

УДК 622.691.4

А.Д. Никоненко, генеральный директор, ООО «Подводгазэнергосервис»; **А.А. Филатов**, начальник департамента, ОАО «Газпром»; **В.А. Поляков**, профессор кафедры «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **И.И. Велиюлин**, докт. техн. наук, акад. РАЕН, директор Экспертно-аналитического центра Оргремдигаз, ОАО «Оргэнергогаз»; **Э.И. Велиюлин**, докт. физ.-мат. наук, главный научный сотрудник, ООО «Эксиком»

ОЦЕНКА ПРОДОЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА УЧАСТКЕ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ПО ПАРАМЕТРАМ ЕГО ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ

Проведен сравнительный анализ величин продольного напряжения трубопровода речного подводного перехода, рассчитанных на основе уравнений движения трубопровода с транспортируемым газом и с помощью параметров его пространственного положения. Исходными данными для расчетов служили измеренные на действующем подводном переходе поперечные перемещения трубопровода при сбросе рабочего давления до нуля. Показана применимость для оценки фактического продольного напряжения трубопровода методики расчета, использующей данные о его пространственном положении.

Ключевые слова: газопровод, подводный переход, давление газа, продольное напряжение стенки трубы.

Данная работа выполнена в порядке развития исследований [1, 2, 3]. В этих публикациях расчетными и экспериментальными методами показано, что фактическое значение продольного напряжения стенки трубы $\sigma_{\text{ПР}}^{\Phi}$ на участке подводного перехода (ПП) магистрального газопровода (МГ) является суммой:

$$\sigma_{\text{ПР}}^{\Phi} = \sigma_{\text{ПР}}^{\text{Н}} + \sigma_{\text{ПР}}^{\text{Н}}, \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{ПР}}^{\text{Н}}$ – нормативное продольное напряжение [4, 5]; $\sigma_{\text{ПР}}^{\text{Н}}$ – не учитываемое нормами напряжение, вызванное давлением транспортируемого потока. При этом величина напряжения $\sigma_{\text{ПР}}^{\text{Н}}$ может превышать установленные в [4, 5] значения и нарушать принятую в нормах схему напряженно-деформированного состояния (НДС) стенки трубы. Таким образом, даже известный по проектным и диспетчерским данным показатель технологического режима – величина давления транспортируемого потока – может в определенных условиях эксплуатации привести к неучтенному нормами и проектом снижению уровня технического состояния трубопровода. Однако на-

пряжение, создаваемое воздействием транспортируемого потока на внутреннюю поверхность трубы, не является единственным на стадии эксплуатации. В общем случае трубопровод на участке ПП кроме нагрузки, распределенной по внутренней поверхности трубы, может подвергаться воздействию, распределенному по внешней поверхности трубы, и «следящей» нагрузке от не учитываемого нормами перепада температуры по длине трубы и смещения соседних участков (изменения условий на контактах). То есть в общем случае суммарное фактическое напряжение может превышать и величину, определяемую в соответствии с (1). Фактическое напряжение трубы может быть рассчитано по системе уравнений [1], обобщающих весь класс деформаций трубопровода, рассмотренных в нормативно-технической документации. Но расчет по системе уравнений [1], как и по любой другой системе уравнений движения, требует точного знания набора и функциональных зависимостей всех

действующих на трубопровод нагрузок и граничных условий.

При отсутствии унификации конструкции ПП набор и функциональные зависимости действующих на трубопровод нагрузок и условия на контактах могут изменяться в очень широких пределах. Поэтому и решения по системе уравнений движения могут приводить к большому разбросу рассчитанного напряжения и, следовательно, к неоднозначности возможного принятия решения службами проектирования, эксплуатации и экспертной оценки. Повышение точности определения напряжения и достоверности оценки технического состояния трубопровода возможно по результатам его обследования. Для решения задачи определения фактического напряжения трубы в не всегда известных условиях эксплуатации применим метод оценки продольного напряжения трубы по параметрам ее пространственного положения, представленный в [6].



12-15 ноября 2013

Москва, ВВЦ, пав. 69, 75

19-я Международная промышленная выставка
Металл-Экспо'2013



Международная выставка
металлопродукции и металлоконструкций
для строительной отрасли

МеталлСтройФорум'2013



Международная выставка
оборудования и технологий
для металлургии и металлообработки

МеталлургМаш'2013



Международная выставка
транспортных и логистических
услуг для предприятий ГК

МеталлТрансЛогистик'2013

www.metal-expo.ru



Оргкомитет выставки:
тел./факс +7 (495) 734-99-66

Генеральный информационный партнер:
специализированный журнал «Металлоснабжение и сбыт»

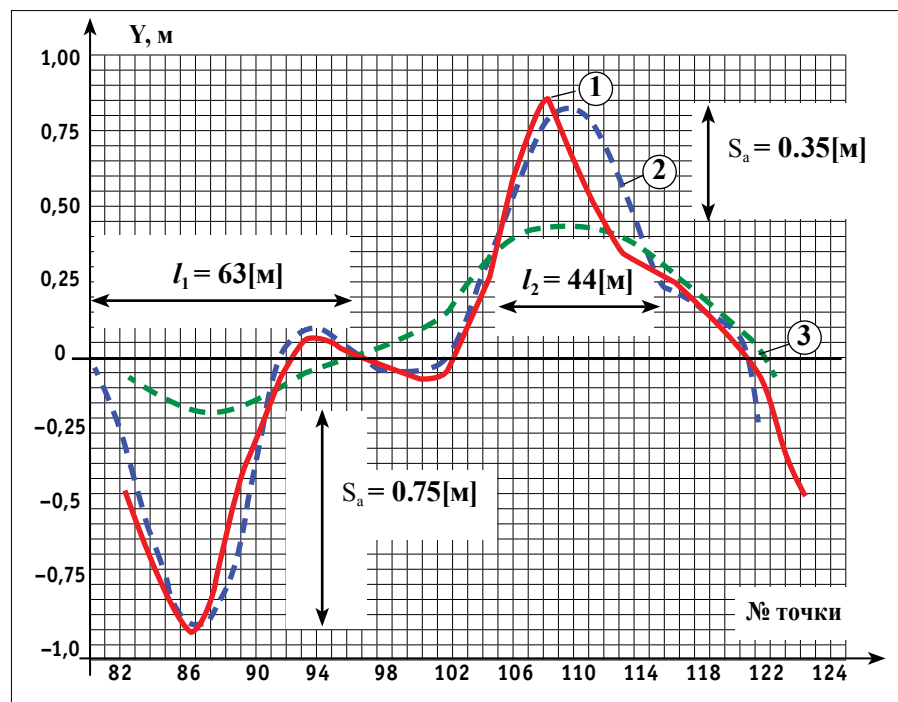


Рис. Распределение поперечных перемещений трубопровода в горизонтальной плоскости под воздействием давления газа по длине участка между точками 82 и 124: 1 – экспериментально измеренные при давлении 4,8 МПа; 2 – рассчитанные по системе уравнений [1] при давлении 4,8 МПа; 3 – усредненная линия положения трубопровода после сброса давления до нуля

Результатом воздействия на трубопровод всего комплекса нагрузок и условий на контактах является поперечное перемещение (деформация) трубы из начального в конечное на момент обследования положение. Количественно величина отклонения упругой линии деформированного трубопровода в конечном положении от начального характеризуется комбинацией численных значений двух параметров: $\{l_n, S_a\}$, (2)

где l_n – длина полуволны локального перемещения трубопровода; n – номер полуволны по порядку их чередования на рассмотренном участке; S_a – максимальное перемещение в полуволне. При поперечном изгибе форма перемещения зависит от условий на контактах с соседними участками (условий закрепления). Максимальное по полярному углу θ в связанной с трубой цилиндрической системе координат напряжение изгиба $\sigma_{\text{изгиба max}}$ для модели идеального шарнирного опирания определяется по формуле [6]:

$$\sigma_{\text{изгиба max}} = E \cdot \frac{S_a \pi}{l_n} \cdot \frac{S_a \pi}{l_n}, \quad (3)$$

где E – модуль Юнга материала трубы, R – средний радиус трубы.

Применим формулу (3) к оценке напряжения при поперечных горизонтальных перемещениях трубопровода

$\varnothing 530 \times 8$ мм, измеренных через каждые 4 м его длины на ПП через реку Коньгу в Астраханской области, продольный профиль которого показан на рисунке 1 в работе [2]. Перемещения были вызваны сбросом давления газа с 4,8 МПа до нуля. На рисунке представлены распределения по длине трубопровода измеренных и рассчитанных по системе уравнений [1] поперечных горизонтальных перемещений между точками 82 и 122 (см. рис. 1 в работе [2]). Со знаком «-» приведены отклонения оси трубопровода в направлении против течения реки. За начальное положение, относительно которого определяется величина S_a , принимаем положение трубы после сброса давления. Тогда комбинация численных значений параметров (2) характеризует именно изменение напряжения стенки трубы, вызванное изменением давления транспортируемого газа.

Рассмотрим две полуволны с параметрами (2), равными (см. рисунок): $\{l_1 = 63 \text{ м}, S_a = 0,75 \text{ м}\}$ (4) и $\{l_2 = 44 \text{ м}, S_a = 0,35 \text{ м}\}$. (5)

Тогда максимальное напряжение изгиба (3) для полуволны (4) равно:

$$\sigma_{\text{изгиба max}} = 206000 \cdot \frac{0,75 \pi}{63} \cdot \frac{0,261 \pi}{63} = 206000 \cdot 0,03738 \cdot 0,0130086 = 100,17 \text{ МПа.}$$

Рассчитанное по системе уравнений [1] продольное напряжение $\sigma_{\text{ПР}}^N$, связанное с осевой силой N , равно 79,65 МПа [2]. При этом погрешность расчета по формуле (3) для полуволны (4) составляет 20,49%.

Максимальное напряжение изгиба (3) для полуволны (5) равно:

$$\sigma_{\text{изгиба max}} = 206000 \cdot \frac{0,35 \pi}{44} \cdot \frac{0,261 \pi}{44} = 206000 \cdot 0,02498 \cdot 0,0186359 = 95,84 \text{ МПа.}$$

Рассчитанное по системе уравнений [1] напряжение $\sigma_{\text{ПР}}^N$ для этого случая равно 99,93 МПа [2], а погрешность расчета по формуле (3) для полуволны (5) составляет 4,27%.

Значения полученной разницы в расчетах напряжения по формуле (3) и по системе уравнений [1] для оценочных расчетов приемлемы. Это позволяет производить оценку напряжения стенки трубопровода по результатам измерений его пространственного положения в реальных условиях эксплуатации.

Полученные результаты приводят к заключению, что измеренная комбинация численных значений параметров (2) позволяет определить:

- значение не учитываемого нормами [4, 5] вклада в продольное напряжение стенки трубы при неизвестном наборе всех действующих на трубопровод нагрузок, их функциональных зависимостей и условий на контактах;
- изменение продольного напряжения при изменении в процессе эксплуатации пространственного положения трубопровода;
- диапазон возможного изменения продольного напряжения при периодическом контроле положения трубопровода. Для предотвращения возможности достижения сверхнормативного вклада в продольное напряжение, в частности $\sigma_{\text{ПР}}^N$, значений, нарушающих принятую в нормах схему НДС стенки трубы, необходимы:
- контроль фактического продольного напряжения;
- обеспечение ограниченного диапазона изменения продольного напряжения;
- разработка методов снижения продольного напряжения.

Следует отметить, что измеренная комбинация численных значений параметров (2) позволяет решить лишь часть задачи обеспечения устойчивости трубопровода – найти величины изменений напряже-

ния, но не позволяет определить причины этих изменений.

Вместе с тем из рисунка следует, что поперечное перемещение трубопровода на рассмотренном участке ПП вызвано не только изменением давления транспортируемого газа; при сбросе давления трубопровод не занял проектное прямолинейное положение. Этот факт требует:

- оценки напряжения стенки трубы после сброса давления;
- определения причины отклонения трубы от прямолинейного положения после сброса давления (например, не является

ли оно начальным положением, оставшимся после строительства ПП).

Если положение 3 трубы на рисунке является результатом строительства ПП, то необходимо решение задачи раскладки общего НДС трубопровода не только по действующим на него нагрузкам, но и по элементам технологической цепочки

ЛИТЕРАТУРА:

1. Велиюлин И.И., Поляков В.А., Велиюлин Э.И. и др. Унификация технологических и конструкционных параметров подводных переходов МГ // Газовая промышленность. – 2009. – № 9. – С. 63–65.
2. Филатов А.А., Велиюлин И.И., Поляков В.А. и др. Поперечные горизонтальные переме-

щения трубопроводов речных подводных переходов МГ под действием давления газа // Газовая промышленность. – 2012. – № 10. – С. 74–77.

3. Филатов А.А., Велиюлин И.И., Поляков В.А. и др. Особенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2011. – № 5. – С. 72–75.
4. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы // Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
5. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы // Минстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 60 с.
6. Поляков В.А. Основы технической диагностики: курс лекций: Учеб. пособие. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 118 с.

Operation and maintenance of pipelines

A.D. Nikonenko, director general, Podvodgazenergoservice JSC; A.A. Filatov, department head, Gazprom JSC; V.A. Polyakov, professor of the department «Design and Exploitation of Oil and Gas Pipelines», Gubkin Russian State University of Oil and Gas; I.I. Veliyulin, Doctor of Technical Sciences, academician of Russian Academy of Natural Sciences, director of Expert Analytical Center Orgremdigaz, Orgenergogaz JSC; E.I. Veliyulin, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, leading scientific officer, Eksikom LLC.

Estimate of the pipeline stress in the underwater crossing section using its spatial position parameters

A comparative analysis of the stress in a pipeline of the river underwater crossing, determined using equations of motion of the pipeline and with the help of the parameters of its spatial position. The input data for the calculations were transverse movements of the pipeline measured at the underwater crossing when the operating pressure was reset to zero. The applicability of the method for estimation of the actual stress in the pipeline using its spatial position data was demonstrated.

Keywords: gas pipeline, underwater crossing, gas pressure, stress of the pipe wall.

References:

1. Veliyulin I.I., Polyakov V.A., Veliyulin E.I. et al. Unification of Technological and Constructional Parameters of Underwater Gas Pipelines // Gas Industry. – 2009. – # 9. – P. 63–65.
2. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Polyakov V.A. et al. Cross Horizontal Motions of Pipelines of River Trunk Line Underwater Passages under Gas Pressure // Gas Industry. – 2012. – # 10. – P. 74–77.
3. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Polyakov V.A. et al. Peculiarities of Pipeline Motion in the Areas of River Trunk Line Underwater Passages under Gas Pressure // Territory NEFTEGAZ. – 2011. – # 5. – P. 72–75.
4. Construction Rules and Regulations (SNiP) 2.05.06-85. Main Pipelines // Gosstroy USSR. – М.: TSITP Gosstroy USSR, 1985. – 52 p.
5. Construction Rules and Regulations (SNiP) 2.05.06-85. Main Pipelines // Minstroy Russia. – М.: GUP TSPP, 1997. P. – 60.
6. Polyakov V.V. Fundamentals of Technical Diagnostics: course: Tutorial. – М.: INFRA-M, 2012. – P. 118.



**Воронежский
механический
завод**

фонтанная арматура
обвязки устья скважин
комплекты подземного
оборудования
станции управления
противовыбросовое
оборудование
сертификация API и ISO

на правах рекламы



394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22,
тел.: (473) 234-87-49, 234-82-73
e-mail: 348168@rambler.ru, www.vmvzrn.ru