

Литература

1. П.В. Бурков, С.П. Буркова, В.Ю.Тимофеев, А.А. Алёшкина, А.А. Ащеулова. Исследование состояния днища вертикального стального резервуара, анализ методик диагностики его состояния и выявления причин его деформации. //Вестник кузбасского государственного технического университета. – Кемерово, 2013. – № 4. – С. 79 – 81.
2. О.В. Кононов. Развитие технологий и технических средств для борьбы с отложениями в нефтяных емкостях. – Уфа, 2010. – С 133-145.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ

А.О. Марков, М.А. Буховский

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приведены основные допущения при моделировании сварного соединения. Показано, какие напряжения и перемещения возникают в предложенном соединении. Рассчитаны основные параметры рабочей сварной конструкции. Смоделировано сварное соединение.

Исходные данные моделируемого сварного соединения:

Труба D=1220 мм, Выксунского металлургического завода по ТУ 14-3-1573-99 из стали 09Г2С.

Таблица 1

Исходные данные

Температурный перепад Δt , оС	Рабочее давление P , МПа	Номинальная толщина стенки δ_n , мм	Характеристики материала труб			Кэф. надежности по материалу K_1
			марка стали	временное сопротивление $R_{n1} = \sigma_{\text{вр}}$, МПа	предел текучести $R_{n2} = \sigma_t$, МПа	
± 30	4,8	9;11;12;13;14;15;16	09Г2С	450	350	1,47

Расчет толщины стенки

Расчетное сопротивление металла трубы по пределу прочности на разрыв вычисляется [4]:

$$R_1 = \frac{R_1'' \cdot m}{K_1 \cdot K_n} = \frac{450 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1,05} = 218,6 \text{ МПа}, \quad (1)$$

где m – коэффициент условия работы трубопровода, для II категории трубопровода (по табл.1 СНиП 2.05.06–85*) принимается равным 0,75; K_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, в зависимости от давления и диаметра трубопровода (по табл. 11 СНиП 2.05.06 85*) принимается равным 1,05; R_1'' – предел прочности по ГОСТ 19281–89 равный 450 МПа;

K_1 – коэффициент надежности по материалу по СНиП 2.05.06–85* принимается равным 1,47.

Расчетное сопротивление металла трубы по пределу текучести [4]:

$$R_2 = \frac{R_2'' \cdot m}{K_2 \cdot K_n} = \frac{350 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1,05} = 217,3 \text{ МПа}, \quad (2)$$

где R_2'' – предел прочности по ГОСТ 19281–89 равный 350 МПа; K_2 – коэффициент надежности по материалу, учитывающий способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики (по табл. 10 СНиП 2.05.06–85*) при R_2'' / R_1'' не больше 0,8 принимается равным 1,15.

В соответствии с безмоментной теорией расчета оболочковых конструкций толщина стенки трубопровода вычисляется:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 4,8 \cdot 10^6 \cdot 1220}{2 \cdot (218,6 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 3,5 \cdot 10^6)} = 11 \text{ мм}, \quad (3)$$

где n_p – коэффициент надежности по внутреннему давлению в трубопроводе (по табл. 13 СНиП 2.05.06–85*) принимаем равным 1,15; P – рабочее давление по условию равное 4,8 МПа.

Расчет на прочность стыкового шва (при врезке катушки).

Распределение напряжений по сечению становится неравномерным (рис.1). Зоны шва, сопрягаемые с основным металлом, испытывают концентрацию напряжений [2].

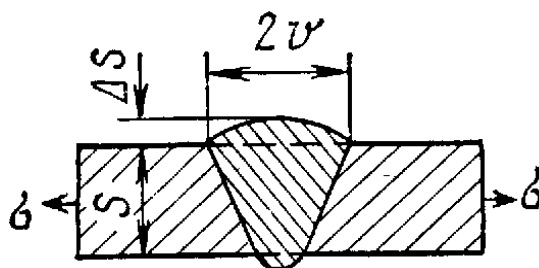


Рис. 1 Геометрия стыкового шва

Предполагаем, что сварное соединение не имеет дефектов, способных вызвать дополнительные напряжения, подвержено воздействию только внутреннего давления, смещение не предполагается. В результате процесса сварки шов имеет геометрическую форму согласно ГОСТ 16037–80: $\Delta S = 3 \text{ мм}$; $S = 11 \text{ мм}$; $2v = 17 \text{ мм}$.

Концентрация напряжения, определяемая геометрией сварного шва, которая учитывается в расчетах как коэффициент концентрации формы:

$$m = U \cdot v = 0,14 \cdot 8,5 = 1,2; \quad (4)$$

$$U = \sqrt{(\Delta S + S)/(\Delta S^2 \cdot S)} = \sqrt{(3 + 11)/(3^2 \cdot 11)} = 0,14, \quad (5)$$

где S – толщина соединяемых элементов, мм; ΔS – утолщение в зоне шва, мм; v – полуширина шва, мм.

По теореме Лапласа найдем кольцевые и меридиональные напряжения:

$$\frac{P}{S} = \frac{\sigma_m}{\rho_m} + \frac{\sigma_t}{\rho_t}, \quad (6)$$

где P – рабочее давление равное по условию 4,8 МПа; ρ_m – меридиональный радиус стремится к 0; ρ_t – срединный радиус равный 604,5 мм.

$$\sigma_t = \frac{P \cdot \rho_t}{S} = \frac{4,8 \cdot 10^{-6} \cdot 604,5}{11} = 200,4 \text{ МПа}; \quad (7)$$

$$\sigma_m = \frac{\sigma_t}{2} = 100,2 \text{ МПа}. \quad (8)$$

Проведем сравнения максимального напряжения с учетом коэффициента напряжения формы с предельным значением прочности для стали 09Г2С:

$$\sigma_t \cdot \alpha_\phi = 354,3 \text{ МПа} \geq [\sigma] = 350 \text{ МПа}. \text{ Условие прочности не выполняется.}$$

Из полученных в программе данных, при помощи математических расчётов, получаем следующие данные: максимальные перемещения в сварном шве равны $0,36 \cdot 10^{-9}$ см, максимальные перемещения в пришовной зоне $0,8 \cdot 10^{-10}$ см.

Построен график, отображающий распределение нагрузки в зоне шва в зависимости от удаления от оси сварного шва. Возможно нахождение значения нагрузки в задаваемых точках.

В зоне наибольших напряжений сделано сечение. По данным, полученным из программы, построен график, показывающий распределение перемещений по длине выбранного сечения.

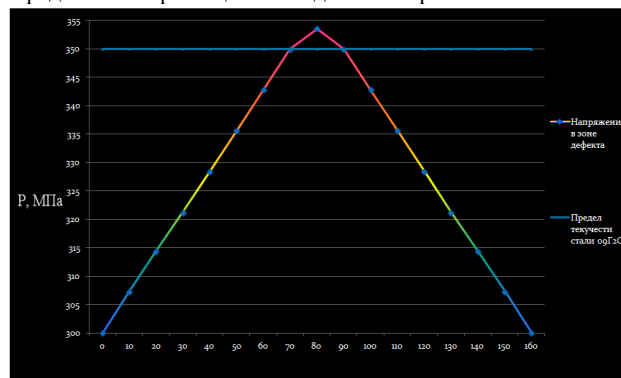


Рис. 2 График интенсивности напряжений в выбранном сечении

Выводы

Исходя из расчетных данных, напряжения, возникающие в стенке трубы при выбранных параметрах, превышают предел прочности материала (рис. 3). Поэтому, следует сделать вывод об усилении пришовной зоны,

а также осуществлять подбор материалов с большим пределом прочности, что позволит увеличить запас прочности материала на максимально допустимую нагрузку.

Литература

1. Андрей Алехин, Вадим Шелофаст, Ответственное сварное соединение: требуется расчет, САПР и графика 4'2007.
2. Вайншток С.М., Новоселов В.В., Прохоров А.Д., Шаммазов и др. Трубопроводный транспорт нефти. Учебник для вузов: В 2 т. – М.: 000 "Недра-Бизнесцентр", 2004. – Т.2 – 621 с.
3. Горшков А.Г., Трошин В.Н., Шалашилин В.И. Сопротивление материалов: Учебное пособие. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2005 г. – 544 с..
4. Советченко Б.Ф. Специальные главы прочности: Учебное пособие. – Томск: Изд – во ТПУ, 1998 г. – 88 с.
5. СНиП 2.05.06–85* «Магистральные трубопроводы».

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПАРАБЕЛЬ – КУЗБАСС

С.А. Кнауб

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Протяженность магистральных газопроводов России по состоянию на 1.01.2006 составляет 151 тысяча километров. Большинство из них находится в эксплуатации свыше 20-30 лет, что подчеркивает актуальность задачи безаварийной эксплуатации и повышения надежности газотранспортных систем. Анализ дефекта металлов показывает, что разрушению в основном подвержены трубопроводы, изолированные полимерными ленточными покрытиями различных типов. Через 12-15 лет эксплуатации защитные качества такой пленки утрачиваются – и встает вопрос о её замене. Большая часть газопроводов России изолирована полимерными материалами. Наиболее оперативным и информативным методом диагностики трубопроводных систем магистральных трубопроводов в настоящее время является ВТД(внутритрубная диагностика). Применение внутритрубной диагностики позволяет обнаруживать все основные типы дефектов, ранжировки их по степени опасности и определению приоритета магистральных газопроводов для проведения идентификации поврежденных участков и вывода их в ремонт. Целью данной работы является: оценка данных полученных внутритрубным инспекционным прибором и данных дополнительного дефектоскопического контроля, определение типов дефектов преобладающих на данном участке, диагностике и получение достоверной информации о техническом состоянии газопровода. Основной задачей технологической диагностики линейной части магистральных газопроводов является своевременное выявление изменений её технического состояния: условий взаимодействия с окружающей средой, оценка остаточного ресурса газопровода, а также выбор наиболее эффективных способов ремонта и мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации и надежной работоспособности линейной части магистральных газопроводов. В соответствии с ГОСТ дефекты разделяют на явные и скрытые, а также критические, значительные и малозначительные. Такое разделение дефектов проводят для последующего выбора вида контроля качества продукции. При любом методе контроля о дефектах судят по косвенным признакам, свойственным данному методу. Специалистами филиала «Саратоворгдиагностика» были проведены работы по внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» I – нитка Д=1020 мм. Обследование проводилось в соответствии с технологией, определяемой «Руководством по эксплуатации и обслуживанию диагностического комплекса «Крот-1000» и «Инструкцией по пропуску очистных устройств» разработанной ООО «Газпром трансгаз Томск». Для очистки внутренней полости трубы от загрязнений был произведен пропуск очистного скребка. Время в пути 5 час 57 мин, средняя скорость движения 13,9 км/час. Для определения коррозионного состояния полости трубы была произведена запасовка и пропуск прибора – дефектоскопа «КРОТ – 1000». Время в пути 11 час 21 мин, средняя скорость движения 7,3 км/час. Для подтверждения данных коррозионного обследования полости трубы, выявления продольно-ориентировочных дефектов была произведена запасовка и пропуск универсального магнитного дефектоскопа «УМД – 100». Время в пути 11 час 15 мин, средняя скорость движения 5,7 км/час. Коррозионное обследование: запись информации произведена по всей длине обследуемого участка. Процентное соотношение количества дефектов на обследуемом участке газопровода позволило выявить:

1. Основными дефектами магистрального газопровода является коррозионное повреждение тела трубы. В некоторых местах коррозии превышает 50% от толщины стенки трубы.

2. Максимальное процентное расположение коррозионных дефектов по окружности трубы приходится от 4 до 8 часов, что говорит о причине их возникновения:

- повреждение изоляционного покрытия в результате нарушения укладки технологии трубопровода в траншею;
- повреждение изоляционного покрытия под весом тяжести самого трубопровода;
- отслаивание изоляционного покрытия и скапливания воды в нижней части образующей трубопровода.

Дополнительный дефектоскопический контроль в шурфах проводился специалистами Центра диагностики Инженерно-технического центра ООО «Томсктрансгаз». При визуальном и измерительном контроле применялся «АРШИН» -комплект для визуального и измерительного контроля. В результате