

СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Р.Ф. Шарифуллин, управляющий АО «НТЗ «ТЭМ-ПО»
С.В. Сыров, технический директор АО «НТЗ «ТЭМ-ПО»

М.В. Калачев, заместитель технического
директора по развитию АО «НТЗ «ТЭМ-ПО»

В настоящее время увеличивается потребность в проектировании и сооружении газонефтепроводов с повышенными рабочими параметрами эксплуатации. Но в этих условиях еще острее встает проблема обеспечения их надежности и безопасности. Не сформированы и не разработаны нормативные документы, регламентирующие критерии и методы оценки работоспособности данных объектов в условиях повышения напряжений в стенке трубы, значительного роста запаса упругой энергии, увеличения опасности стресс-коррозионных процессов и различных причин разрушения.

Для решения задач, связанных с организацией производства сварных высокопрочных труб на рабочее давление до 25 МПа, началась интенсивная работа на металлургических и трубных предприятиях по модернизации оборудования, совершенствованию и созданию новых технологических процессов.

В итоге трубная и металлургическая отрасли проводят комплексные исследования по разработке, освоению и внедрению высокопрочных сталей классом прочности K65 и выше и труб со стенкой толщиной до 50 мм с повышенной ударной вязкостью – 200 Дж/см² и более, позволяющих максимально удовлетворять потребность ТЭК страны в строительстве магистральных трубопроводных сетей на повышенные рабочие давления до 25 МПа. При производстве труб применяется комбинированная сварка с использованием сварки лучом лазера, что позволяет достигать высокой надежности и точности по геометрии труб.

Однако многие проблемы обеспечения гарантированной надежности и безопасности сварных труб нового поколения при их эксплуатации как в нашей стране, так и за рубежом пока полностью не решены ни в теоретическом, ни в экспериментальном плане. К таким проблемам относятся:

- аварийность трубопроводов из-за коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) и пути ее снижения;

- методы и критерии оценки трещиностойкости газонефтепроводных сварных труб и пути их совершенствования;

- геометрическая и механическая неоднородности сварных соединений высокопрочных труб и их влияние на работоспособность.

Проанализируем проблемы обеспечения надежности и безопасности сварных труб и рассмотрим пути их решения. На процессы КРН влияют многочисленные факторы, в том числе выбор стали и способы ее изготовления, технология изготовления труб, уровень остаточных напряжений, поверхностные дефекты в трубе, повышенный уровень эксплуатационных напряжений, состояние изоляции, воздействие грунта и др.

Для оценки трещиностойкости газонефтепроводных труб в заводской и исследовательской практике в основном использу-

ется метод испытания стандартных образцов на ударный изгиб с определением ударной вязкости (KCV), которая является нормативным показателем обеспечения надежности конструкций. Формирование нормативных требований по ударной вязкости для сварных труб большого диаметра осуществляется в зависимости от размеров труб, рабочих параметров трубопровода и транспортируемого продукта (таблица).

Ударная вязкость как критерий оценки хрупкой прочности трубопроводов способствовала значительному улучшению качества трубных сталей и повышению надежности и безопасности трубопроводных систем.

Газонефтепроводные трубы повторно подвергают гидротестированиям на прочность и герметичность в процессе строи-

Нормативные требования по ударной вязкости для сварных труб большого диаметра

Документ	Ударная вязкость KCV, Дж/см ²	
	Нефтепровод	Газопровод
СНиП 2.05.06-85	40 –	40 110
СП 101-34-96	– –	80 110
СП 34-101-98	60	–
ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04	80	–
СТТ-08.00-60.30.00-КТН-035-1-05	80	–
Современные требования	90	100
	110	130
	140	150

тельства трубопроводов. Согласно СНиП 2.05.06-85, СНиП III-42-80 и другим нормативным документам испытывают трубопроводы при окружных напряжениях 67–85 % нормативного предела текучести. Имеются отдельные схемы испытания нефтепроводов при напряжениях, равных (0,9–0,95) σ_T . Американские компании проводят испытания трубопроводов при напряжениях, составляющих 100–113 % минимального предела текучести. При этом пластические деформации в стенке не должны превышать 2 %. Отмечается, что испытания трубопроводов повышенным давлением позволяют выявлять более 60 % дефектов в трубах.

Результаты данных стендовых испытаний реальных труб методом стресс-теста, когда наводятся пластические деформации в стенке трубы до 0,6 %, полностью совпадают с результатами исследований, рассмотренных выше. При экспандировании кольцевого образца до 1,2 % возникают локальные остаточные деформации в околошовной зоне сварного соединения от 1,0 до 7,8 %. При реальном деформировании периметра трубы до 0,6 % предельная величина остаточной деформации в околошовной зоне трех испытанных труб составила, соответственно, 2,45; 2,82 и 3,34 % [1].

Таким образом, результаты исследований по установлению распределения остаточных деформаций в сварных газонефтепроводных трубах позволяют утверждать, что при гибке, формовке, экспандировании, гидроиспытании труб и при опрессовке трубопроводов на повышенные давления возникают значительные суммарные пластические деформации периметра трубы, превышающие 2–3 %. При таких остаточных деформациях создаются условия для локализации в зонах сварного шва и околошовной зоне пластических деформаций, близких или превышающих предельный запас пластичности.

Возникают условия для аварийных ситуаций трубопроводов.

При производстве высокопрочных прямошовных труб нового поколения целесообразно рассмотреть и решить следующие первоочередные научно-технические задачи:

- выявить причины повышенной аварийности трубопроводов из-за стресс-коррозионных разрушений (почти половина от всех разрушений), особенно в зонах сварного соединения и подгибки кромок труб в процессе технологического передела «лист – труба»;



- провести анализ влияния локальных пластических деформаций в сварном шве, околошовной зоне и основном металле на КРН;

- разработать и внедрить принципиально новые теоретические решения и экспериментально-расчетные подходы оценки прочности и трещиностойкости труб нового поколения, так как организация производства газонефтепроводных труб из стали класса прочности К80 и выше с толщиной стенки 40–50 мм, при которой труба уже относится к толстостенному сосуду ($s/D = 0,06–0,08$), с ударной вязкостью от 150–300 Дж/см², гидроиспытания труб при напряжениях в стенке, равных или выше величины предела текучести, повышение рабочего давления в нефтепроводах до 5,5–14,0 МПа, а в газопроводах – 10–25 МПа при сохранении методологической основы по расчету прочности и оценки сопротивляемости деформированию и хрупкому разрушению на прежнем уровне не могут не иметь серьезных последствий по-

вышения аварийности реальных объектов.

Для реализации сформулированных проблем предлагается выполнить ряд первоочередных практических решений:

- провести исследования по установлению оптимальных режимов гидроиспытаний труб и трубопроводов при напряжениях в стенках, равных или выше предела текучести стали, из которой изготовлен контролируемый объект;

- провести сопоставительные исследования влияния технологического передела «лист – труба» на работоспособность высокопрочных прямо- и спиральношовных труб, изготавливаемых на российских трубных заводах.

Решение предлагаемых и других научно-технических проблем при производстве газонефтепроводных труб нового поколения возможно только на основе создания государственной программы, которая должна выполняться научно-исследовательскими и инженеринговыми организациями с участием изготовителей и потребителей трубной продукции. Финансирование такой программы должно обеспечиваться трубными заводами, трубными компаниями и заказчиками труб в лице ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть», ПАО «НК «Роснефть» и др. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Седых А.Д., Хоменко В.И., Курбатов Н.И., Тоут А.И. Испытания газопроводов на повышенные давления // Потенциал. 1999. № 2.



АО «Набережночелнинский трубный завод «ТЭМ-ПО»
423800, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул. Моторная, д. 38
Тел.: +7 (8552) 20–21–17, 8–800–775–20–21
E-mail: ntz@ntz-tempo.ru
tэмпо.рф