ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ

ESTIMATION OF THE STRESS-DEFORMED STATE OF THE PIPELINE LINING OF A CENTRIFUGAL BLOWER

УДК 622.692

Ковязин Александр Валерьевич, Студент магистратуры, 3 курс, факультет «Трубопроводный транспорт углеводородов», Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара

Kovyazin Alexander Valerievch, pain927968@mail.ru

Аннотация: В данной статье обосновывается необходимость оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводной обвязки центробежного нагнетателя. Рассмотрен метод определения напряженно-деформированного состояния магистральных газопроводов. Рассмотрена возможность применения метода оценки напряженного деформированного состояния прямолинейных и упруго-изогнутых участков на трубопроводной обвязке центробежных нагнетателей. Произведены теоретические расчеты изгибных напряжений некоторых прямолинейных участков компрессорной станции.

Annotation: This article substantiates the need to assess the stress-strain state of the piping of a centrifugal blower. A method for determining the stress-strain state of main gas pipelines is considered. A method is proposed for assessing the stress-strain state of rectilinear and elastic-bent sections of piping for centrifugal blowers. Theoretical calculations of bending stresses of some straight sections of the compressor station have been performed.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, трубопроводная обвязка, центробежный нагнетатель, компрессорная станция, техническое состояние, расчетный метод, геодезическое обследование.

Key words: stress-strain state, piping, centrifugal blower, compressor station, technical condition, calculation method, geodetic survey.

Трубопроводная обвязка центробежного нагнетателя представляет собой трубопровод, предназначенный для безопасной подачи природного газа в нагнетатель, и после его сжатия, в магистральный газопровод для дальнейшей транспортировки потребителю. В то же время обвязка центробежного нагнетателя является объектом повышенной опасности, неисправности и аварии которой может привести к трудным экономическим, экологическим и социальным последствиям. Таким образом следует, что, контроль технического состояния трубопроводной обвязки центробежных нагнетателей и обеспечение ее своевременного ремонта является важной задачей газотранспортной системы.

Одним из факторов, позволяющих определить техническое состояние трубопроводов и необходимость их ремонта, является оценка его напряженно-деформированного состояния.

На сегодняшний день нет четко регламентированных методов для оценки и анализа напряженно-деформированного состояния трубопроводной обвязки центробежного нагнетателя.

Как известно конструкцию (в нашем случае трубопровод) разрушают ненормативные (непроектные) напряжения, а ДСС, как и само сварное соединение, являются концентраторами напряжений, ускоряющими этот процесс. Поэтому оценка степени опасности ДСС с учетом фактических изгибных напряжений позволит уже на стадии анализа результатов ВТД ранжировать их по целесообразности идентификации в шурфах и возможным способам ремонта.

Возникновение и развитие наиболее потенциально опасного дефекта – трещины в сварном соединении, как правило, свидетельствует о высоких непроектных напряжениях в плоскости изгиба, в зоне растягивающих напряжений. Наличие гофра является свидетельством наличия в этой зоне ненормативных сжимающих напряжений.

Согласно [1] для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов в подземном исполнении максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий определяются по формуле:

$$\sigma_{пр}^{н} = \mu\sigma_{кц}^{н} - \alpha E\Delta t \pm \sigma_{и}, \quad (1)$$

где: μ – коэффициент поперечной деформации Пуассона;

$\sigma_{кц}^{н}$ – кольцевые напряжения от внутреннего давления газа, МПа;

α – коэффициент линейного расширения;

E – модуль упругости трубной стали, МПа;

t – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании $°C$;

$\sigma_{и}$ – напряжение упругого изгиба, МПа.

Известно, что в каждой точке профиль участка и изгибающий момент связаны дифференциальной зависимостью, что находит отражение в формуле:

$$\sigma_{и} = ED/2\rho, \quad (2)$$

где: D – диаметр трубопровода, м;

ρ – радиус упругого изгиба участка, м.

ЗАО НПО «Спецнефтегаз» совместно с ООО «Газпром трансгаз Уфа», разработана и внедрена технология выявления потенциально опасных участков (ПОУ) средствами ВТД, основанная на измерении радиуса упругого или упруго-пластического, пластического изгиба, в процессе прохождения снаряда ВТД. Такой метод, реализованный путем анализа деформации конструкции, можно считать прямым способом измерения НДС на участках газопроводов.

Разработанная методика позволяет с достаточной точностью измерять искривления трубопровода с радиусом изгиба от 4000 м и выявлять, таким образом, зоны ненормативных (непроектных) напряжений.

Использование внутритрубного снаряда позволяет проводить диагностику МГ по всему участку без остановки транспорта продукта и вскрытия трубопровода, в то время как существующий документ по оценке расчетного ресурса [2] требует проведения измерений НДС в трассовых условиях, исключительно на вскрытом участке трубопровода.

В соответствии с технологией ВТД к выявляемым параметрам могут быть отнесены участки с радиусами упругого, упруго–пластического и пластического изгиба. При условном разделении измеренных радиусов изгиба на три вышеприведенные составляющие использовалась классическая диаграмма «напряжение – деформация». На рисунке 1приводится диаграмма «напряжение – деформация» для трубной стали Х70 [14], из которой изготовлены трубы диаметром 1420 мм.

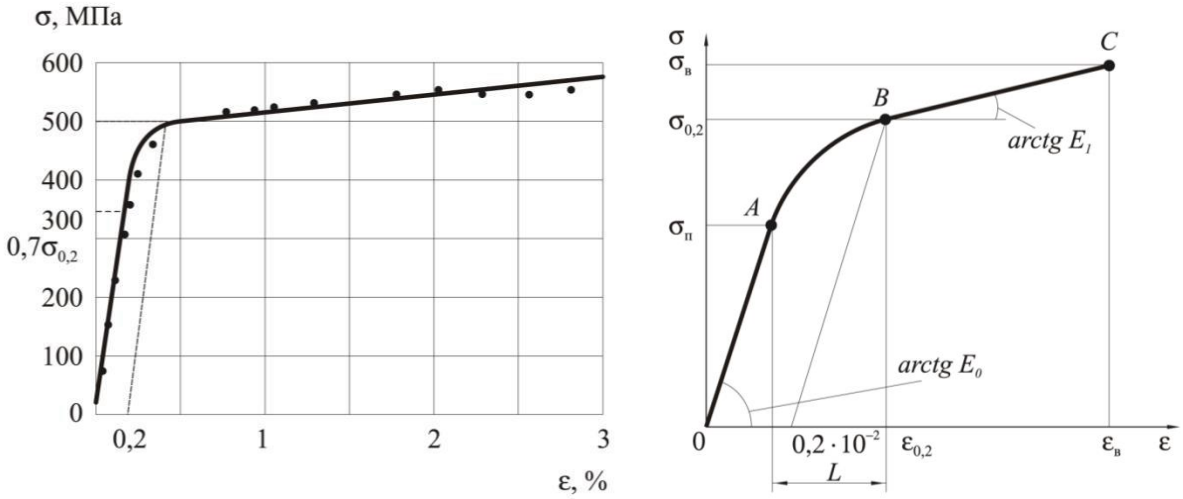

Рисунок 1 – Диаграмма «напряжение – деформация»: а) для трубной стали Х70; б) с выделением зон: упругой; упруго-пластической и пластической деформации

По результатам ВТД производится шурфовка, проводятся геодезические замеры потенциально-опасного участка и далее проводятся теоретические

расчеты изгибных напряжений трубопровода, результатом которых является заключение о подтверждении дефекта, либо его исключения.

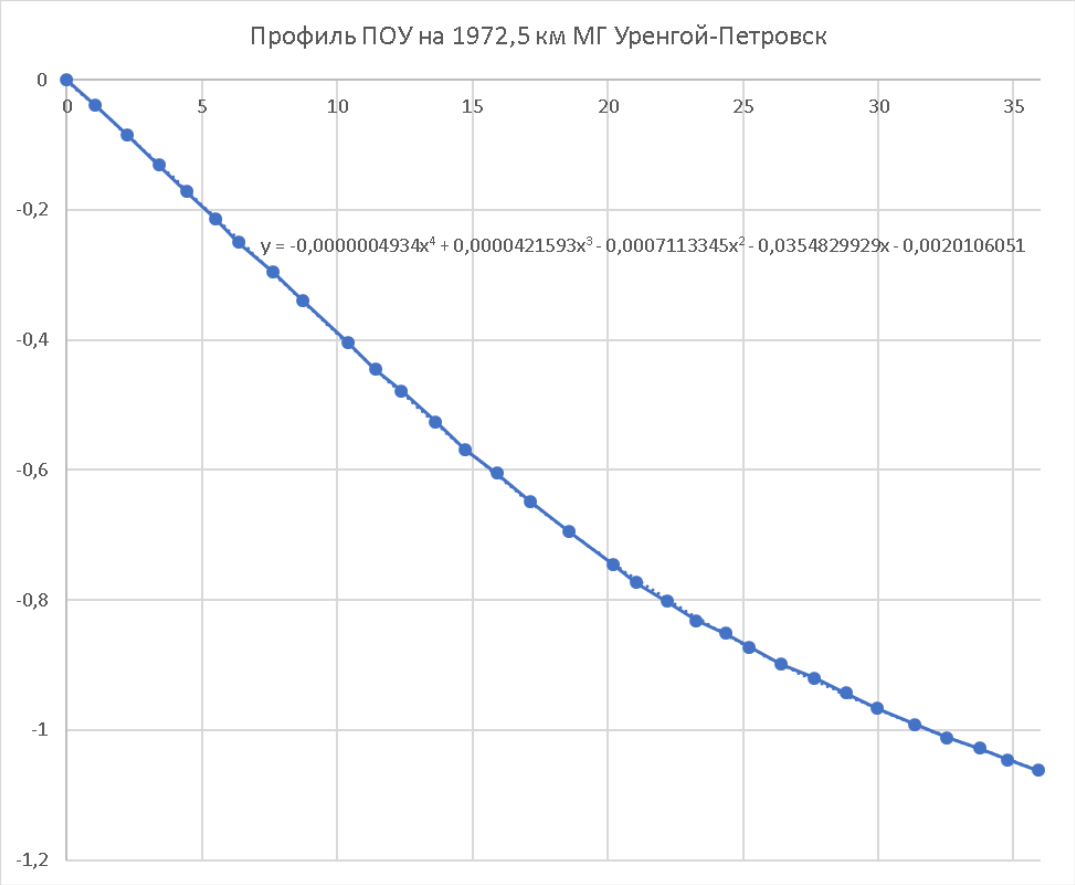

Рисунок 2 – Профиль потенциально-опасного участка

После построения линии тренда выводится уравнение:

$$-0{,}0000004934x^4 + 0{,}0000421593x^3 - 0{,}0007113345x^2 - 0{,}0354829929x - 0{,}0020106051$$

Далее определяются изгибные напряжения для каждой точки, положение которых было определено геодезическими высотными замерами.

№ точки	x, м	y, м	y", м	a	b	c	P	R, м	σ, МПа	№ труб
1	0	0	-0,00200	1,0506871	1,1778260	2,2285126	2,2285129	867,83	168,54	4118
2	1,050	-0,039	-0,03999	1,1778260	1,1718682	2,3496938	2,3496940	1125,38	129,97	
3	2,227	-0,084	-0,08410	1,1718682	1,0277896	2,1996577	2,1996578	1558,96	93,82	4119
4	3,398	-0,131	-0,12920	1,0277896	1,0538277	2,0816173	2,0816173	2394,48	61,08	
5	4,425	-0,172	-0,16948	1,0538277	0,8756954	1,9295231	1,9295231	4420,57	33,09	
6	5,478	-0,213	-0,21124	0,8756954	1,2710111	2,1467064	2,1467064	30882,76	4,74	
7	6,353	-0,250	-0,24613	1,2710111	1,1218843	2,3928954	2,3928954	6592,53	22,19	
8	7,623	-0,296	-0,29681	1,1218843	1,6682819	2,7901662	2,7901662	2772,40	52,76	
9	8,744	-0,340	-0,34135	1,6682819	0,9987397	2,6670214	2,6670215	1862,59	78,52	
10	10,411	-0,404	-0,40674	0,9987397	0,9566840	1,9554235	1,9554236	1452,39	100,70	
11	11,409	-0,445	-0,44517	0,9566840	1,2628606	2,2195443	2,2195444	1237,98	118,14	
12	12,365	-0,478	-0,48134	1,2628606	1,0967042	2,3595644	2,3595646	1090,97	134,06	
13	13,627	-0,526	-0,52795	1,0967042	1,1757070	2,2724108	2,2724110	983,22	148,76	4120
14	14,723	-0,568	-0,56725	1,1757070	1,2316852	2,4073917	2,4073920	908,90	160,92	
15	15,898	-0,605	-0,60801	1,2316852	1,4567356	2,6884200	2,6884204	852,44	171,58	
16	17,129	-0,648	-0,64909	1,4567356	1,6107196	3,0674538	3,0674545	812,31	180,05	
17	18,585	-0,695	-0,69538	1,6107196	0,8443391	2,4550580	2,4550583	791,15	184,87	
18	20,195	-0,745	-0,74352	0,8443391	1,1594245	2,0037632	2,0037634	783,48	186,68	
19	21,039	-0,773	-0,76745	1,1594245	1,0813553	2,2407793	2,2407796	785,76	186,14	
20	22,198	-0,802	-0,79882	1,0813553	1,0703156	2,1516705	2,1516707	796,75	183,57	
21	23,279	-0,832	-0,82654	1,0703156	0,8802346	1,9505499	1,9505501	815,32	179,39	
22	24,349	-0,851	-0,85253	0,8802346	1,1922849	2,0725192	2,0725194	844,77	173,14	4121
23	25,229	-0,872	-0,87285	1,1922849	1,2302585	2,4225429	2,4225432	889,22	164,48	
24	26,421	-0,899	-0,89892	1,2302585	1,1592148	2,3894729	2,3894731	957,28	152,79	
25	27,651	-0,920	-0,92414	1,1592148	1,1561905	2,3154050	2,3154052	1053,86	138,79	
26	28,810	-0,943	-0,94646	1,1561905	1,3862026	2,5423928	2,5423930	1203,48	121,53	
27	29,966	-0,967	-0,96745	1,3862026	1,1971571	2,5833595	2,5833596	1441,64	101,45	
28	31,352	-0,991	-0,99115	1,1971571	1,1891440	2,3863010	2,3863011	1862,83	78,51	
29	32,549	-1,012	-1,01054	1,1891440	1,0471200	2,2362639	2,2362640	2647,31	55,25	
30	33,738	-1,028	-1,02905	1,0471200	1,1161241	2,1632441	2,1632441	4822,32	30,33	
31	34,785	-1,046	-1,04490							
32	35,901	-1,062	-1,06154							4122

Рисунок 3 – Расчет радиуса упругого изгиба и изгибных напряжений

По результатам геодезических измерений на 1972,5 км МГ "Уренгой-Петровск" выполнен теоретический расчет напряжений. Согласно расчетных данных максимальный уровень изгибных напряжений составил 186,7 МПа, что не превышает нормативный предел текучести для данной трубной стали (предел текучести 460 МПа). С учетом отсутствия критических дефектов и незначительного уровня расчетных изгибных напряжений 186,7 МПа, считать участок УПИ (упруго-пластического изгиба) с допустимым уровнем изгибных напряжений.

Данный метод предлагается применить на прямых участках трубопроводов компрессорных станций, за исключением внутритрубной диагностики.

После замеров высотных отметок трубопровода на участке «Отвод 1 – Кран № 1» построим профиль потенциально опасного участка, с указанием координат положения трубопровода

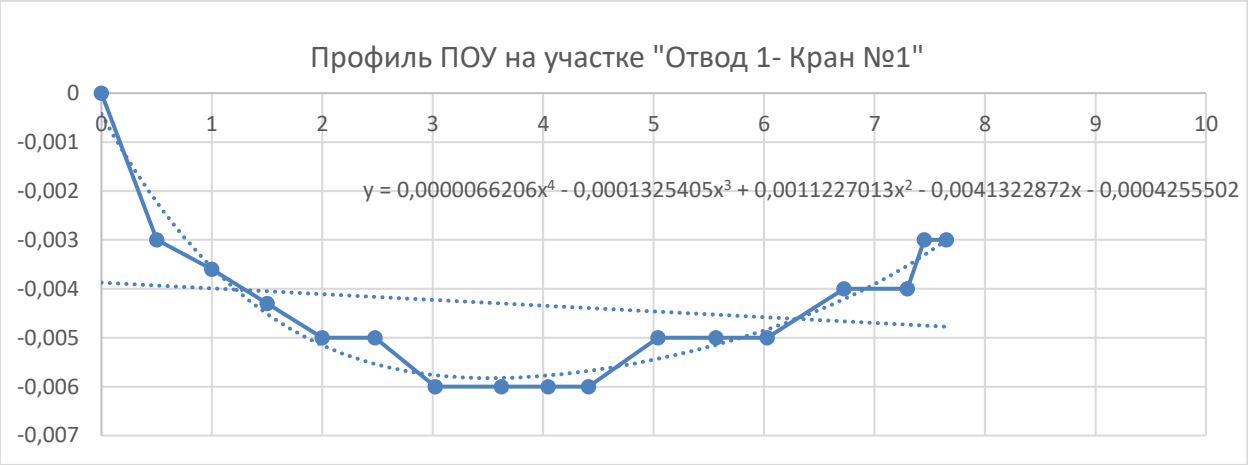

Рисунок 4 – Потенциально опасный участок

Далее рассчитаем радиус упругого изгиба и изгибные напряжения

№ точки	x, м	y, м	y", м	a	b	c	P	R, м	σ, МПа	№ труб
1	0	0	-0,00043	0,5000032	0,5000018	1,0000049	1,0000050	534,49	196,56	Отвод
2	0,500	-0,003	-0,00223	0,5000018	0,5000009	1,0000026	1,0000026	652,36	161,05	
3	1,000	-0,004	-0,00356	0,5000009	0,5000004	1,0000013	1,0000013	809,98	129,71	Труба между отводом и краном №1
4	1,500	-0,004	-0,00451	0,5000004	0,4780002	0,9780005	0,9780006	1021,06	102,89	
5	2,000	-0,005	-0,00515	0,4780002	0,5450000	1,0230002	1,0230002	1320,70	79,55	
6	2,478	-0,005	-0,00554	0,5450000	0,6000000	1,1450000	1,1450000	1766,75	59,47	
7	3,023	-0,006	-0,00577	0,6000000	0,4210000	1,0210000	1,0210000	2358,82	44,54	
8	3,623	-0,006	-0,00582	0,4210000	0,3670000	0,7880000	0,7880000	2998,08	35,04	
9	4,044	-0,006	-0,00577	0,3670000	0,6290000	0,9960001	0,9960001	3582,84	29,32	
10	4,411	-0,006	-0,00568	0,6290000	0,5250001	1,1540001	1,1540001	3849,32	27,29	
11	5,040	-0,005	-0,00543	0,5250001	0,4620001	0,9870002	0,9870002	3550,02	29,59	
12	5,565	-0,005	-0,00515	0,4620001	0,6960003	1,1580004	1,1580004	2808,82	37,40	
13	6,027	-0,005	-0,00483	0,6960003	0,5750004	1,2710007	1,2710007	2064,51	50,89	
14	6,723	-0,004	-0,00421	0,5750004	0,1540002	0,7290006	0,7290006	1598,66	65,72	
15	7,298	-0,004	-0,00352	0,1540002	0,1980002	0,3520004	0,3520004	1356,36	77,46	

Рисунок 5 – Радиусы упругих изгибов и изгибных напряжений

По результатам расчетных данных максимальный уровень изгибных напряжений составил 196,6 МПа, что не превышает нормативный предел текучести для данной трубной стали (предел текучести 460 МПа). С учетом

отсутствия критических дефектов и незначительного уровня расчетных изгибных напряжений 196,6 МПа, считать участок УПИ (упруго-пластического изгиба) с допустимым уровнем изгибных напряжений.

Литература:

1. СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
2. Р Газпром 2-2.3-437-2010 «Методика расчета остаточного ресурса сварных соединений линейной части газопроводов».
3. РД 03-606-03 «Инструкция по визуально-измерительному контролю», М.2004.
4. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов. М., 2013.
5. СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов».
6. СТО Газпром 2-2.3-095-2008 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов».

Literature:

1. Set of rules 36.13330.2012 “Set of rules. Trunk pipelines ". Updated edition of SNiP 2.05.06-85 *.
2. Recommendations of the Gazprom organization 2-2.3-437-2010 "Methodology for calculating the residual life of welded joints of the linear part of gas pipelines."
3. Guiding document 03-606-03 "Instructions for visual measurement control", M.2004.
4. Instructions for the assessment of defects in pipes and fittings during the repair and diagnostics of main gas pipelines. M., 2013.State system for ensuring the

uniformity of measurements 2517-2012 Petroleum and petroleum products. Methods of sampling -76 p.

5. Standard of the organization Gazprom 2-2.4-083-2006 "Instruction on non-destructive methods of quality control of welded joints during the construction and repair of field and main gas pipelines."
6. Standard of the organization Gazprom 2-2.3-095-2008 "Guidelines for the diagnostic examination of the linear part of the main gas pipelines."