 0,6 от толщины стенки трубопровода, будучи установленной над весьма опасным дефектом, обеспечивает необходимый запас прочности.

Кроме того, следует отметить, что муфта с излишней толщиной стенки хуже следует деформациям стенок трубопровода и может создавать дополнительные концентраторы напряжений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Александров, Ю.В. Опыт-расчетная апробация ремонта магистральных газопроводов стальными сварными муфтами / Ю.В. Александров, А.М. Шарыгин, А.С. Попков // Газовая промышленность. – 2009. – № 12. – С. 44 – 47.
2. Купершляк-Юзефович, Г.М. Расчет разрушающего давления в газопроводах, подверженных коррозионным растрескиваниям под напряжением / Г.М. Купершляк-Юзефович, Ю.Г. Разумовский // Строительство трубопроводов. – 1996. – № 6. – С. 17 – 18.