



УДК 622.692.4.074.2

ВЛИЯНИЕ ПРОТЯЖЕННОСТИ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА НА ДЕФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА С ПОЛОЖИТЕЛЬНОЙ ПЛАВУЧЕСТЬЮ

THE EFFECT OF THE LENGTH OF THE UNDERWATER TRANSITION OF THE GAS PIPELINE ON DEFORMATION OF THE GAS PIPELINE WITH POSITIVE BUOYANCY

Сарычев Игорь Леонидович

начальник производственного отдела
по эксплуатации магистральных газопроводов,
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
isarychev@sgp.gazprom.ru

Кузьбожев Александр Сергеевич

доктор технических наук, профессор,
начальник отдела надежности и ресурса
Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта
a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Бирилло Игорь Николаевич

кандидат технических наук,
начальник лаборатории надежности
объектов газотранспортной системы
отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта
i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В статье проанализированы причины наличия и отсутствия заметного деформирования участков газопровода подводного перехода, находящихся в однотипных условиях и обладающих одинаковой плавучестью. Установлено, что деформация газопровода, обусловленная его положительной плавучестью, существенно зависит от протяженности русловой части подводного перехода. Предложен критерий для определения протяженности русловой части подводного перехода, при которой обеспечивается фиксация перемещений трубы по результатам контроля ее фактического положения.

Ключевые слова: газопровод, подводный переход, протяженность, всплытие, заглубление.

Sarychev Igor Leonidovich

Head of the Production Department
for the Exploitation of Gas Pipelines,
LLC Gazprom transgaz Ukhta
isarychev@sgp.gazprom.ru

Kuzbozhev Alexander Sergeevich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Head of Reliability and Resource Department
of the Northern Corridor of the GTS,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta
a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Birillo Igor Nikolaevich

Candidate of Technical Sciences,
Head of the Laboratory for Reliability
of Gas Transmission System Facilities
of Reliability and Resource Department
of the Northern Corridor of the GTS,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta
i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru

Annotation. The article analyzes causes of presence and absence of deformation of sections of underwater transitions of the gas pipeline, which are in similar conditions and have the same buoyancy. Deformation of the gas pipeline, which is caused by its positive buoyancy, depends on the length of the channel part of the underwater transition. The article considers the criterion for determining the length of the channel part of the underwater transition. The article presents criterion for determining the length of the channel part of the underwater transition, which ensures the fixation of the pipe movements according to results of monitoring its actual position.

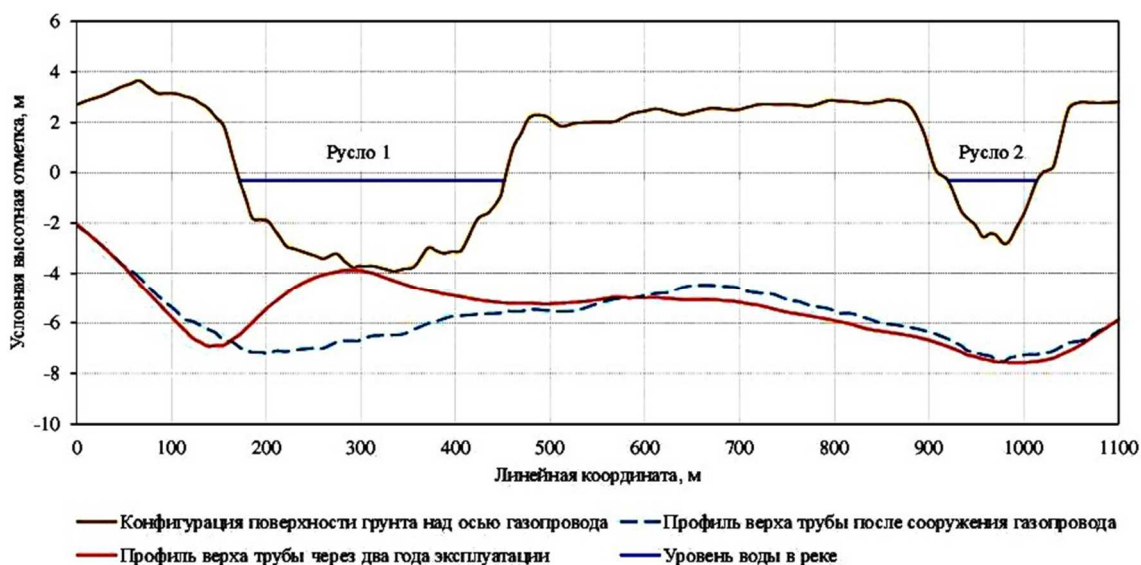
Keywords: gas pipeline, underwater transition, length, ascent, deepening.

Введение

При подземном пересечении водных преград магистральными газопроводами (МГ) трубу подвергают дополнительному утяжелению с целью компенсации выталкивающей силы воды и обеспечения стабилизированного положения газопровода на проектных отметках. Несмотря на применяемые технические решения на подводных переходах (ПП) всё же происходят изменения начального положения трубы, что является признаком нарушения условия устойчивости газопровода против всплытия, регламентируемого нормативными документами [1–4], и признаком сохранения положительной плавучести труб на участке ПП. Иногда подводный переход представляет пересечение газопровода сразу с несколькими рядом расположенными руслами реки, однако всплытие трубы фиксируется только в одном из них. В этих случаях весьма важно не только установить причины произошедшего деформирования участка газопровода, но и понять причины отсутствия всплытия трубы в расположенном рядом русле реки. Примером такого ПП может быть пересечение МГ Бованенково – Ухта с рекой Морды-Яха (рис. 1).



а)



б)

Рисунок 1 – Пересечение газопровода с рекой Морды-Яха:
а – общий вид; б – профиль подводного перехода

Подводный переход газопровода через реку Морды-Яха

На рассматриваемом ПП МГ Бованенково – Ухта пересекает два русла реки, находящиеся друг от друга на расстоянии 450 м. Газопровод в пределах ПП сооружен из однотипных труб, эксплуатируется в одинаковых условиях, имеет практически одинаковый шаг расстановки балластирующих устройств, но в руслах реки труба ведет себя по-разному. Результаты обследования ПП после сооружения газопровода и через два года эксплуатации МГ показали, что за этот период времени в русле 1 произошло всплытие трубы, а в русле 2 – погружение трубы в донную поверхность (см. рис. 1, б). При этом в русле 1 максимальное изменение начальных высотных отметок верха трубы составило 3,17 м, а в русле 2 – 0,3 м.

Характерным отличием рассматриваемых участков ПП является только ширина пересекаемой водной преграды. Русло 1 реки Морды-Яха при меженном уровне воды в 2,88 раза превышает ширину русла 2. При этом русло 1 имеет ширину 297 м, а русло 2 – 103 м. Проанализируем особенности деформирования участка газопровода, обладающего одной и той же положительной плавучестью, при изменении ширины пересекаемой водной преграды. Для анализа используем аналитические зависимости, характеризующие деформирование балки с равномерно распределенной поперечной нагрузкой и продольной сжимающей силой.

Основные расчетные положения

При воздействии на участок трубопровода только поперечной нагрузки (отсутствует сжимающая продольная сила) стрела прогиба определяется следующей зависимостью:

$$f = k \frac{q\ell^4}{EJ}, \tag{1}$$

где k – коэффициент, учитывающий характер закрепления концевых участков трубопровода; q – распределенная поперечная нагрузка, действующая на трубопровод; ℓ – протяженность участка трубопровода; E – модуль упругости материала трубы; J – осевой момент инерции сечения трубопровода.



Если участок трубопровода протяженностью ℓ_0 имеет стрелу прогиба f_0 , то при изменении протяженности участка до значения ℓ_1 стрела прогиба изменится до значения f_1 , определяемого по формуле:

$$f_1 = f_0 \left(\frac{\ell_1}{\ell_0} \right)^4 \tag{2}$$

При наличии продольной силы S , обусловленной внутренним давлением и температурой транспортируемого газа, максимальный прогиб f_s может быть определен по следующей формуле:

$$f_s = \frac{f_q}{1 - \frac{S}{N_{кр}}}, \tag{3}$$

где f_q – прогиб участка трубопровода от воздействия поперечной нагрузки; S – сжимающее продольное усилие; $N_{кр}$ – критическое продольное усилие, определяемое формулой Эйлера

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EJ}{(\mu \ell)^2}, \tag{4}$$

где E, J – обозначения те же, что в формуле 1; μ – коэффициент приведения длины, зависящий от характера закрепления концов трубопровода.

Значение стрелы прогиба f_{s1} после изменения протяженности участка трубопровода с ℓ_0 до ℓ_1 , который при значении протяженности ℓ_0 имел стрелу прогиба f_{s0} и значение отношения $(S / N_{кр})_0$, может быть определено из следующего выражения:

$$f_{s1} = \frac{f_{s0} \left(1 - (S / N_{кр})_0 \right) \left(\frac{\ell_1}{\ell_0} \right)^4}{1 - (S / N_{кр})_0 \left(\frac{\ell_1}{\ell_0} \right)^2}. \tag{5}$$

Результаты расчета и их анализ

Приняв, что фактическое положение первой нитки МГ Бованенково – Ухта на переходе через русло 1 реки Морды-Яха является результатом деформирования участка газопровода в процессе эксплуатации от совместного воздействия равномерно распределенной поперечной выталкивающей нагрузки и продольной сжимающей силы, были определены расчетные значения стрелок прогиба газопроводов на аналогичных переходах меньшей протяженности. Расчеты выполняли при изменении параметра $(S / N_{кр})_0$ от 0 до 0,5. Результаты расчетов сведены в таблицу 1 и показаны на рисунке 2.

Результаты расчетов показывают, что для каждой уменьшенной протяженности ПП максимальные значения стрелок прогиба наблюдаются в том случае, если на участке газопровода максимальной протяженности зафиксированный прогиб был обусловлен только поперечной нагрузкой, т.е. при $(S / N_{кр})_0 = 0$. В этой связи при оценке деформаций газопровода на ПП меньшей протяженности были использованы именно эти значения стрелок прогиба, характеризующие наиболее опасное состояние участка газопровода, обусловленное максимальными перемещениями трубы вверх.

Таблица 1 – Расчетные значения максимальных стрелок прогиба подводного перехода разной протяженности

Протяженность участка, м	Максимальная стрелка прогиба (м) при значении параметра $(S/N_{кр})_0$							
	0	0,05	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50
100	0,037	0,035	0,033	0,032	0,030	0,026	0,023	0,019
125	0,089	0,086	0,082	0,078	0,074	0,066	0,058	0,049
150	0,185	0,178	0,171	0,164	0,156	0,140	0,123	0,105
175	0,344	0,332	0,320	0,307	0,294	0,267	0,237	0,206
200	0,586	0,569	0,551	0,533	0,513	0,471	0,425	0,373
225	0,939	0,917	0,894	0,869	0,843	0,785	0,720	0,645
250	1,431	1,407	1,381	1,353	1,322	1,255	1,174	1,077
275	2,095	2,075	2,052	2,028	2,001	1,940	1,863	1,765
305	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170

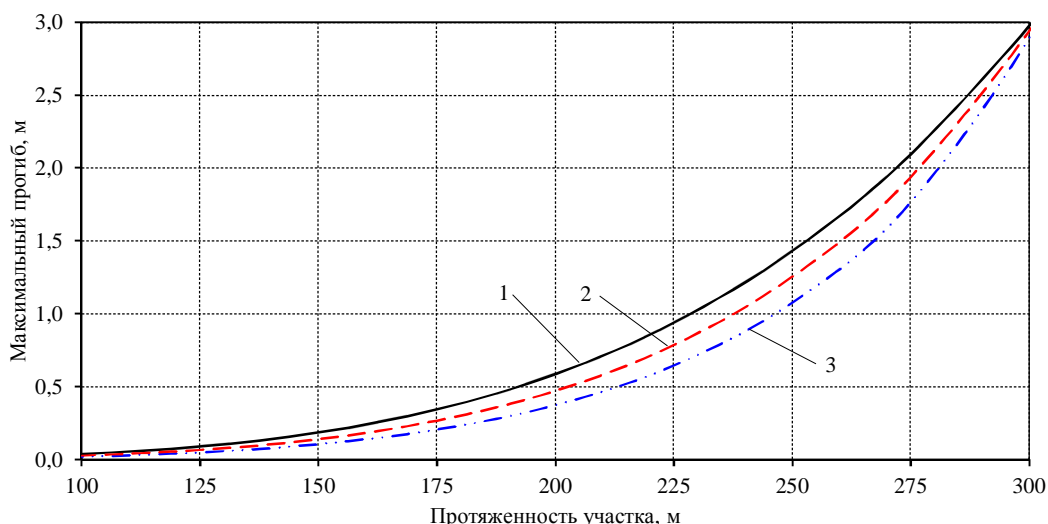


Рисунок 2 – Зависимость максимального прогиба всплывающего участка от его протяженности (для продольно-поперечной нагрузки, обуславливающей зафиксированные деформации на переходе газопровода через русло 1 реки Морды-Яха):
 1 – $(S / N_{кр})_0 = 0$; 2 – $(S / N_{кр})_0 = 0,3$; 3 – $(S / N_{кр})_0 = 0,5$

При увеличении протяженности всплывающего участка возрастает не только значение стрелки прогиба, но и ее относительная величина. Например, для рассмотренного ПП отношение максимальной стрелки прогиба к протяженности всплывающего участка составляет:

- 1/2730 (0,000366) при протяженности участка 100 м;
- 1/809 (0,001236) при протяженности участка 150 м;
- 1/341 (0,002933) при протяженности участка 200 м;
- 1/96 (0,010417) при протяженности участка 305 м.

Следует отметить, что при нахождении участка газопровода ПП в одинаковых условиях, вызывающих деформирование трубы на переходе через русло 1 реки Морды-Яха на 3,17 м, значение расчетной деформации участка газопровода на переходе через русло 2 составит не более 41 мм. Многократное (в 77 раз) уменьшение стрелки прогиба участка газопровода обусловлено изменением протяженности всплывающего участка. Расчетное значение максимальной деформации газопровода в русле 2 ПП значительно (в 7,3 раза) меньше фактически зафиксированных значений. При этом результаты обследования ПП свидетельствуют не о всплытии трубы, а о ее погружении в донную поверхность. Совокупность вышеприведенных данных позволяет предположить, что зафиксированные изменения высотных отметок трубы в русле 2 ПП обусловлены, вероятнее всего, не перемещением трубы, а погрешностью определения ее положения. Среднее заглубление верха трубы на русловых участках рассмотренного ПП равно 4,92 м. Погрешность современных трассоискателей, применяемых для определения заглубления подземных трубопроводов, как правило, составляет $\pm 5\%$ [5], т.е. при среднем заглублении верха трубы на ПП через реку Морды-Яха изменения высотных отметок до 0,49 м ($\pm 0,246$ м) могут быть связаны не с деформациями газопровода, а с погрешностью определения его фактического положения.

Условие достижения максимальной стрелкой прогиба значения, равного удвоенной погрешности определения среднего заглубления трубы в русловой части трассоискателем, может быть принято в качестве критерия, позволяющего определить минимальную протяженность русловой части ПП, при которой могут быть зафиксированы происходящие перемещения газопровода. Для рассмотренного ПП минимальное значение протяженности русловой части ПП, при которой может быть зафиксировано деформирование (всплытие) трубы, составляет 191 м. Расчетное значение стрелки прогиба такого участка газопровода равно 0,49 м, а значение относительной стрелки прогиба – 1/390 (0,002564).

Заключение

Участок газопровода с положительной плавучестью подвержен всплытию независимо от его протяженности, однако наличие заметных изменений в начальном положении трубы существенно зависит от протяженности русловой части ПП. Фиксация происходящих перемещений трубы на ПП возможна только на участках значительной протяженности, когда значения перемещений трубы будут превышать величину погрешности, возникающую при определении фактического заглубления газопровода на участке ПП. В качестве критерия минимальной протяженности русловой части ПП, при которой возможна фиксация перемещений трубы, может быть принято условие достижения макси-



мальной стрелкой прогиба значения, равного удвоенной погрешности определения среднего заглубления трубы в русловой части трассоискателем. Для рассмотренного ПП процесс всплытия газопровода по результатам контроля его фактического положения может быть определен при протяженности русловой части не менее 191 м, т.е. при пересечении газопроводом только русла 1 реки Морды-Яха.

Литература:

1. Свод правил СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). – М. : Госстрой, ФАУ ФЦС, 2012. – 93 с.
2. Ведомственные строительные нормы ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М. : ВНИИСТ, 1990. – 103 с.
3. Свод правил СП 107-34-96. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М., 1996. – 47 с.
4. Ведомственные строительные нормы ВСН 39-1.9-003-98. Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – М. : ИРЦ Газпром, 1998.
5. Методическая документация в строительстве. МДС 11-21.2009. Методика определения точного местоположения и глубины залегания, а также разрывов подземных коммуникаций (силовых, сигнальных кабелей, трубопроводов газо-, водоснабжения и др.), предотвращающих их повреждения при проведении земляных работ. – URL : <https://files.stroyinf.ru/Data1/56/56654/> (дата обращения 02.02.2020).

References:

1. Code of rules SP 36.13330.2012. Main pipelines (Updated version of SNiP 2.05.06-85*). – M. : Gosstroy, FAA FTsS, 2012. – 93 p.
2. Departmental building codes DBC 010-88. Construction of trunk pipelines. Underwater transitions. – M. : VNIIST, 1990. – 103 p.
3. Code of rules SP 107-34-96. Ballasting, ensuring the stability of the position of gas pipelines at design elevations. – M., 1996. – 47 p.
4. Departmental building codes BCH 39-1.9-003-98. Designs and methods for ballasting and securing underground gas pipelines. – M. : IRC Gazprom, 1998.
5. Methodical documentation in construction. MDC 11-21.2009. Methodology for determining the exact location and depth, as well as breaks in underground utilities (power, signal cables, gas pipelines, water supply, etc.), preventing their damage during earthwork. – URL : <https://files.stroyinf.ru/Data1/56/56654/> (access date: February 02, 2020).