

ДЕТЕРМИНИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТИ И ГАЗА

И.А. Леонович, Г.Г. Васильев

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

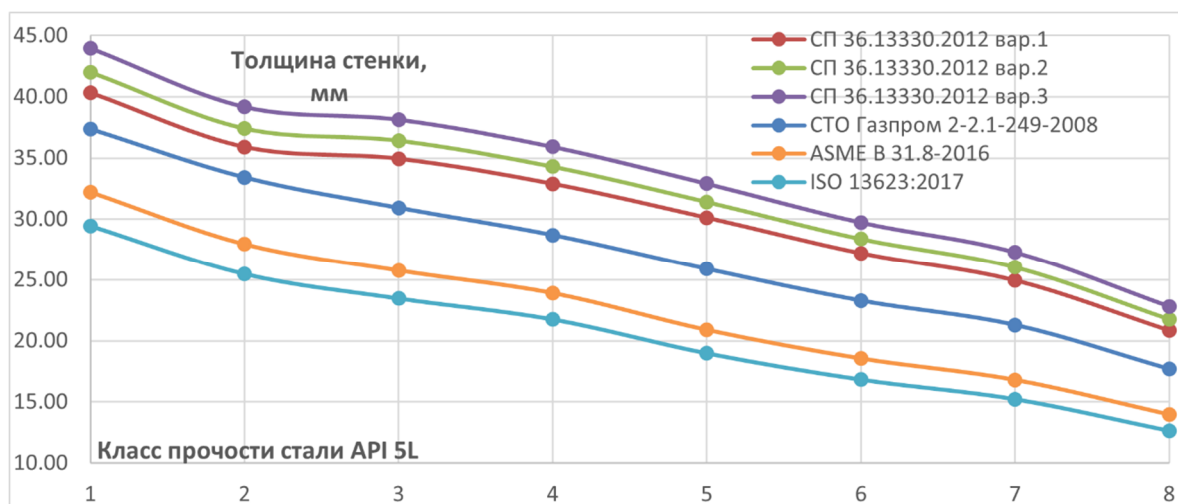
Используемые в практике проектирования трубопроводов для транспорта нефти и газа как по российским, так и по зарубежным нормам методы расчетов по предельным состояниям опираются на допускаемые напряжения [1], значение которых определяется опосредованно по прочностным характеристикам трубных сталей с учетом коэффициентов надежности, основанных на базе эмпирического опыта более чем сорокалетней давности. Результаты анализа численных значений коэффициентов надежности [2] и [3] показали, что данные значения в российских нормах не подвергались сколько-нибудь значимому пересмотру или актуализации, несмотря на то, что практика трубопроводного строительства и эксплуатации шагнула далеко вперед за последние десятилетия. Внедрение новых трубопроводных сталей, появление новых и ужесточение существующих требований к свойствам применяемых сталей выразилось в широком обновлении нормативных документов, регулирующих трубную продукцию, но не затронули коэффициенты надежности, в том числе по материалам, при проектировании. Аналогичная ситуация возникает с радикальным изменением подходов к диагностике трубопроводов и методам его ремонта.

Все это привело к тому, что новые трубопроводы в Российской Федерации проектируются, сооружаются и эксплуатируются с неполным использованием несущей способности современной трубной продукции, что в условиях высокой металлоемкости линейной части (до тысячи тонн трубной стали на километр трубопровода), приводит к снижению эффективности трубопроводного транспорта. Кроме того, с улучшением свойств трубных сталей, ситуация будет усугубляться, а доля не используемых возможностей по несущей способности труб увеличиваться.

Расчетные значения толщин стенок для указанных методик по широкому спектру трубных сталей для газопроводов перспективной конфигурации по трем участкам представлены на рисунке 1.

Следует отметить, что для методики СП 36.13330.2012 следует учитывать не только прочностные характеристики трубопроводной стали, но и непосредственно технологию изготовления трубной продукции. Исходя из этого методика СП 36.13330.2012 на рисунке 1 представлена в трех вариантах:

– вариант 1 — *сварные, изготовленные электроконтактной сваркой токами высокой частоты, сварные соединения которых термически обработаны и подвергнуты автоматическому контролю в объеме 100% неразрушающими методами трубы;*



1 – класс прочности X52; 2 – X60; 3 – X65; 4 – X70; 5 – X80; 6 – X90;
7 – X100; 8 – X120 по API 5L

Рисунок 1. – Толщина стенки расчетного газопровода для участков с максимальной безопасностью (соответствует категории В по СП 36.13330.2012)

– варианта 2 — сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% сварных соединений неразрушающими методами;

– вариант 3 — сварные из стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами.

Анализ зависимостей показывает, что относительно толщины стенки по методике ISO 13623:2017, толщина стенки по методике ASME B31.8-2016 будет больше на 9-11%, в среднем на 10%, толщина стенки по методике СТО Газпром 2-2.1-249-2008 – на 27-40%, в среднем на 35%, а толщина стенки по методике СП 36.13330.2012 будет больше на 37-81%, в среднем – 60%.

Повышения класса прочности труб ведет к снижению толщины стенки трубопровода, фактически в линейной прогрессии. Значения разницы в толщине стенок по разным классам прочности можно использовать в качестве критерия для технико-экономического обоснования целесообразности применения труб повышенного класса прочности. Для других участков выявленные зависимости сохраняется.

Для основной трассы газопровода (категории участков I-II) разница между толщинами стенки по рассматриваемым методикам существенно меньше, чем для участков повышенной безопасности, относительно толщины стенки по методике ISO 13623:2017, толщина стенки по методике ASME B31.8-2016 будет больше на 2-3%, в среднем на 2,5%, толщина

стенки по методике СТО Газпром 2-2.1-249-2008 – на 11–19%, в среднем на 15%, а толщина стенки по методике СП 36.13330.2012 будет больше на 16–51%, в среднем – 34%. Основная трасса трубопровода, рассчитанного по СП 36.13330.2012, будет иметь запас прочности по толщине относительно трубопровода, рассчитанного по ISO 13623:2017, не менее чем на шестнадцать процентов больше. При уменьшении давления или диаметра указанные зависимости сохраняются.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев Г.Г. О развитии нормативных требований к промышленным трубопроводам для нефти и газа / Васильев Г.Г., Сенцов С.И., Иванцова С.Г., Леонович И.А. // Нефтяное хозяйство. 2017. № 1. С. 78-83.;
2. Васильев Г.Г., Леонович И.А. Исследование влияния коэффициентов надежности на расчетные толщины стенок магистральных трубопроводов нефти и газа // Безопасность труда в промышленности. 2018. № 1. С. 5-13.;
3. Васильев Г.Г., Леонович И.А., Сальников А.П. Коэффициенты надежности в расчетах толщин стенки промышленных трубопроводов / Васильев Г.Г., Леонович И.А., Сальников А.П. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 6 (64). С. 49-55.