УДК 622.692.4

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА С ОТВОДАМИ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ ПО ДАННЫМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ

Г.Е.КОРОБКОВ, А.П.ЯНЧУШКА, М.В.ЗАКИРЬЯНОВ

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия

Знание текущего напряженно-деформированного состояния какого-либо участка или конструкции трубопровода позволяет принимать обоснованные решения по их эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту, а также по прогнозированию технического состояния. Рассматривается задача определения характеристик напряженно-деформированного состояния участка газопровода, имеющего отводы холодного гнутья (ОХГ) по данным внутритрубной диагностики (ВТД). Гнутая часть ОХГ характеризуется наличием остаточных напряжений и деформаций в стенке отвода, которые вносят долю своего влияния в общий уровень напряженно-деформированного состояния газопровода, работающего под действием внешних и внутренних нагрузок. Используя результаты внутритрубной диагностики, численным моделированием и решением определено изменение значений продольных напряжений и показана необходимость учета остаточных напряжений в зоне упругопластических деформаций отводов холодного гнутья.

Ключевые слова: газопровод; отвод холодного гнутья; моделирование; метод конечных элементов; напряжения

Как цитировать эту статью: Коробков Г.Е. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния участка газопровода с отводами холодного гнутья по данным внутритрубной диагностики / Г.Е.Коробков, А.П.Янчушка, М.В.Закирьянов // Записки Горного института. 2018. Т. 234. С. 643-646. DOI: 10.31897/PMI.2018.6.643

Введение. Современный опыт эксплуатации линейной части магистральных газопроводов (МГ) указывает на малоизученность дефектов поперечного КРН, одной из причин которого является высокий уровень изгибных напряжений в стенке трубы или соединительной детали [1, 7, 9].

Исследования [4, 7, 9] направлены на оценку напряженно-деформированного состояния (НДС) потенциально-опасных участков (ПОУ) магистральных газопроводов по признаку высоких изгибных напряжений. Оценка проводится на основании определенных по внутритрубной диагностике (ВТД) радиусов кривизны участков и проведенных полевых замеров уровня напряжений. Оценка НДС в [4] ограничивается упругой зоной работы металла. С одной стороны, такой подход является достаточным, поскольку по нормативным документам напряжения в стенке трубы не должны превышать предел текучести материала. С другой стороны, в процессе изготовления отводов холодного гнутья (ОХГ) возникают упругие и пластические (остаточные) деформации, величина которых зависит от параметров гнутья, геометрических и прочностных характеристик трубы. В [9] показана возможность оценки НДС по величинам прогибов вскрытого и засыпанного участка газопровода с ОХГ по результатам численного анализа и данных геодезического позиционирования. Не умаляя значимости работ [4, 7, 9], отметим, что необходим дополнительный учет остаточных напряжений и деформаций в общем НДС ПОУ, подробное рассмотрение НДС упругопластической зоны ОХГ для выявления наиболее возможных зон трещинообразования. Важно учесть изменение жесткости поперечного сечения, приобретенную эллиптичность и степень упрочнения металла.

Теоретические результаты и обсуждение. На основании [2, 3] определено, что пластические деформации и остаточные напряжения в стенке ОХГ могут являться неблагоприятными факторами для будущей эксплуатационной надежности участка МГ с ОХГ. Задача определения напряженно-деформированного состояния магистральных газопроводов с ОХГ с учетом остаточных напряжений и деформаций актуальна для газотранспортной отрасли.

Требования к ОХГ и кривым вставкам для стальных магистральных трубопроводов устанавливает ГОСТ 24950-81. При определении НДС участка трубопровода, выполненного с использованием кривой вогнутой вставки – ОХГ, полагаем, что трубопровод имеет достаточную протяженность в обе стороны от поворота. При этом принимается, что ОХГ соответствует первому типу по ГОСТ 24950-81 с равной длиной прямых концов отвода (рис.1).

Появление пластических деформаций в крайних по высоте зонах поперечного сечения в трубах происходит с некоторой начальной кривизны. С увеличением кривизны изгибаемой трубы зоны пластических деформаций распространяются к оси трубы. В общем случае при пластическом

Рис. 1. Отвод первого типа по ГОСТ 24950-81

α – угол гибки отвода; D_n – наружный диаметр отвода;
 ρ – радиус кривизны отвода; l_1, l_3 – длина прямых концов отвода,
 l_2 – длина гнутой части отвода

изгибе (модель бруса) создается объемное напряженное состояние, что значительно усложняет процесс определения деформаций по высоте поперечного сечения. В связи с этим в ряде исследований принимаются некоторые упрощения расчетных схем при математическом анализе пластического изгиба бруса. В частности, при больших относительных радиусах изгиба трубы в расчетах можно учитывать только продольные напряжения и деформации, однако во внимание принимается влияние упругодеформированной зоны и степень упрочнения металла.

Согласно ГОСТ 24950-81, расчетный унифицированный радиус гибки (или остаточный радиус) для трубы с DN 1220-1420 мм должен составлять 60 м. Современные профилемеры, применяемые при внутритрубной диагностике,

позволяют найти радиусы кривизны ρ и углы поворота α трубопровода. В работе [6] показано, что радиусы упругопластической зоны ОХГ средствами ВТД определяются с точностью, позволяющей диагностировать изменение НДС участка. Для наиболее полной картины НДС ОХГ и контроля ее изменения необходимы достоверные данные технического контроля предприятия-изготовителя отвода, а именно первоначальные геометрические параметры: радиус и угол гибки. В качестве исходных данных примем ОХГ с $D_n = 1220$ мм, толщиной стенки 15,4 мм, длиной 11,65 м, радиусом кривизны 60 м, углом гнутья $\alpha = 3^\circ$. Механические характеристики материала ОХГ: предел текучести $\sigma_T = 490$ МПа, временное сопротивление разрыву $\sigma_B = 640$ МПа, модуль Юнга $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа, коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$. Пластическая модель деформирования стали принята линейной с постоянным модулем упрочнения G_T . Согласно [6], значение показателя степени упрочнения m для конструкционных металлов находится в пределах $0 \leq m < 0,3$. В свою очередь величины G_T и m связаны между собой следующим выражением:

$$G_T = 0,35mE. \quad (1)$$

Значение показателя степени упрочнения может быть определено расчетными методами на основе механических свойств металла. В расчетах примем $m = 0,1$, тогда $G_T = 7210$ МПа.

Исследователями широко применяется метод конечных элементов (КЭ) для оценки НДС отводов различного радиуса кривизны и диаметра [5, 8-14]. Для расчета НДС участка газопровода с ОХГ была разработана математическая КЭ-модель в соответствии с [8]. На первом этапе расчета КЭ-модели определяются остаточные продольные напряжения ОХГ, т.е. рассчитывается НДС отвода на этапе изготовления. Изгиб происходит под действием осевых изгибающих моментов, приложенных к поперечным сечениям прямой трубы на продольных координатах точек А и В (рис.1). На втором этапе расчета КЭ-модели определяются полные продольные напряжения в ОХГ с учетом осевых усилий, т.е. рассчитывается НДС ОХГ на этапе эксплуатации. При этом задачу целесообразно решать методом последовательных приближений к данным ВТД по радиусу кривизны и углу поворота участка трубопровода.

Согласно рис.1, длина кривой – гнутая часть отвода

$$l_2 = \frac{\rho_{\text{ост}} \pi \alpha}{180}. \quad (2)$$

Кривизна отвода приобретает в процессе гнутья, поэтому длина кривой l_2 остается неизменной, а изменяются лишь радиус и угол отвода:

$$\rho_1 \alpha_1 = \rho_2 \alpha_2 = \rho_n \alpha_n, \quad (3)$$

где $\rho_1 \dots \rho_n$ – измеренные радиусы кривизны ОХГ в период проведения ВТД либо данные после изготовления; $\alpha_1 \dots \alpha_n$ – измеренные углы ОХГ в период проведения ВТД либо данные после изготовления.

Выражение (3) показывает, что при уменьшении радиуса кривизны ОХГ увеличивается угол отвода, и наоборот. Любое изменение угла отвода и радиуса его кривизны ведет к изменению НДС.

Рис.2. Распределение продольных напряжений в среднем поперечном сечении ОХГ

Рассмотрим НДС ОХГ после его изготовления в среднем сечении ОХГ (на рис.1 – продольная координата точки Б). В стенке верхней части отвода (с 11 до 1 ч) остаточные напряжения являются растягивающими, а в стенке нижней части отвода (с 5 до 7 ч) – сжимающими (рис.2, а). Данные обстоятельства говорят о стремлении отвода к «распрямлению». Остаточные напряжения на прямых участках ОХГ равны нулю. По периметру гнутой части ОХГ остаточные напряжения распределены неравномерно и максимальных значений достигают на границе упругой и пластической зон (от –330 до 330 МПа). Согласно теории Кармана происходит овализация поперечного сечения ОХГ. Стоит отметить, что авторами работ [5, 11] получены аналогичные результаты значений максимальных напряжений.

По результатам ВТД определено, что данный отвод имеет кривизну $\rho = 56$ м, т.е. кривизна отвода увеличилась. Необходимо найти, насколько изменились продольные напряжения из-за изменения кривизны ОХГ. Для этого методом последовательных приближений определены осевые изгибающие моменты на торцах гнутой части ОХГ, величина которых необходима для изменения радиуса кривизны ОХГ с 60 до 56 м. Результаты расчета продольных напряжений приведены в таблице. Упруго-пластическая область ОХГ имеет экстремумы продольных напряжений (рис.2), поэтому в таблице отображены подробные результаты расчета для узлов модели с 2 до 4 ч по условному циферблату.

Результаты расчета продольных напряжений в узлах КЭ-модели

Положение узла по условному циферблату часов, ч	Продольные напряжения (остаточные), Па	Продольные напряжения (остаточные + изгибные), Па	Изменение продольных напряжений, Па
0	1,327E+08	–7,935E+06	1,407E+08
1	4,398E+07	–7,595E+07	1,199E+08
2	–1,969E+08	–2,608E+08	6,385E+07
2,15	–2,401E+08	–2,939E+08	5,383E+07
2,3	–2,847E+08	–3,281E+08	4,347E+07
2,45	–3,305E+08	–3,633E+08	3,283E+07
2,60	–3,055E+08	–3,275E+08	2,200E+07
2,75	–1,716E+08	–1,827E+08	1,103E+07
3	–4,047E-01	–4,301E-01	2,537E-02
3,15	1,716E+08	1,827E+08	–1,103E+07
3,30	3,055E+08	3,275E+08	–2,200E+07
3,45	3,305E+08	3,633E+08	–3,283E+07
3,60	2,847E+08	3,281E+08	–4,347E+07
3,75	2,401E+08	2,939E+08	–5,383E+07
4	1,969E+08	2,608E+08	–6,385E+07
5	–4,398E+07	7,595E+07	–1,199E+08
6	–1,327E+08	7,935E+06	–1,407E+08

Максимальное изменение значений напряжений достигает $-140,7$ МПа на верхней образующей ОХГ и $+140,7$ МПа на нижней (рис.2, б). Происходит растяжение нижних и сжатие верхних образующих отвода. Максимальные напряжения локализованы ближе к нейтральной линии отвода – на границе пластической и упругой зон. Изгибные напряжения, вызванные изменением радиуса кривизны ОХГ, суммируясь с существующими остаточными напряжениями, достигают 70 % от предела текучести стали. Исследования [1, 15] показывают, что процессы КРН протекают более интенсивно в зонах повышенных (растягивающих) напряжений, причем диапазон пороговых напряжений составляет 70-80 % от предела текучести трубной стали. Данные обстоятельства указывают на необходимость учитывать остаточные напряжения в ОХГ.

Заключение. На основании изученной исполнительно-технической документации на участок газопровода и данных ВТД можно провести численное моделирование и расчет НДС участков с ОХГ, оценку изменения уровня НДС на горизонтальных, вертикальных и совмещенных поворотах трассы, оценку технического состояния трубопровода. Данные расчета КЭ-модели позволяют определить остаточные напряжения и деформации; эквивалентные, продольные напряжения в пластической зоне ОХГ с учетом продольных сил и изгибающих моментов. Совершенствование внутритрубных приборов-дефектоскопов с точки зрения точности замеров геометрии трубопровода позволит повысить достоверность результатов расчета НДС участков газопровода с ОХГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН // Практика противокоррозионной защиты. 2011. № 1. С. 22-26.
2. Биргер И.А. Остаточные напряжения. М.: МАШГИЗ, 1963. 233 с.
3. Зайнуллин Р.С. Обеспечение работоспособности нефтепроводов и сосудов давления // Сборник научных статей / ИПТЭР, МНТЦ «БЭСТС». Уфа, 1999. 110 с.
4. Исследование напряженно-деформированного состояния потенциально опасного участка магистрального газопровода / М.Б.Тагиров, Ф.М.Мустафин, Р.М.Аскаров, Т.А.Бакиев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2017. № 2. С. 9-14.
5. Математическое моделирование формовки отводов холодного гнутья, оптимизация технологического процесса, анализ предельных состояний / И.П.Шабалов, В.Я.Великоднев, И.С.Котова, В.С.Каленский // Сборник трудов XXIII Международной научно-технической конференции, 12-18 сентября 2016 г. / Севастопольский государственный университет. Севастополь, 2016. Т. 2. С.172-175.
6. Махутов Н.А. Деформационные критерии разрушения и расчет элементов конструкций на прочность. М.: Машиностроение, 1981. 272 с.
7. Усманов Р.Р. Разработка технологии выявления и ремонта потенциально опасных участков газопроводов по признаку поперечного коррозионного растрескивания под напряжением / Р.Р.Усманов, М.В.Чучкалов, Р.М.Аскаров // Территория Нефтегаз. 2014. № 12. С.74-77.
8. Численный анализ пожарной опасности магистральных газопроводов / В.Е.Селезнев, В.В.Алешин, Г.С.Клишин, С.В.Фотин. М.: Едиториал УРСС, 2004. 328 с.
9. Чучкалов М.В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук / ООО «Газпром трансгаз Уфа». Уфа, 2015. 51 с.
10. Bathe K.J. A simple and effective pipe elbow element – some nonlinear capabilities / K.J.Bathe, C.A.Almeida, L.W.Ho // Computers and Structures. 1983. Vol. 17 (№ 5-6). P. 659-667.
11. Modeling of pipe cold bending: a finite element approach / I.T.Riagusoff, P.Kenedi, L.G. de Souza, P.L.Pacheco // VI National congress of mechanical engineering. 2010. URL: <https://www.researchgate.net/publication/282861951> (date of access 31.01.2018).
12. Prediction of Springback in CNC Tube Bending Process Based on Forming Parameters / L. Sözen, M.A. Guler, R.M. Görgülüarslan, E.M. Kaplan // 11th International LS-DYNA Users Conference. Dearborn, USA, 2014. P. 7-20.
13. Šloderbach Z. Generalized model of strains during bending of metal tubes in bending machines // Journal of Theoretical and Applied Mechanics. 2014. № 52 (4). P. 1093-1106.
14. Xu J. Significance based optimization of processing parameters for thin walled aluminum alloy tube NC bending with small bending radius / J.Xu, H.Yang, H.Li, M.Zhan // Transactions of Nonferrous Metals Society of China. 2012. № 22. P.147-156.

Авторы: Г.Е.Коробков, д-р техн. наук, профессор, korobkov45@mail.ru (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), А.П.Янчушка, канд. экон. наук, доцент, korobkov45@mail.ru (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), М.В.Закирьянов, аспирант, mars.zakiryapov.1988@mail.ru (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

Статья поступила в редакцию 04.04.2018.

Статья принята к публикации 10.05.2018.