

УДК 622.692.4.074.2

## Исследование причин изменения начального положения подводного перехода газопровода

И.Л. Сарычев<sup>1\*</sup>, А.С. Кузьбожев<sup>2</sup>, И.Н. Бирилло<sup>2</sup>, Ю.А. Маянц<sup>3</sup>, А.В. Елфимов<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром трансгаз Ухта», Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, наб. Газовиков, д. 10/1

<sup>2</sup> Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

<sup>3</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: isarychev@sgp.gazprom.ru

### Ключевые слова:

газопровод, подводный переход, балластировка, всплытие, разжижение грунта, обмерзание трубы.

**Тезисы.** Специфической особенностью магистральных газопроводов (МГ) является их значительная протяженность. На своем пути трассы МГ пересекают разнообразные водные преграды. В местах подводных пересечений водных преград выполняют балластировку трубы, которая должна компенсировать выталкивающую силу воды и обеспечить стабилизированное положение газопровода на проектных отметках при его эксплуатации. Опыт эксплуатации МГ показывает, что 60 % случаев вывода подводных переходов в ремонт вызваны существенным изменением начального (проектного) положения газопровода.

В статье показаны особенности подводного перехода МГ через р. Морды-Яха, на котором после ввода газопровода в эксплуатацию было зафиксировано заметное изменение начального положения. Представлены результаты анализа проектной и фактической балластировки подводного перехода, а также результаты численного моделирования всплывших участков подводного перехода, проведенного с целью выявления причин изменения начального положения газопровода на стадии его эксплуатации, и анализ этих результатов.

По длине подводного перехода проектом предусмотрен разный уровень балластировки. Места всплытия подводного перехода, проявившиеся на стадии эксплуатации газопровода, имеют не самую низкую пригрузку, которая обеспечена на других участках подводного перехода, не претерпевших заметных изменений в начальном положении газопровода.

Проведенный анализ показал, что основными причинами, которые могут вызывать изменение начального положения (всплытие) подводных переходов газопроводов, являются: повышенная плотность жидкой среды, окружающей участки газопровода (из-за засоленности воды и (или) вследствие разжижения грунта, в котором находится газопровод), или обмерзание наружной поверхности газопровода вследствие транспортирования газа с отрицательной температурой. При этом было установлено, что даже при наличии вышеназванных причин изменение начального положения газопровода проявляется только на подводных переходах значительной протяженности.

Специфической особенностью магистральных газопроводов (МГ) является их значительная протяженность. На своем пути трассы МГ пересекают разнообразные естественные и искусственные препятствия в виде рек, озер, водохранилищ, болот, автомобильных и железных дорог и т.п. Участки МГ в местах пересечения с такими препятствиями требуют применения специальных технических решений, обеспечивающих надежную работу газопровода на стадии его эксплуатации. При подземном пересечении водных преград к таким специальным техническим решениям относится балластировка трубы, компенсирующая выталкивающую силу воды и обеспечивающая стабилизированное положение газопровода на проектных отметках.

### Условие не всплытия газопроводов

Согласно нормативным документам [1–4] устойчивое (против всплытия) положение участка МГ обеспечивается при выполнении следующего условия:

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{k_{\text{н.в}}} Q_{\text{пас}}, \quad (1)$$

где  $Q_{\text{акт}}$  – суммарная расчетная нагрузка на МГ, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом;  $Q_{\text{пас}}$  – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз, включая массу (собственный вес);  $k_{\text{н.в}}$  – коэффициент надежности устойчивости положения МГ против всплытия, принимаемый равным для участков перехода: через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах горизонта грунтовых вод 1%-ной обеспеченности – 1,05; через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ, – 1,10; через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки – 1,15.

Нагрузки  $Q_{\text{акт}}$  и  $Q_{\text{пас}}$  вычисляются по следующим выражениям:

$$Q_{\text{акт}} = \left( \frac{\pi}{4} D_{\text{н}}^2 g \gamma_{\text{в}} + q_{\text{из}} \right) \ell_{\text{уч}}; \quad (2)$$

$$Q_{\text{пас}} = q_{\text{тр}} \ell_{\text{уч}} + Q_{\text{б}}, \quad (3)$$

где  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\gamma_{\text{в}}$  – плотность воды, принимаемая по данным изысканий, кг/м<sup>3</sup>;  $q_{\text{из}}$  – интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе, Н/м;  $\ell_{\text{уч}}$  – длина обводненного участка МГ, м;  $q_{\text{тр}}$  – погонная нагрузка от веса трубы Н/м;  $Q_{\text{б}}$  – нагрузка, которая обеспечивается на участке МГ установленными балластирующими устройствами.

Расчетную интенсивность нагрузки  $q_{\text{из}}$  от упругого отпора при свободном изгибе МГ вычисляют по формулам

- для выпуклых кривых:

$$q_{\text{из}} = \frac{8E_0 J}{9\beta^2 \rho^3} 10^4; \quad (4)$$

- для вогнутых кривых:

$$q_{\text{из}} = \frac{32E_0 J}{9\beta^2 \rho^3} 10^4, \quad (5)$$

где  $E_0$  – модуль упругости материала трубы, МПа;  $J$  – момент инерции сечения труб на рассматриваемом участке МГ, м<sup>4</sup>;  $\beta$  – угол поворота оси МГ, радиан;  $\rho$  – радиус кривизны упругого изгиба, м.

Нагрузку  $Q_{\text{б}}$  при балластировке участка МГ железобетонными или чугунными утяжелителями вычисляют по формуле

$$Q_{\text{б}} = k_6 (\gamma_6 - \gamma_{\text{в}}) V g n_{\text{пр}}, \quad (6)$$

где  $k_6$  – коэффициент надежности по нагрузке;  $\gamma_6$  – плотность материала балласта, кг/м<sup>3</sup>;  $V$  – объем одного комплекта балласта, м<sup>3</sup>;  $n_{\text{пр}}$  – количество комплектов балласта на обводненном участке МГ.

### Причины изменения начального положения газопровода

Опыт эксплуатации МГ показывает, что проектный объем балластировки на подводном переходе не всегда обеспечивает стабилизированное положение трубы при ее эксплуатации, например, в работе [5] отмечается, что 60 % случаев вывода подводных переходов в ремонт вызван существенным изменением начального (проектного) положения газопровода. Перемещения вверх (всплытие) участков газопроводов обусловлены превышением значения архимедовой силы значения нагрузки, действующей вниз. Такая ситуация возможна вследствие увеличения проектного значения нагрузки, действующей на трубу вверх, либо за счет уменьшения проектного значения нагрузки, действующей на трубу вниз. Возрастание нагрузки, действующей на трубу вверх, может произойти в результате увеличения плотности жидкости вокруг трубопровода или увеличения диаметра трубопровода, например, вследствие обмерзания трубы, по которой транспортируется газ с отрицательной температурой. Уменьшение нагрузки, действующей на трубу вниз, возможно в результате уменьшения фактического количества установленных на участке утяжелителей, а также в результате их массового смещения с мест установки в процессе сооружения перехода.

При  $Q_{\text{акт}} > Q_{\text{пас}}$  изменение начального положения газопровода на подводном переходе будет происходить сразу после завершения строительных операций. Так, на подводном переходе МГ Бованенково – Ухта через р. Морды-Яха, расположенном на п-ове Ямал, изменение начального положения было зафиксировано в ходе планового обследования перехода, выполненного через два года после ввода газопровода в эксплуатацию.

### Переход газопроводов через р. Морды-Яха

Две нитки газопровода Бованенково – Ухта пересекают два русла р. Морды-Яха и старицу – озеро Халиорахо-То (рис. 1).

Русло 1 р. Морды-Яха при меженном уровне воды имеет ширину 297 м и максимальную глубину 3,4 м, русло 2 – ширину 103 м и максимальную глубину 2,9 м, старица – ширину 116 м и максимальную глубину 3,9 м. В период паводка (при 10%-ном горизонте высоких вод) уровень воды в реке поднимается на 2,74 м, затопливая участок газопровода протяженностью в несколько километров. На участках пересечения водных преград газопровод залегает в текучих или текучепластичных суглинках. Заглубление трубы в русло 1 составляет 3,9...4,5 м, в русло 2 – 4,1...6,4 м, в старице – 2,8...3,9 м.

Результаты проведенных обследований показали, что в русло 1 наблюдается всплытие обеих ниток газопровода (рис. 2).

При этом на участке газопровода 1-й нитки длиной 305 м исполнительные отметки верха трубы изменились на 0,14...3,17 м, а на участке газопровода 2-й нитки длиной 387 м – на 0,20...3,38 м. Результатом всплытия участков газопроводов на переходе является уменьшение заглубления трубы и появление локальных отрезков, на которых не только не обеспечивается нормативное заглубление газопровода, но и возникает реальная опасность оголения трубы, в первую очередь на 1-й нитке перехода.

Дальнейший анализ факторов, которые привели к изменению начального положения

подводного перехода, был выполнен для 1-й нитки газопровода.

### Анализ проектной балластировки

Переход 1-й нитки МГ Бованенково – Ухта через р. Морды-Яха выполнен из труб наружным диаметром 1420 мм с толщиной стенки 33,4 мм. Согласно проекту на переходе предусмотрена установка на трубу чугунных утяжелителей диаметром 1630 мм поверх теплоизоляционного покрытия толщиной 100 мм. Чугунный утяжелитель имеет следующие основные параметры: массу 3220 кг, ширину 0,9 м, объем 0,454 м<sup>3</sup>. Шаг установки утяжелителей изменяется от 2,17 до 2,37 м. Средний шаг установки утяжелителей составляет 2,31 м.

Для участка газопровода протяженностью, равной шагу расстановки утяжелителей, при плотности воды 1000 кг/м<sup>3</sup> нагрузка составит:  $Q_6 = (7100 - 1000) \cdot 0,454 \cdot 9,81 \cdot 1,1 = 27168$  Н. В этом случае погонная нагрузка равна:  $q_6 = 27168/2,31 = 11761$  Н/м. Для трубы с толщиной стенки 33,4 мм  $q_{тр} = 11368$  Н/м. Выталкивающая сила воды на 1 м трубопровода с теплоизоляцией толщиной 100 мм равна  $q_в = 20220$  Н/м. Интенсивность нагрузки от упругого отпора не учитываем, так как ее величина не превышает 0,1 % от вышеприведенных значений. Из условия (1) имеем:

$$k_{н.в} = \frac{Q_{пас}}{Q_{акт}} = \frac{q_{пас}}{q_{акт}} = \frac{11368 + 11761}{20220} = 1,144. \quad (7)$$

Таким образом, при проектной пригрузке МГ Бованенково – Ухта и плотности воды 1000 кг/м<sup>3</sup> на переходе через р. Морды-Яха



Рис. 1. Общий вид перехода газопровода Бованенково – Ухта через р. Морды-Яха

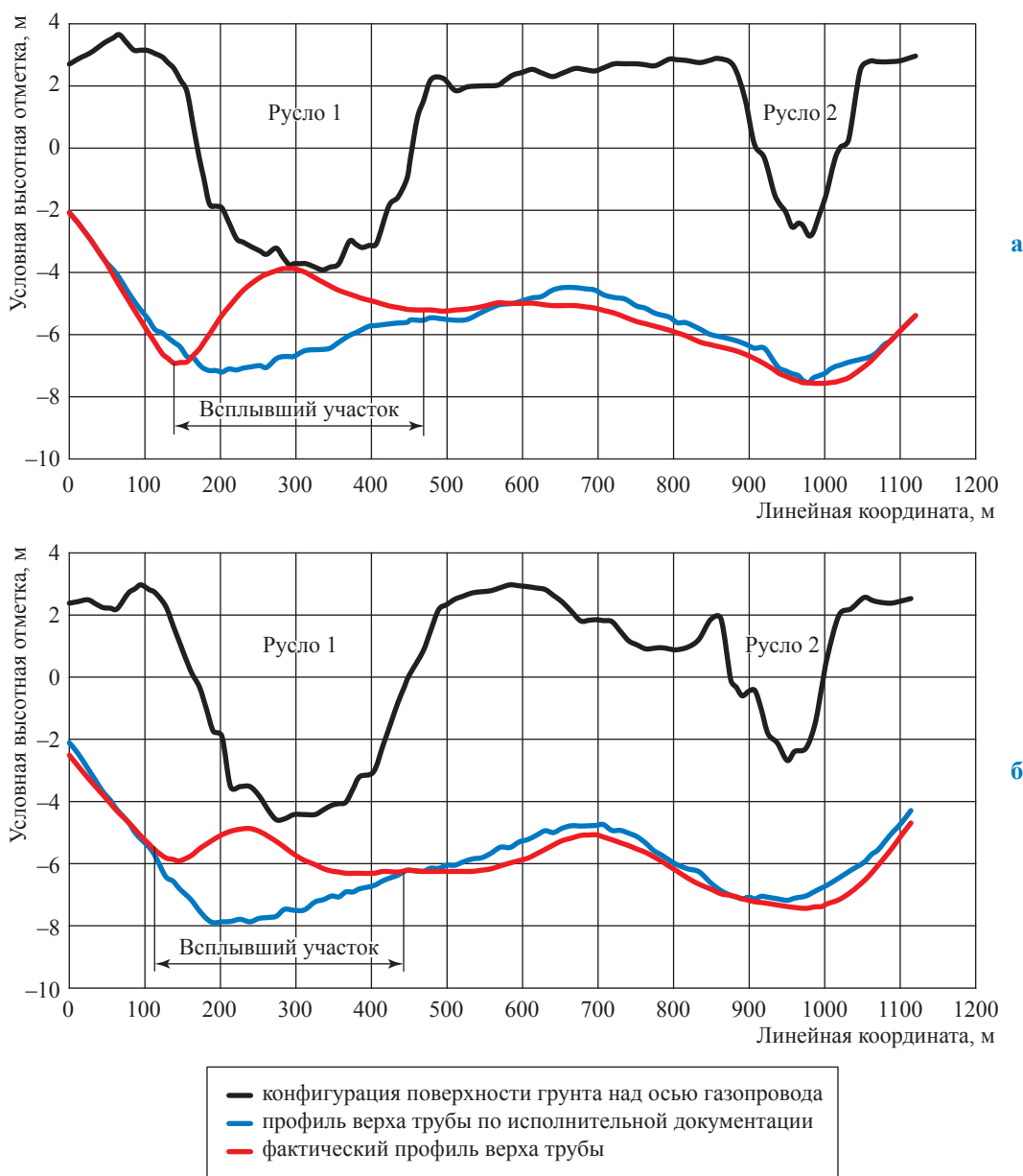


Рис. 2. Результаты обследования 1-й (а) и 2-й (б) ниток МГ Бованенково – Ухта на переходе через р. Морды-Яха

выполняется условие  $Q_{акт} < Q_{пас}$ . При этом коэффициент надежности устойчивости положения МГ против всплытия практически соответствует нормативному значению, равному 1,15, регламентируемому для переходов через реки и водохранилища шириной свыше 200 м [1–4].

**Анализ фактической балластировки**

Анализ фактического количества и расположения чугунных утяжелителей, установленных на подводном переходе, проводился на основе данных внутритрубного обследования газопровода, выполненного в феврале 2015 г. НПО ЗАО «Спецнефтегаз». Согласно данным

внутритрубного диагностирования, на участке 1-й нитки перехода протяженностью 1993 м установлены 844 комплекта чугунных утяжелителей (диаметр 1630 мм, масса 3,22 т). Шаг установки утяжелителей изменяется от 2,09 до 2,57 м. Средний шаг установки равен 2,36 м. Фактическое количество установленных утяжелителей на характерных участках подводного перехода отличается от проектного, причем как в меньшую, так и в большую сторону (табл. 1).

Данные табл. 1 свидетельствуют о следующем. Кольцевые чугунные утяжелители установлены на отрезке газопровода общей

Таблица 1

**Обобщенные данные о балластировке участков 1-й нитки МГ Бованенково – Ухта  
на переходе через р. Морды-Яха**

Участок газопровода	Протяженность участка, м	Кол-во кольцевых утяжелителей, шт.		Средний фактический шаг расстановки, м	Сравнение фактического количества установленных пригрузов с проектным, %
		по проекту	по результатам ВТД		
Сухопутный участок до русла 1	320	137	132	2,42	-3,6
Русло 1	296	125	126	2,35	0,8
Сухопутный участок между руслами 1 и 2	451	194	216	2,09	11,3
Русло 2	103	45	44	2,34	-2,2
Сухопутный участок между руслом 2 и старицей	501	215	195	2,57	-9,3
Старица (оз. Халиоряха-То)	115	53	47	2,45	-11,3
Сухопутный участок после старицы	207	93	84	2,46	-9,7
Весь участок газопровода, забалластированный чугунными утяжелителями	1993	862	844	2,36	-2,1

протяженностью 1993 м. Этот отрезок газопровода состоит из семи характерных участков: из четырех сухопутных участков протяженностью от 207 до 501 м и из трех русловых участков протяженностью от 103 до 296 м. Фактическое суммарное количество чугунных утяжелителей на рассматриваемом отрезке газопровода составляет 844 шт., что меньше проектного количества на 18 шт., т.е. на 2,1 %. При этом средний фактический шаг расстановки утяжелителей равен 2,36 м. На наиболее протяженном русловом участке перехода под руслом 1, имеющем длину 296 м, фактический объем балластировки превышает проектный на 0,8 %. Средний фактический шаг расстановки утяжелителей на этом участке газопровода составляет 2,35 м. На двух других русловых участках объем фактической балластировки меньше проектного. При этом на участке перехода под руслом 2, имеющем длину 103 м, объем фактической балластировки меньше проектного на 2,2 %, а на участке перехода под старицей (оз. Халиоряха-То), имеющем длину 115 м, объем фактической балластировки меньше проектного на 11,3 %. Средний фактический шаг расстановки утяжелителей на участке газопровода под руслом 2 составляет 2,34 м, а на участке газопровода под старицей – 2,45 м. Следует отметить, что, несмотря на уменьшение проектного объема

балластировки на участке газопровода под руслом 2, средний фактический шаг расстановки утяжелителей на этом участке на 0,01 м меньше среднего шага расстановки утяжелителей на участке газопровода под руслом 1, где фактический объем балластировки превышает проектный, т.е. значение удельной балластирующей нагрузки на участке газопровода под руслом 2 превышает значение удельной балластирующей нагрузки на участке газопровода под руслом 1.

На трех сухопутных участках (участок до русла 1, участок между руслом 2 и старицей, участок после старицы) объем фактической балластировки меньше проектного на 3,6; 9,3 и 9,7 % соответственно. Средний фактический шаг расстановки утяжелителей на этих участках газопровода составляет 2,42; 2,57 и 2,46 м соответственно. На сухопутном участке между руслом 1 и руслом 2 объем фактической балластировки превышает проектный на 11,3 %. Этому участку газопровода присуще минимальное значение среднего фактического шага расстановки утяжелителей, равное 2,09 м.

### **Расчетное моделирование газопровода в русле 1**

Расчет деформирования подводного перехода выполняли в универсальном конечно-элементном пакете ANSYS. Для моделирования

использовались балочные элементы типа PIPE, имеющие три узла и девять степеней свободы. Моделировался участок перехода протяженностью 330 м, включавший участок газопровода в русле 1 протяженностью 296 м, на котором были зафиксированы перемещения трубы вверх, и два прилегающих участка с северной и южной стороны, которые принимались жестко заземленными в мерзлом грунте. В качестве пассивных нагрузок рассматривались собственный вес трубы, вес изоляции и футеровки, а также вес балластирующих устройств. Активная нагрузка формировалась из выталкивающей силы воды. Моделирование балластирующих устройств осуществлялось путем «наложения» распределенной массы на линию (балку). Архимедову (выталкивающую) силу воды моделировали распределенной нагрузкой, определяемой по формуле

$$P_{\text{выт}} = \gamma_{\text{в}} V_{\text{эф}} g, \quad (8)$$

где  $\gamma_{\text{в}}$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ ;  $V_{\text{эф}}$  – эффективный объем, принимаемый равным объему трубопровода протяженностью 1 м, оснащенного изоляцией толщиной 100 мм и футеровкой толщиной 30 мм, и объему расположенных на нем балластирующих устройств.

Значения выталкивающей силы для отрезков расчетной модели приведены в табл. 2.

Найденные значения выталкивающей силы поочередно задавались для конечно-элементной модели перехода. В результате расчетов были получены значения узловых перемещений для каждого отдельного случая (рис. 3). Результаты расчетов показали, что при плотности воды  $1080 \text{ кг/м}^3$  максимальная стрела прогиба составляет 3,3 м, что близко к фактически зафиксированным перемещениям. Увеличение плотности воды может быть вызвано либо наличием естественных солей и минералов, растворенных в речной воде, либо разжижением грунта, который в пределах перехода сложен суглинками (текучепластичными,

мягкопластичными и текучими). После обратной засыпки траншеи грунты могли образовать полужидкую среду со слабой несущей способностью, которая не только перестала препятствовать перемещениям трубы вверх, но и, обладая свойством жидкости (пульпы) и высокой плотностью, способствовала перемещению трубы вверх (всплытию).

В соответствии с выражением (8) выталкивающая сила также зависит от величины эффективного объема  $V_{\text{эф}}$ , представляющего собой суммарный объем тела, погруженного в воду. В рамках рассматриваемого объекта эффективный объем представляет собой суммарный объем самой трубы с учетом изоляции и футеровки и установленных на трубу утяжелителей. В связи с тем, что по газопроводу транспортируется газ с отрицательной температурой (на участке перехода температура газа не повышается выше минус  $3 \text{ }^\circ\text{C}$ ) на поверхности трубы, несмотря на наличие теплоизоляции, может намерзнуть слой льда, вызывающий увеличение эффективного объема.

Прирост выталкивающей силы при образовании слоя льда вокруг газопровода может быть определен по формуле

$$\Delta P_{\text{выт}} = \pi D \delta_{\text{л}} (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{л}}) g, \quad (9)$$

где  $D$  – диаметр трубы с учетом теплоизоляции и футеровки, м;  $\delta_{\text{л}}$  – толщина образовавшегося слоя льда, м;  $\gamma_{\text{в}}$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\gamma_{\text{л}}$  – плотность льда,  $\text{кг/м}^3$  (в расчетах принималось  $\gamma_{\text{л}} = 900 \text{ кг/м}^3$ ).

Результаты расчета увеличения выталкивающей силы вследствие образования вокруг трубы слоя льда сведены в табл. 3.

Значения суммарной величины выталкивающей силы поочередно задавались для конечно-элементной модели газопровода на подводном переходе через р. Морды-Яха. Результаты расчета узловых перемещений для каждого случая в зависимости от толщины намерзшего слоя представлены на рис. 4.

Таблица 2

### Значения выталкивающей силы, Н/м, действующей на газопровод

Номер участка	Длина участка, м	Плотность воды, $\text{кг/м}^3$								
		1000	1010	1020	1030	1040	1050	1060	1070	1080
1	20	23492	23727	23962	24197	24432	24667	24902	25137	25372
2	106	23602	23838	24074	24310	24546	24782	25018	25254	25490
3	190	23609	23846	24087	24318	24554	24790	25026	25262	25498
4	14	23302	23535	23768	24001	24234	24467	24700	24933	25166

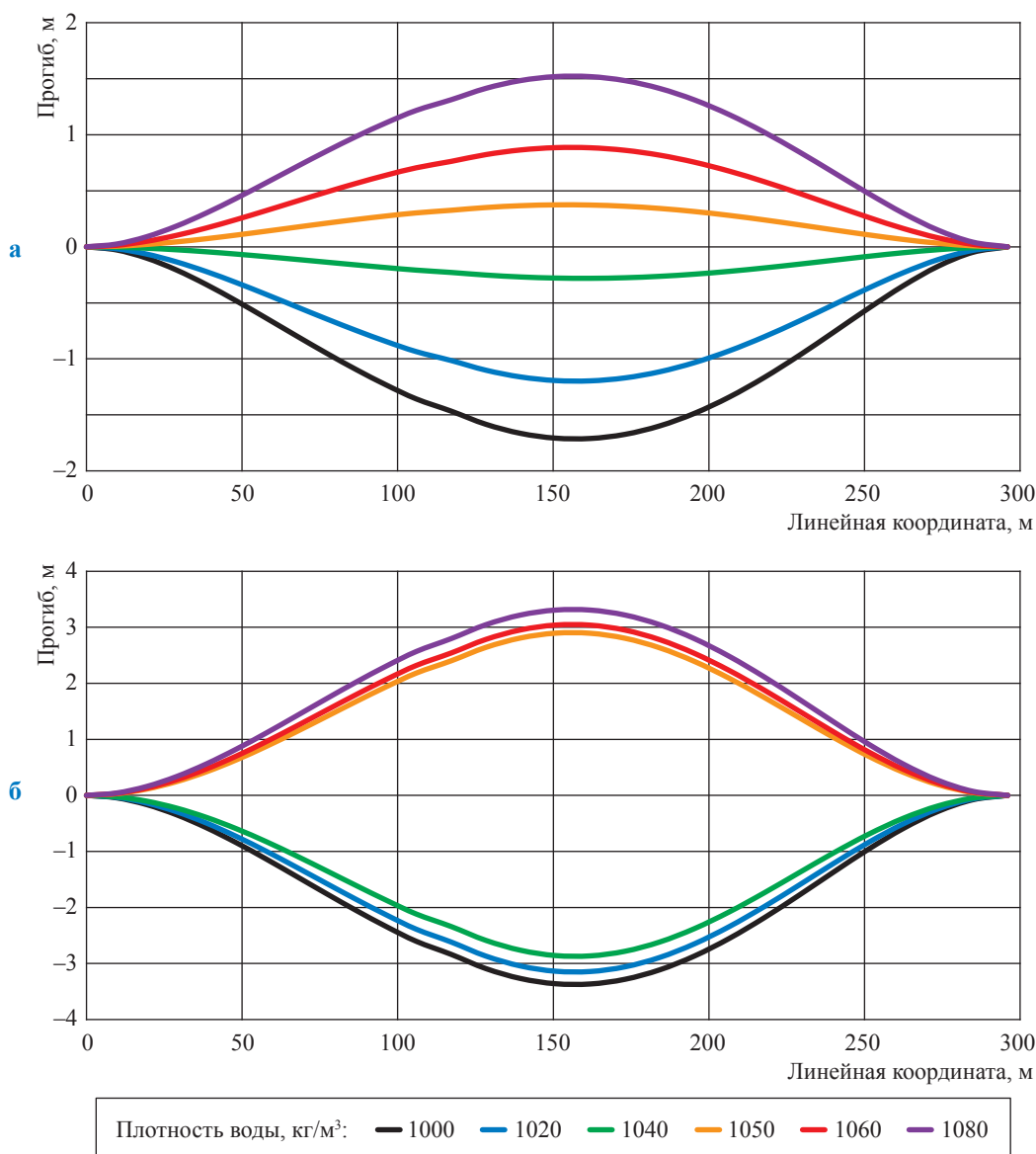


Рис. 3. Распределение узловых перемещений конечно-элементной модели газопровода в зависимости от плотности воды:

а – без учета внутреннего давления и температурных деформаций;  
 б – с учетом внутреннего давления и температурных деформаций

Таблица 3

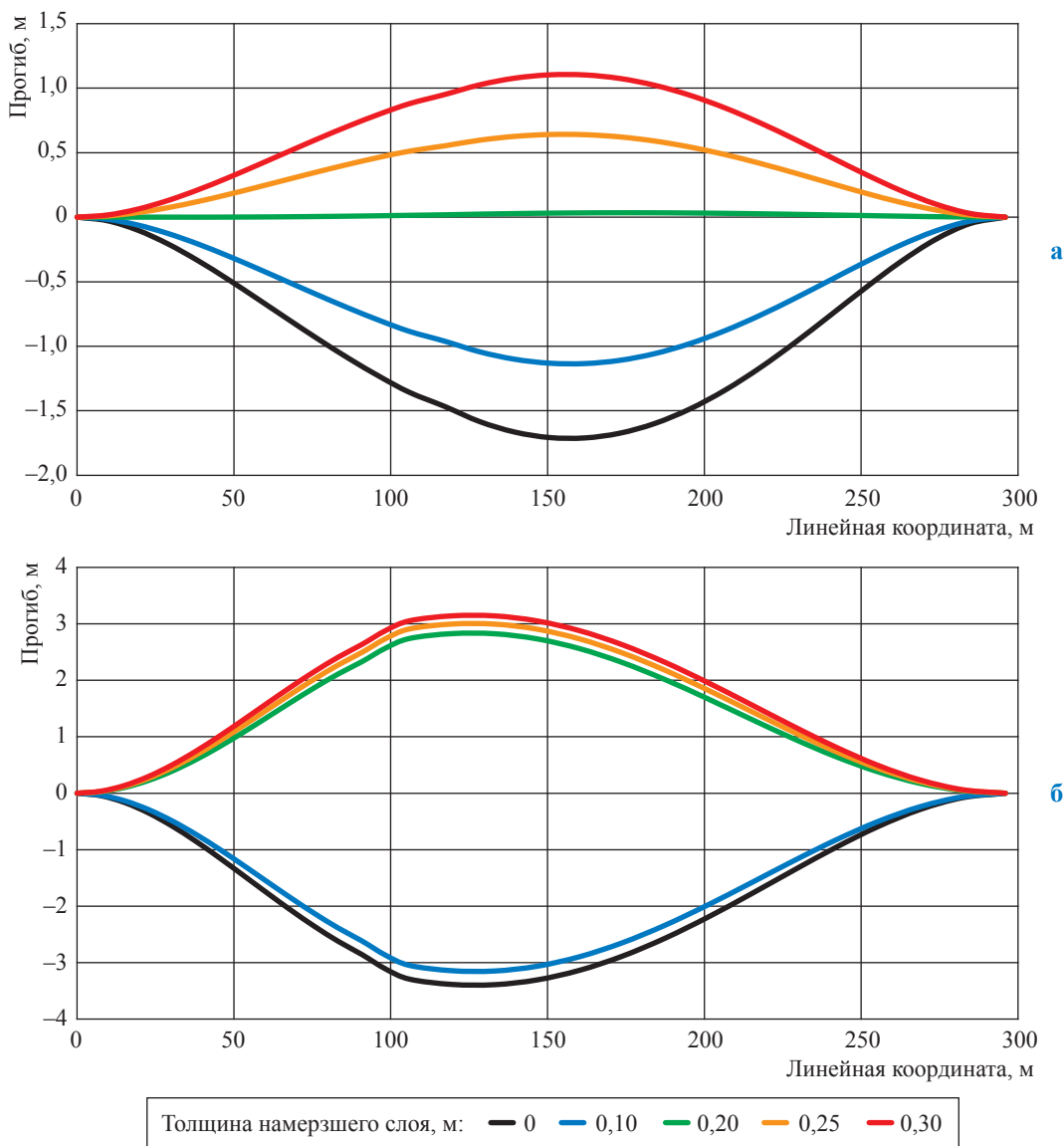
**Увеличение выталкивающей силы при обледенении трубы**

Толщина слоя льда вокруг трубы, м	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30
Прирост выталкивающей силы, Н/м	259	517	775	1034	1292	1551

Результаты расчетов показывают, что перемещения, соответствующие фактическому положению оси, возникают при образовании слоя льда толщиной около 0,3 м.

**Расчетное моделирование газопровода в русле 2**

Согласно проектной документации русло 2 имеет ширину 103 м и максимальную глубину 2,9 м. Модель перехода газопровода под руслом 2 р. Морды-Яха состояла из четырех участков: два участка длиной 36 и 67 м в пределах русла реки и два участка длиной по 20 м,



**Рис. 4. Распределение узловых перемещений в зависимости от толщины намерзшего слоя: а – без учета внутреннего давления и температурных деформаций; б – с учетом внутреннего давления и температурных деформаций**

примыкающих к русловым участкам. За пределами рассматриваемых участков было принято мерзлое состояние грунта, т.е. у крайних точек расчетной модели отсутствуют перемещения. Кроме того, было принято, что труба не испытывает воздействия от течения реки.

Для модели участка газопровода рассмотрены критические условия, при которых наблюдалось всплытие трубопровода в пределах русла 1:

- плотность среды, окружающей трубу, равна 1070 кг/м<sup>3</sup>;
- толщина намерзшего слоя льда вокруг трубы составляет 0,3 м.

Результаты моделирования показали следующее:

- при плотности среды 1070 кг/м<sup>3</sup> перемещения узлов трубопровода в вертикальной плоскости на участке перехода газопровода через русло 2 не превысят 8,9 см;
- при намерзании вокруг трубы слоя льда толщиной 0,3 м перемещения узлов трубопровода в вертикальной плоскости на участке перехода газопровода через русло 2 не превысят 7,3 см.

Таким образом, при однотипных условиях расчета участков перехода газопровода в руслах 1 и 2 р. Морды-Яха, которые вызывают заметное перемещение (всплытие) трубы



в русле 1, не произойдет существенных перемещений трубопровода в пределах второго русла за счет меньшей протяженности участка. При этом расчетные значения перемещений в русле 2 сопоставимы с погрешностью приборов, используемых для определения фактической конфигурации оси газопровода, т.е. трудно выявляемы на реальном объекте.

\*\*\*

На отрезках протяженного участка подводного перехода проект может предусматривать разный уровень балластировки. На стадии эксплуатации газопровода места всплытия подводного перехода могут иметь меньший шаг расстановки утяжелителей, чем места подводного перехода, где начальное положение газопровода не претерпело заметных изменений.

Проведенные исследования показали, что основными факторами, которые могут вызывать изменение начального положения (всплытие) подводных переходов газопроводов, являются:

- повышенная плотность жидкой среды, окружающей участки газопровода (из-за засоленности воды и (или) вследствие разжижения грунта, в котором находится газопровод);

- обмерзание наружной поверхности газопровода вследствие транспортирования газа с отрицательной температурой.

Даже при наличии вышеназванных факторов изменение начального положения газопровода проявляется только на подводных переходах значительной протяженности.

### Список литературы

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*). – М.: Госстрой, ФАУ ФЦС, 2012. – 93 с.
2. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М.: ВНИИСТ, 1990. – 103 с.
3. СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М., 1996. – 47 с.
4. ВСН 39-1.9-003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – М: ИРЦ Газпром, 1998. – 50 с.
5. Велиюлин И.И. Анализ процессов перемещения трубопроводов на участках подводных переходов магистральных газопроводов / И.И. Велиюлин, В.А. Поляков, Э.И. Велиюлин и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 4. – С. 70–72.