

УДК 622.691.4

А.Д. Никоненко, генеральный директор, ООО «Подводгазэнергосервис»; **И.И. Велиюлин**, директор Экспертно-аналитического центра «Оргремдигаз», ОАО «Оргэнергогаз»; **В.А. Поляков**, профессор кафедры «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина»; **Э.И. Велиюлин**, главный научный сотрудник, ООО «Эксиком»; **Д.В. Александров**, главный специалист информационно-производственного отдела производственно-диспетчерского управления Дирекции капитального строительства МГ и НС, ООО «Стройгазмонтаж»

Оценка напряжения трубопровода на участке подводного перехода МГ после сброса давления газа

На основе экспериментально измеренных положений подводного трубопровода в режиме рабочего давления газа, сразу после сброса давления и через сутки после сброса давления рассмотрены проявления остаточных напряжений при релаксации трубопровода и оценены их значения для локальных участков исследованного отрезка подводного перехода.

Показано, что за наблюдавшиеся значительные поперечные перемещения трубопровода при эксплуатации ответственны напряжения $\sigma_{пр. N}$, вызываемые действующей со стороны транспортируемого потока осевой силой, и остаточные напряжения $\sigma_{ост.}$, учет которых не предусмотрен в нормативно-технической документации на строительство и эксплуатацию подводных переходов.

Ключевые слова: трубопровод, подводный переход, напряженно-деформированное состояние, поперечные перемещения трубопровода.

В публикациях [1, 2] были представлены результаты экспериментальных и расчетных исследований поперечных горизонтальных перемещений и напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода $\varnothing 530 \times 8$ мм длиной 168 м на участке речного подводного перехода магистрального газопровода (МГ). Измерения положений трубопровода в режиме давления газа и сразу после его сброса до нуля показали, что сброс давления не приводит к полному возвращению положения трубопровода к линии прямолинейного створа.

На следующем этапе эксперимента предстояло выяснить, продолжатся ли перемещения трубопровода с течением времени или зарегистрированное его положение сразу после сброса давления является уже стабильным. С этой целью по методике, примененной в [1, 3], были проведены измерения положений локальных участков трубопровода последовательно по всей его длине

через 24 часа после сброса давления газа. Эти измерения показали, что за сутки трубопровод существенно изменил свое положение в отсутствие давления газа.

На рисунке 1 приведены три измеренных положения трубопровода в горизонтальной плоскости: в режиме рабочего давления газа, сразу после сброса давления до нуля и через сутки после сброса давления. Измерения отметок производились через каждые 4 м длины исследованного отрезка трубопровода в границах между точками 82 и 124 (см. [1, 2]). Отметим, что этот отрезок находится в зоне стоячей воды, над ним отсутствует грунт практически по всей длине, но край отрезка (точка 124 и далее) заземлен.

Проведенные измерения показали, что положение 2 трубопровода (рис. 1), возникшее сразу после сброса давления, является моментным, и в течение последующих 24 часов трубопровод

из этого положения переходит в положение 3.

При переходах из положения 1 в положение 2 и далее в положение 3 отмечены сглаживания локальных изгибов по всей длине трубопровода.

Для трех экспериментально измеренных положений трубопровода определены напряжения изгиба в точках максимальных перемещений относительно прямолинейного створа перехода. Расчеты проведены по формуле [4]:

$$\sigma_{\text{изгиба max}} = E \cdot \frac{S_a \pi}{l_n} \cdot \frac{R\pi}{l_n},$$

где E – модуль Юнга материала стенки трубопровода, S_a – максимальное перемещение в полуволне, l_n – длина полуволны перемещения, n – номер полуволны по порядку их чередования на рассмотренном участке, R – средний радиус трубопровода.

Полученные по результатам измерений параметры пространственного положе-

ния S_a и l_n двух полуволн перемещений, а также напряжения $\sigma_{\text{изгиба max}}$ для каждого зарегистрированного положения трубопровода приведены в таблице 1. Анализ перехода трубопровода из положения 1 в положение 2 (рис. 1), проведенный в работах [1, 2], показал, что в режиме давления газа фактическое продольное напряжение превышает его нормативное значение на величину $\sigma_{\text{пр. N}}$ – напряжения, создаваемого осевой силой, действующей со стороны транспортируемого потока. Вместе с тем, как видно из таблицы 1, освобожденный от действия давления газа трубопровод в положении 2 (рис. 1) сохраняет некоторый уровень напряжения (20,03 и 23,09 МПа соответственно для полуволн 1 и 2).

Процесс перехода из положения 2 в положение 3 сопровождается таким изменением пространственного положения трубопровода, при котором отрезок в окрестностях точки 86 (рис. 1) стремится вернуться к положению, которое он длительное время занимал в режиме рабочего давления. Параллельно из-за сглаживания локальных изгибов после сброса давления положение максимума в полуволне 1 сдвигается из точки 86 в точку 82 (на 16 м). В результате в положении 3 растут перемещения в полуволне 1 при одновременном увеличении длин обеих полуволн – существенном в полуволне 1 и незначительном в полуволне 2. Как следует из таблицы 1, это соответствует несколько меньшим, чем в положении 2, напряжениям изгиба в максимумах полуволн перемещений (16,18 МПа и 21,13 МПа для полуволн 1 и 2 соответственно).

Такая тенденция в изменениях пространственного положения трубопровода, вероятнее всего, сохраняется еще какое-то время, пока трубопровод не займет некоторое относительно стабильное положение, отвечающее минимальным значениям остаточного напряжения на всех локальных участках. Такое положение было определено расчетами перемещений и соответствующих изменений продольного напряжения, выполненными с помощью системы уравнений движения трубопровода [5]. На рисунке 1 это рассчитанное положение трубопровода изображено кривой 4.

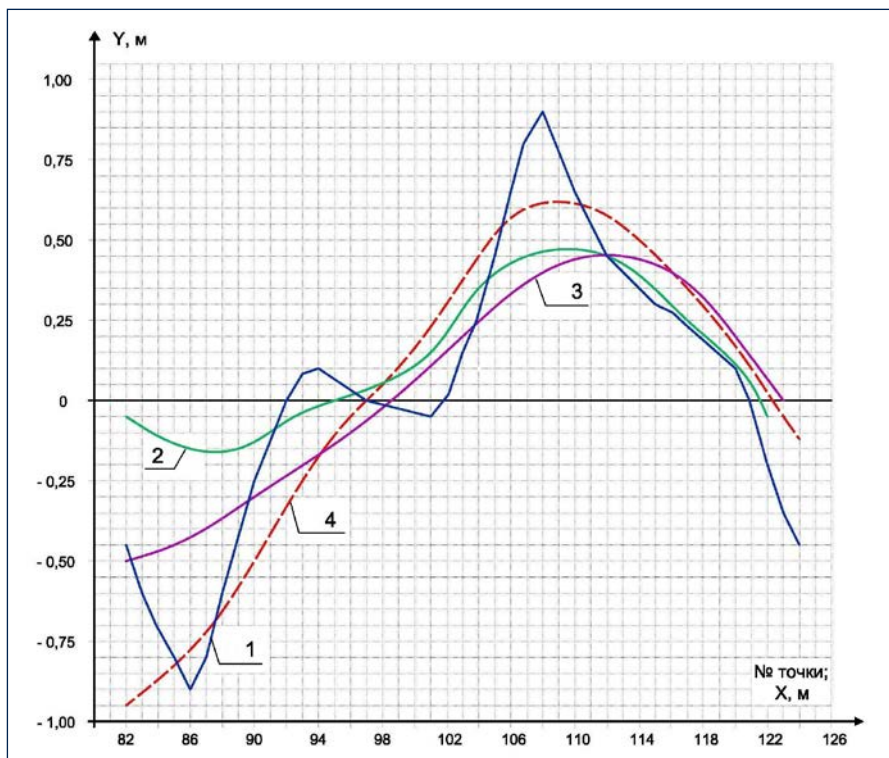


Рис. 1. Распределение по длине трубопровода (X) поперечных перемещений (Y) в горизонтальной плоскости по измерениям: 1 – в режиме давления газа 4,8 МПа [1, 2]; 2 – сразу после сброса давления до нуля [1, 2]; 3 – через сутки после сброса давления. Положение 4 – расчетное, соответствующее наименее напряженному состоянию при длительной релаксации после сброса давления; характеристики этого положения приведены по тексту. Знаком « - » обозначены перемещения в сторону, противоположную течению реки

В таблице 2 приведены координаты X, Y точек трубопровода в положении 4 (рис. 1) и соответствующие им значения остаточного продольного напряжения $\sigma_{\text{ост.}}$. В процессе перехода от положения 1 (рис. 1) к положению 4 трубопровод проходит промежуточные положения с сохранением некоторого остаточного напряжения. Величина этого напряжения уменьшается с течением времени и в итоге принимает значение, определяемое влиянием воздействий, не связан-

ных с давлением газа. К факторам влияния в разной степени на НДС в нашем случае прежде всего относятся условия на контактах с соседними участками перехода, температурный перепад по длине перехода и взаимодействие трубопровода с грунтом. Количественные характеристики влияния этих факторов на трубопровод после сброса давления газа изменяются, но трубопровод на эти изменения реагирует с задержкой по времени, т.к. процессы релаксации,

Таблица 1. Параметры пространственного положения и напряжения в максимумах полуволн перемещений

Параметры Положение трубопровода	Полуволна 1; перемещения (-)		Полуволна 2; перемещения (+)		$\sigma_{\text{изгиба max}}$, МПа	
	L_1 , м	S_1 , м	L_2 , м	S_2 , м	Полуволна 1	Полуволна 2
Под давлением газа 4,8 МПа	63	0,90	78	0,85	120,20	74,01
Сразу после сброса давления	63	0,15	104	0,47	20,03	23,09
Через сутки после сброса давления	128	0,50	104	0,43	16,18	21,13

Таблица 2. Координаты локальных участков трубопровода и значения продольного напряжения $\sigma_{ост.}$ в положении 4 (рис. 1)

№ точки	X, м	Y, м	$\sigma_{ост.}$, МПа	№ точки	X, м	Y, м	$\sigma_{ост.}$, МПа
82	8	-0,96	3,52	103	92	0,38	10,76
83	12	-0,93	4,41	104	96	0,46	9,88
84	16	-0,88	5,25	105	100	0,53	9,04
85	20	-0,84	6,09	106	104	0,58	8,28
86	24	-0,79	6,89	107	108	0,61	7,61
87	28	-0,73	7,64	108	112	0,62	6,98
88	32	-0,67	8,36	109	116	0,63	6,35
89	36	-0,59	9,03	110	120	0,62	5,08
90	40	-0,51	9,66	111	124	0,60	5,26
91	44	-0,42	10,25	112	128	0,58	4,75
92	48	-0,33	10,84	113	132	0,54	4,29
93	52	-0,25	11,40	114	136	0,50	3,83
94	56	-0,18	12,04	115	140	0,44	3,45
95	60	-0,12	12,69	116	144	0,40	2,99
96	64	-0,06	13,33	117	148	0,34	2,61
97	68	0	13,97	118	152	0,28	2,19
98	72	0,06	14,58	119	156	0,24	1,77
99	76	0,12	13,86	120	160	0,18	1,09
100	80	0,19	13,11	121	164	0,09	1,09
101	84	0,24	12,40	122	168	0	0,84
102	88	0,30	11,64	123	172	-0,05	0,42

как и процессы развития напряжений, протекают довольно инерционно. Таким образом, фактическое продольное напряжение $\sigma_{пр. факт.}$ стенки трубопровода в режиме рабочего давления должно быть выражено в виде суммы трех напряжений:

$$\sigma_{пр. факт.} = (\sigma_{пр. H} + \sigma_{пр. N}) + \sigma_{ост.}$$

где $\sigma_{пр. H}$ – нормативное продольное напряжение.

Значения нормативных напряжений кольцевого $\sigma_{кц. H}$ и продольного $\sigma_{пр. H}$, вызванных давлением транспортируемого газа, в соответствии с [6, 7] равны:

$$\sigma_{кц. H} = p \cdot \frac{R_{вн.}}{\delta_n} = 4,8 \cdot \frac{0,257}{0,008} = 154,2 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{пр. H} = \mu \cdot \sigma_{кц. H} = 0,3 \cdot 154,2 = 46,26 \text{ МПа},$$

где p – давление транспортируемого газа; $R_{вн.}$ и δ_n – внутренний радиус и толщина стенки трубопровода соответ-

ственно; μ – коэффициент Пуассона материала стенки трубопровода. Из таблицы 2 видно, что максимальное по длине рассматриваемого отрезка трубопровода значение напряжения $\sigma_{ост.}$ равно 14,58 МПа и составляет соответственно 9,46% от $\sigma_{кц. H}$ и 31,52% от $\sigma_{пр. H}$. Общая же максимальная величина отклонения фактического продольного напряжения $\sigma_{пр. факт.}$ от нормативного $\sigma_{пр. H}$ с учетом значения $\sigma_{пр. N}$, полученного в [1], составляет

$$(\sigma_{пр. N} + \sigma_{ост.}) = 99,93 + 14,58 = 114,51 \text{ МПа}.$$

Эта величина сверхнормативного продольного напряжения, складываясь с величиной нормативного продольного напряжения $\sigma_{пр. H}$, превосходит нормативное кольцевое напряжение $\sigma_{кц. H}$. Такие «аномалии» продольного напряжения и являются причиной довольно значительных поперечных перемещений, наблюдавшихся в эксперименте. Программа экспериментальных работ охватывала измерения пространственного положения всей подводной части перехода в трех рассмотренных состо-

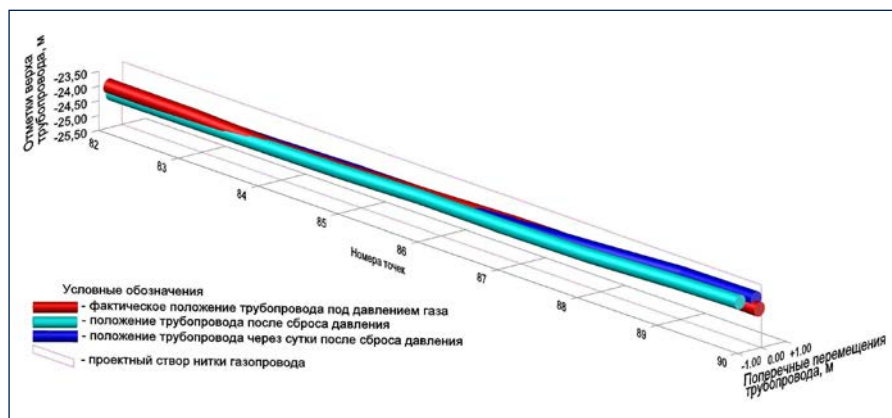


Рис. 2. 3D-изображение части исследованного отрезка трубопровода в трех состояниях в границах между точками 82 и 90 (рис. 1)

яниях. По результатам были выполнены графические построения положений трубопровода в трехмерном изображении с помощью программы AutoCAD. На рисунке 2 показан фрагмент исследованного в данной работе трубопровода в трех его состояниях.

Полученные результаты приводят к следующим выводам.

1. При релаксации подводного газопровода после сброса давления газа длительное время сохраняется остаточное напряжение $\sigma_{ост}$ стенки трубопровода; оценены его значения для локальных участков исследованного отрезка под-

водного перехода последовательно по всей его длине.

2. В режиме рабочего давления газа фактическое продольное напряжение стенки трубопровода является суммой нормативного напряжения $\sigma_{пр.н}$ и не рассматриваемых нормативно-технической документацией напряжений $\sigma_{пр.н}$ и $\sigma_{ост}$.

3. Возникающие при эксплуатации перехода сверхнормативные напряжения $\sigma_{пр.н}$ и $\sigma_{ост}$ и их изменения ведут к не учитываемым нормами поперечным перемещениям подводного трубопровода.

4. Суммарная величина напряжений $\sigma_{пр.н}$ и $\sigma_{ост}$ может существенно превышать нормативное продольное напряжение и приближаться к нормативному кольцевому напряжению, «нарушая» принятую в нормативных документах [6, 7] схему напряженно-деформированного состояния.

5. Во избежание возможных значительных непрогнозируемых перемещений подводного трубопровода напряжения $\sigma_{пр.н}$ и $\sigma_{ост}$ должны быть нормативно учтены при проектировании строительства и ремонта подводных переходов МГ.

Литература:

1. Филатов А.А., Велиулин И.И., Поляков В.А., Александров В.А., Велиулин Э.И. Поперечные горизонтальные перемещения трубопроводов речных подводных переходов МГ под действием давления газа // Газовая промышленность. – 2012. – № 10. – С. 74–77.
2. Никоненко А.Д., Филатов А.А., Поляков В.А., Велиулин И.И., Велиулин Э.И. Оценка продольного напряжения трубопровода на участке подводного перехода по параметрам его пространственного положения // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 9. – С. 70–73.
3. Филатов А.А., Велиулин И.И., Поляков В.А., Велиулин Э.И., Александров В.А. Особенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2011. – № 5. – С. 72–75.
4. Поляков В.А. Основы технической диагностики: курс лекций. Учебное пособие. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 118 с.
5. Велиулин И.И., Поляков В.А., Велиулин Э.И. и др. Унификация технологических и конструктивных параметров подводных переходов МГ // Газовая промышленность. – 2009. – № 9. – С. 63–65.
6. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы». – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
7. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 60 с.

UDC 622.691.4

A.D. Nikonenko, General Director of Podvodgazenergoservis LLC; **I.I. Veliyulin**, Director of Orgremdigaz Expert and Analytical Center, Orgenergogaz JSC; **V.A. Polyakov**, Professor of the Gas and Oil Pipelines Designing and Operation Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **E.I. Veliyulin**, Chief Scientific Researcher, Eksikom LLC; **D.V. Aleksandrov**, Chief Specialist of the Information and Production Group of the Production and Dispatching Department of the Directorate for New Build of Main Gas Pipelines and Oil Pipeline Systems, Stroygazmontazh LLC

Estimate of the pipeline stress in the underwater crossing section after gas depressurization

Residual stress in the pipeline of the underwater crossing after gas depressurization has been studied. Values of these stresses were estimated for local sections of the pipeline.

It was shown that the residual stress give an additional contribution to the actual longitudinal stress of the pipeline and to its displacements under operation of the underwater crossing.

Keywords: pipeline, underwater crossing, stress-deformed state, transverse displacement of a pipeline.

References:

1. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Polyakov V.A., Aleksandrov V.A., Veliyulin E.I. Poperechnye gorizontaly'nye peremetsheniya truboprovodov rechnykh podvodnykh perekhodov MG pod deistviem davleniya gaza (Cross-sectional horizontal pipelines traverse of river underwater crossings of main gas pipelines under gas pressure) // Gas industry. – 2012. – No. 10. – P. 74–77.
2. Nikonenko A.D., Filatov A.A., Polyakov V.A., Veliyulin I.I., Veliyulin E.I. Otsenka prodol'nogo napryazheniya truboprovoda na uchastke podvodnogo perekhoda po parametram ego prostranstvennogo polozheniya (Assessment of pipeline longitudinal stress in underwater crossing section against parameters of its attitude position) // NEFTEGAZ Territory. – 2013. – No. 9. – P. 70–73.
3. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Polyakov V.A., Veliyulin E.I., Aleksandrov V.A. Osobennosti peremetsheniy truboprovoda na uchastkakh rechnykh podvodnykh perekhodov MG pod vozdeistviem davleniya gaza (Specifics of pipelines traverse in areas of river underwater crossings of main gas pipelines under gas pressure) // NEFTEGAZ Territory. – 2011. – No. 5. – P. 72–75.
4. Polyakov V.A. Osnovy tekhnicheskoi diagnostiki (Fundamentals of technical diagnostics): course of lectures. Training aid. – Moscow: INFRA-M, 2012. – P. 118.
5. Veliyulin I.I., Polyakov V.A., Veliyulin E.I. et al. Unifikatsiya tekhnologicheskikh i konstruktivnykh parametrov podvodnykh perekhodov MG (Standardization of technological and design parameters of underwater crossings of main gas pipelines) // Gas industry. – 2009. – No. 9. – p. 63–65.
6. Construction Norms and Regulations (SNiP) 2.05.06-85 «Magistral'nye truboprovody» («Main pipelines»). – Moscow: Central institute of standard designing of State Committee for Construction of USSR, 1985. – P. 52.
7. Construction Norms and Regulations (SNiP) 2.05.06-85* «Magistral'nye truboprovody» («Main pipelines»). – Moscow: SUE Centre of Construction Design Products, 1997. – P. 60.