

УДК 622.691.4

**И.И. Велиюлин**<sup>1</sup>, e-mail: mail@eksikom.ru; **В.А. Александров**<sup>1</sup>, e-mail: aleksandrov@eksikom.ru;  
**В.А. Поляков**<sup>2</sup>, e-mail: vapolyakov@rambler.ru; **Д.В. Александров**<sup>3</sup>, e-mail: aleksandrov\_dv@ooosgm.ru

<sup>1</sup> ООО «ЭКСИКОМ» (Москва, Россия).

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

<sup>3</sup> ООО «СТРОЙГАЗМОНТАЖ» (Москва, Россия).

## Оценка технического состояния подводного перехода при изменениях проектного положения руслового участка трубопровода

Одна из причин снижения надежности и эффективности эксплуатации подводного перехода магистрального трубопровода через естественное препятствие – непроектное перемещение трубопровода на стадии эксплуатации. Поэтому основная цель представленного в статье исследования – определение причины данного перемещения трубопровода, количественного показателя, характеризующего этот процесс, и конечного положения, к которому перемещается трубопровод.

Использован расчетно-экспериментальный метод исследования. Проведены измерения положения трубопровода на стадии эксплуатации за период более 10 лет. По изменению высотных отметок зафиксировано изменение положения трубы. Из решения системы уравнений движения пространственного трубопровода с транспортируемым потоком, обобщающей весь класс нормативных деформаций трубопровода, определено изменение не учтенной действующими нормативными документами продольной составляющей тензора напряжения материала стенки трубы, вызванного воздействием транспортируемого потока и зависящего от пространственного положения трубопровода. Зафиксирована тенденция взаимосвязи данного напряжения и изменения положения трубопровода. Совершая перемещение под воздействием не учтенного нормативными документами продольного напряжения, трубопровод стремится занять положение, соответствующее минимально возможному в данных условиях эксплуатации (при соответствующей схеме нагружения) значению, не учтенному нормами напряжения.

Таким образом, определены причина непроектного перемещения трубопровода на стадии эксплуатации и ее количественный показатель – не учтенная действующими нормами составляющая продольного напряжения. Положение, к которому перемещается трубопровод на стадии эксплуатации, определено как соответствующее минимальному значению исследованного напряжения.

Найденное не учтенное действующими нормами напряжение должно учитываться при проектировании подводных переходов, экспертизе проектных решений и оценке технического состояния трубопровода на стадии эксплуатации.

**Ключевые слова:** магистральный газопровод, подводный переход, изменение положения трубопровода, продольное напряжение.

.....

**I.I. Veliyulin**<sup>1</sup>, e-mail: mail@eksikom.ru; **V.A. Aleksandrov**<sup>1</sup>, e-mail: aleksandrov@eksikom.ru;  
**V.A. Polyakov**<sup>2</sup>, e-mail: vapolyakov@rambler.ru; **D.V. Aleksandrov**<sup>3</sup>, e-mail: aleksandrov\_dv@ooosgm.ru

<sup>1</sup> EKSIKOM LLC (Moscow, Russia).

<sup>2</sup> Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)” (Moscow, Russia).

<sup>3</sup> STROYGAZMONTAZH LLC (Moscow, Russia).

## Assessment of the Technical State of the Underwater Crossing at Changes in the Design Position of the Riverbed Pipeline Section

One of the causes of the deterioration in reliability and efficiency of operation of a main pipeline underwater crossing through a topographic barrier is a beyond-design displacement of the pipeline at the operation stage. Therefore, the primary objective of the investigation presented in the article is the determination of a cause of this pipeline displacement, a quantitative indicator describing this process, and the final position of the pipeline.

The calculation-experimental research technique was used. The position of the pipeline was measured at the operation stage for more than 10 years. The change in the pipe position was determined from changes in elevation points. Solution of the system of equations of motion of a spatial pipeline with a transported flow, which generalizes the entire class of standard deformations of the pipeline, allowed to determine the change in the longitudinal component of the stress tensor of the pipe wall material, which is not accounted for by current regulatory documents. This tensor is caused by the effect of the transported flow and depends on the spatial position of the pipeline.

The trend in the relationship between this stress and change in the pipeline position is determined. The pipeline moves under the effect of longitudinal stress, unaccounted for by regulatory documents, and tends to occupy a position corresponding to the minimum possible value in the given operating conditions (with the corresponding load distribution), which is not accounted for by standard stress values.

Thus, a cause of beyond-design displacement of the pipeline at the operation stage and its quantitative indicator, the longitudinal stress component, which is not accounted for by current standards, are determined. The position to which the pipeline moves during operation is determined as one, corresponding to the minimum value of the investigated stress. The stress value found, which is not accounted for by current standards, must be taken into account during designing underwater crossings and expert evaluation of design solutions, and also when assessing the technical state of a pipeline at the operation stage.

**Keywords:** main gas pipeline, underwater crossing, pipeline position change, longitudinal stress.

#### ФАКТОРЫ, ОБУСЛОВЛИВАЮЩИЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА

Перемещения трубопроводов являются одной из главных причин неисправного состояния подводных переходов магистральных газопроводов (ПП МГ). Известно, что процессы перемещения трубопровода провоцируются различными воздействиями, обусловленными качеством строительства и условиями эксплуатации подводного перехода.

В связи с этим при диагностике технического состояния ПП МГ необходимо:

- определить причины изменения положения трубопровода, т. е. нагрузку на трубопровод, приведшую к изменению его положения;
- обеспечить мониторинг и ограничение нагрузки на трубопровод.

На стадии эксплуатации подводного перехода основной причиной нештатного перемещения трубопровода является возникновение отличного от расчетного [1–3, 9] напряженно-деформированного состояния (НДС) материала стенки труб, а именно его продольной составляющей.

Проанализируем влияние продольной составляющей напряжения материала стенки трубы, вызванной не учтенной нормами [1–3] нагрузкой со стороны

транспортируемого потока, на изменение положения трубопровода.

#### РАСЧЕТ ПРОДОЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ ТРУБЫ

Фактическое значение продольного напряжения стенки трубы, вызванного воздействием транспортируемого газа, на участке ПП МГ  $\sigma_{np}^{\phi}$  рассчитывается как сумма [4, 5]:

$$\sigma_{np}^{\phi} = \sigma_{np}^H + \sigma_{np}^N, \quad (1)$$

где  $\sigma_{np}^H$  – нормативное продольное напряжение, МПа [1–3];  $\sigma_{np}^N$  – не учитываемое нормами напряжение, МПа, вызванное воздействием транспортируемого потока.

Величина  $\sigma_{np}^N$  рассчитывается по формуле [4, 5]:

$$\sigma_{np}^N = \left( \frac{N}{F_r} + \sigma_{изг}^N \right), \quad (2)$$

где  $N$  – не учтенная нормами осевая сила, Н, действующая со стороны транспортируемого потока;  $F_r$  – площадь кольца поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;  $\sigma_{изг}^N$  – напряжение изгиба, вызванное силой  $N$ , МПа.

Тогда фактическое значение продольного напряжения (1) равно:

$$\sigma_{np}^{\phi} = \mu \sigma_{кц}^H + \left( \frac{N}{F_r} + \sigma_{изг}^N \right), \quad (3)$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона материала стенки трубы;  $\sigma_{кц}^H$  – кольцевое напряжение материала стенки трубы от нормативного (рабочего) давления, МПа.

Значения  $N$ ,  $\sigma_{изг}^N$  и  $\sigma_{np}^N$  принципиально зависят от траектории движения транспортируемого потока – положения трубы на стадии эксплуатации [6] – и, в свою очередь, ведут к изменению положения трубопровода [4, 5]. Для ответа на вопрос, каким образом связаны процессы изменения  $\sigma_{np}^N$  и положения трубопровода, выполним расчетно-экспериментальное исследование этой взаимосвязи.

Проанализируем результаты измерений положения нитки газопровода  $\varnothing 1020 \times 16$  мм на участке ПП МГ, проведенные за период 2003–2014 гг. Характеристика подводного перехода: ширина реки 150 м, дно сложено из несвязанных грунтов, давление транспортируемого газа  $P = 7,4$  МПа.

Для данного подводного перехода нормативное напряжение, вызванное давлением транспортируемого потока, в соответствии с [1–3] не зависит от положения трубопровода и равно:

Для цитирования (for citation):

Велиюлин И.И., Александров В.А., Поляков В.А., Александров Д.В. Оценка технического состояния подводного перехода при изменениях проектного положения руслового участка трубопровода // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 1–2. С. 40–43.

Veliyulin I.I., Aleksandrov V.A., Polyakov V.A., Aleksandrov D.V. Assessment of the Technical State of the Underwater Crossing at Changes in the Design Position of the Riverbed Pipeline Section. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 1–2, P. 40–43. (In Russ.)

$$\begin{cases} \sigma_{\text{кц}}^H = P \frac{R_{\text{вн}}}{\delta_H} = 228,475 \text{ МПа} \\ \sigma_{\text{пр}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^H = 68,542 \text{ МПа} \end{cases} \quad (4)$$

где  $R_{\text{вн}}, \delta_H$  – соответственно, внутренний радиус и толщина стенки трубы, мм. Расчет осевой силы  $N$  и напряжения  $\sigma_{\text{изг}}^N$  (2) выполнен по системе уравнений, обобщающих весь класс нормативных деформаций [7, 8].

В таблице представлены изменения значений отношения максимального по длине ПП МГ не учтенного нормами [1–3] продольного напряжения (2)  $\sigma_{\text{пр}}^N |_{\text{max}}$  к нормативной составляющей продольного напряжения:

$$\frac{\sigma_{\text{пр}}^N |_{\text{max}}}{\mu \sigma_{\text{кц}}^H} \quad (5)$$

и максимального по длине ПП МГ фактического значения продольного напряжения (3)  $\sigma_{\text{пр}}^{\Phi} |_{\text{max}}$  к кольцевому нормативному напряжению:

$$\frac{\sigma_{\text{пр}}^{\Phi} |_{\text{max}}}{\sigma_{\text{кц}}^H} \quad (6)$$

по годам эксплуатации.

Из представленных в таблице результатов расчетно-экспериментального исследования следует, что:

Динамика изменения отношений (5) и (6) по годам эксплуатации, %  
Dynamics of changes in ratios (5) and (6) by operating years, %

Соотношение Ratio	Годы Years			
	2003	2007	2012	2014
$\frac{\sigma_{\text{пр}}^N  _{\text{max}}}{\mu \sigma_{\text{кц}}^H}$	154,69	130,30	123,54	116,61
$\frac{\sigma_{\text{пр}}^{\Phi}  _{\text{max}}}{\sigma_{\text{кц}}^H}$	76,41	69,09	67,06	64,98

Примечание:

(5) – отношение не учтенного нормами [1–3] продольного напряжения максимального по длине подводного перехода магистрального газопровода к нормативной составляющей продольного напряжения;

(6) – отношение фактического значения продольного напряжения максимального по длине подводного перехода магистрального газопровода к кольцевому нормативному напряжению.

Note:

(5) – ratio of the longitudinal stress of the main gas pipeline underwater crossing with maximum length, which is not considered in the norms [1–3], to the specified component of longitudinal stress;

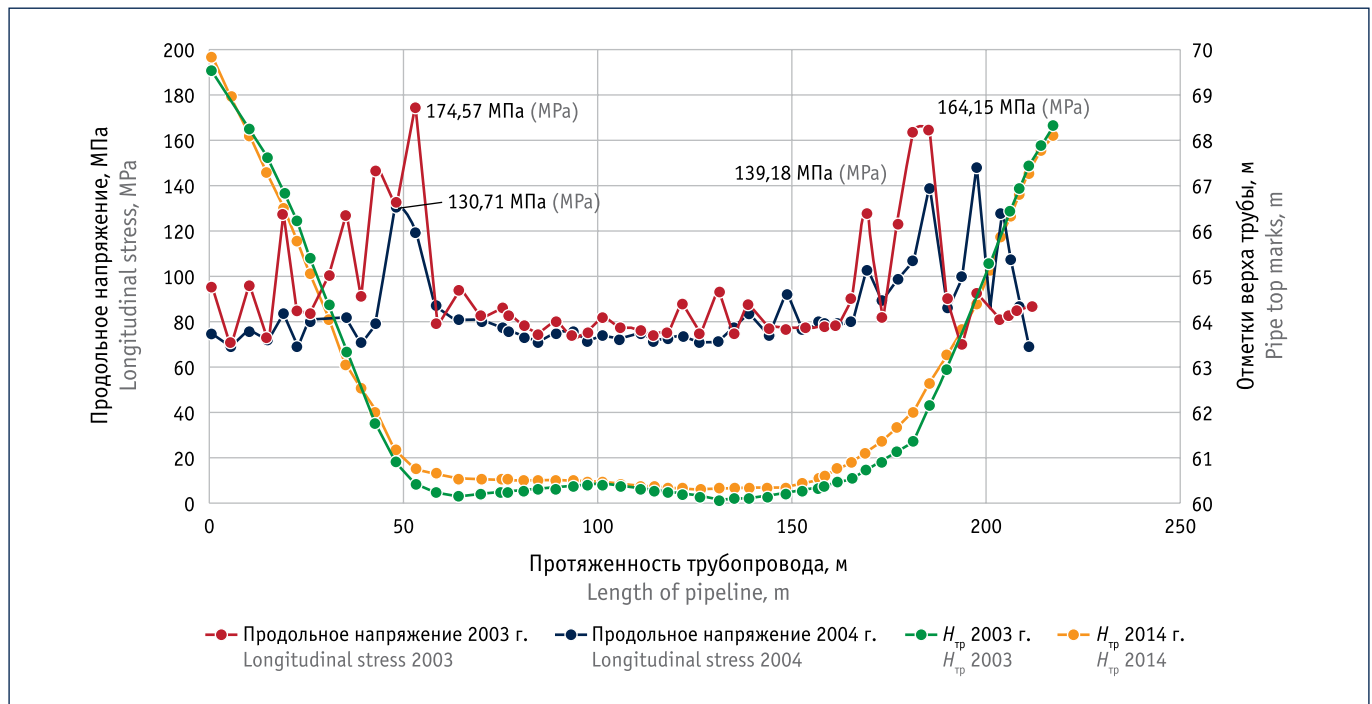
(6) – ratio of the actual value of the longitudinal stress of the of the main gas pipeline underwater crossing with maximum length to the specified circular stress.

1) изменение положения трубопровода во времени сопровождается снижением не учтенного нормами продольного напряжения (2), вызванного давлением транспортируемого потока газа;

2) в соответствии с законами механики труба стремится занять положение, соответствующее минимальному значению составляющей продольного

напряжения (2) и, следовательно, минимальному значению фактического напряжения (3);

3) минимальное значение составляющей продольного напряжения (2) на данном ПП МГ за период исследования не достигает значения нуля и остается высоким. Изменение вертикального положения исследуемого трубопровода



Взаимосвязь изменений вертикального положения трубопровода  $H_{\text{тр}}$  и значений продольного напряжения в нем

Interdependence of changes in the vertical position of a pipeline  $H_{\text{tr}}$  and longitudinal stress values in it

в 2003–2014 гг. и последовавшее за этим снижение значений продольного напряжения в нем представлены на рисунке.

Таким образом, за указанный период времени не учитываемая нормами нагрузка со стороны транспортируемого потока газа инициировала продольное напряжение материала стенки труб, превышающее сопротивление остальных сил, действующих на трубопровод, – балластировки, грунта, температурного перепада и т. д., – и тем самым приводила к перемещению трубопровода. Значение продольного напряжения (2) остается высоким по состоянию на 2014 г. и, следовательно, может быть причиной дальнейшего изменения положения трубопровода. Достаточно ли оставшегося на 2014 г. продольного напряжения (2) трубопро-

вода для преодоления других действующих на трубу сил? Ответ на этот вопрос могут дать расчеты сил, противодействующих перемещению трубопровода, и результаты приборных обследований ПП МГ с 2015 г.

### Выводы

Полученные результаты анализа изменения технического состояния подводного перехода позволяют сделать следующие выводы.

1. Не учтенное нормами продольное напряжение (2) является одной из причин непроеКТного перемещения трубопровода на стадии эксплуатации.
2. Выявлена тенденция взаимосвязи напряжения (2) и изменения положения трубопровода: совершая перемещение под воздействием напряжения (2), трубопровод стремится занять положение,

соответствующее минимально возможному в данных условиях эксплуатации (при соответствующей схеме нагружения) значению напряжения (2).

3. Для исключения непроеКТного перемещения трубопровода при эксплуатации подводного перехода на стадии проектирования капитального ремонта ПП необходимы учет и минимизация значения напряжения (2), в частности за счет определения положения трубопровода, соответствующего минимальному значению напряжения (2).

4. Напряжение (2) возникает не только на участках ПП – оно возникает во всех трубопроводных системах, в частности в [1]. Поэтому одной из задач технического обслуживания и, в частности, технической диагностики ПП должно быть определение положения трубопровода во времени.

### Литература:

1. СНиП 2.05.06–85. Магистральные трубопроводы. М.: Центральный институт типового проектирования Госстроя СССР, 1985. 52 с.
2. СНиП 2.05.06–85\*. Магистральные трубопроводы [Электронный источник]. Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306000/> (дата обращения: 15.02.2018).
3. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85\* (с Изменением № 1) [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 15.02.2018).
4. Филатов А.А., Велиулин И.И., Поляков В.А. и др. Поперечные горизонтальные перемещения трубопроводов речных подводных переходов МГ под действием давления газа // Газовая промышленность. 2012. № 10. С. 74–77.
5. Филатов А.А., Велиулин 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.
6. Филатов А.А., Велиулин И.И., Поляков В.А. и др. Принципы формирования проектных решений по унификации конструкции подводных переходов МГ // Газовая промышленность. 2010. № 8. С. 70–72.
7. Велиулин И.И., Поляков В.А., Велиулин Э.И. и др. Унификация технологических и конструкционных параметров подводных переходов МГ // Газовая промышленность. 2009. № 9. С. 63–65.
8. Polyakov V.A., Yarmoluk V.V. Diagnostics Dynamic State of Pipe-Line Systems for Compressor Plants. Materials of 2nd International Conference "Pipeline Inspection". Moscow, 1991, P. 255–259.
9. Offshore Standard DNV-OS-F101. Submarine Pipeline Systems [Электронный источник]. Режим доступа: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2013-10/OS-F101.pdf> (дата обращения: 15.02.2018).

### References:

1. Construction Norms and Regulations SNiP 2.05.06–85. Main Pipelines. Moscow, Central Institute of Standard Designing of the USSR State Committee for Construction, 1985, 52 p. (In Russian)
2. Construction Norms and Regulations SNiP 2.05.06–85\*. Main Pipelines [Electronic source]. Access mode: <http://base.garant.ru/2306000/> (access date: February 15, 2018). (In Russian)
3. Code Specification SP 36.13330.2012. Trunk Pipelines. Revised Edition of the Construction Norms and Regulations SNiP 2.05.06–85\* (with Amendment No. 1) [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (access date: February 15, 2018). (In Russian)
4. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Polyakov V.A., et al. Transverse Horizontal Movements of Pipelines of Underwater Crossings of Main Gas Pipelines under the Influence of Gas Pressure. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry*, 2012, No. 10, P. 74–77. (In Russian)
5. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Polyakov V.A., et al. Features of Pipeline Movements on the Sections of River Underwater Crossings of Main Gas Pipelines under the Influence of Gas Pressure. *Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory*, 2011, No. 5, P. 72–75. (In Russian)
6. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Polyakov V.A., et al. Principles of Formation of the Design Solutions for the Unification of the Constrictions of Underwater Crossings of Main Gas Pipelines. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry*, 2010, No. 8, P. 70–72. (In Russian)
7. Veliyulin I.I., Polyakov V.A., Veliyulin E.I., et al. Unification of Technological and Structural Parameters of Underwater Crossings of Main Gas Pipelines. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry*, 2009, No. 9, P. 63–65. (In Russian)
8. Polyakov V.A., Yarmoluk V.V. Diagnostics Dynamic State of Pipe-Line Systems for Compressor Plants. Materials of 2nd International Conference "Pipeline Inspection". Moscow, 1991, P. 255–259.
9. Offshore Standard DNV-OS-F101. Submarine Pipeline Systems [Electronic source]. Access mode: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2013-10/OS-F101.pdf> (access date: February 15, 2018).