

УДК 622.692.4

ВЛИЯНИЕ СТЕПЕНИ ОБВОДНЕНИЯ ГРУНТА ПРИЛЕГАЮЩИХ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА

Исламгалеева Л.Ф.¹, Зарипов Р.М.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа
e-mail: ¹ cityflower@list.ru*

Аннотация. Как показала практика эксплуатации, подводные переходы являются наиболее аварийными в системе магистральных газопроводов. Наиболее характерной причиной повреждений подводных переходов является размыв грунта, т.е. образование открытых участков на дюкере в результате переформирования дна и берегов реки. В статье приведены результаты исследования воздействия изменения состояния грунта прилегающих подземных участков на напряженно-деформированное состояние подводного газопровода. На основании полученных результатов даны рекомендации по обеспечению прочности и устойчивости подводного трубопровода.

Ключевые слова: подводный газопровод, грунтовые воды, напряженно-деформированное состояние трубопровода, стрела арки подъема, компенсатор

В настоящее время более 22 % ниток подводных переходов магистральных газопроводов находятся в неисправном состоянии. В 60 % случаев вывод подводных переходов в ремонт вызван существенным изменением их проектного положения [6], т.е. доминирующей причиной вывода подводного перехода из строя является ненормативное (непроектное) перемещение трубопровода [2].

Речные подводные переходы представляют собой участки магистральных трубопроводов, эксплуатация и обслуживание которых происходят в условиях значительных воздействий природного и техногенного характера. Природные факторы, такие как подвижки и эрозия речного дна, размыв русла при его вертикальной и плановой деформации, способны существенно изменять морфологию дна. Такие естественные процессы создают реальные условия для размывания подводного трубопровода даже при глубинах подводной траншеи, рассчитанных с учетом прогнозируемого предельного профиля размыва [9]. Помимо вышеперечисленных процессов, важно учесть также изменение свойств грунта на прилегающих к подводному подземных участках. Уровень грунтовых вод на подземных участках трубы изменяется в течение года в широких пределах, воздействуя на свойства грунта и, следовательно, на напряженно-деформированное состояние (НДС) подводного трубопровода.

Постановка задачи

Исследуемый участок подземного газопровода проходит через водное препятствие и условно может быть разбит на три части: в средней части грунт над газопроводом размыт, и эта часть находится полностью в воде, а примыкающие к ней слева и справа части расположены в грунте. Физико-механические свойства грунта, расположенного по краям подводного участка трубопровода, идентичны и изменяются в течение года в зависимости от уровня грунтовых вод. Принятые обозначения подземного трубопровода при обводнении представлены на рис. 1.

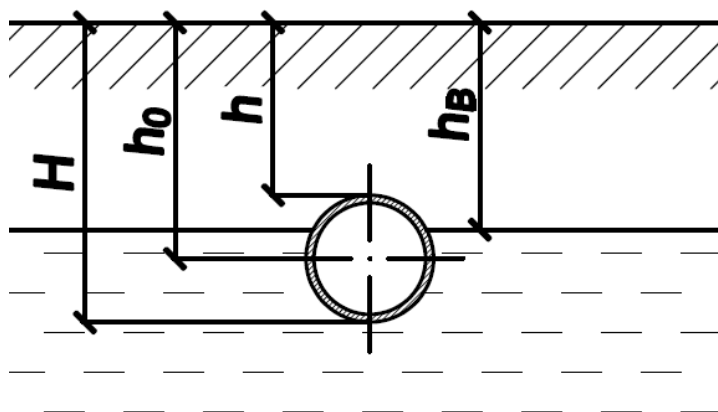


Рис. 1. Принятые обозначения подземного трубопровода при обводнении:

h_B – расстояние от верха засыпки до уровня воды;
 h, h_0, H – соответственно, расстояния от верха засыпки до верхней образующей, оси и нижней образующей трубы

Расчетной моделью напряженно-деформированного состояния трубы является стержень трубчатого сечения из упругого материала. Расчетная схема трубопровода представлена на рис. 2, где приведены основные обозначения и направление осей координат. Начало координат находится в центре подводного участка в точке O . По горизонтальной оси плоскости чертежа откладывается продольная осевая координата x , а по вертикальной оси – стрела подъема продольной оси трубы w . Ось OZ направлена перпендикулярно к плоскости чертежа, а ось OY – по вертикали вверх. Рассматриваемая часть газопровода условно разбита на три участка: на первом BA и третьем CD участках, которые примыкают к размытому участку, труба находится в грунте, а на участке BC – в воде. Средняя часть BC условно делится на 2 части: BO и OC . Длины участков AB и CD обозначим через l_2 , а длины участков BO и OC – через l_0 .

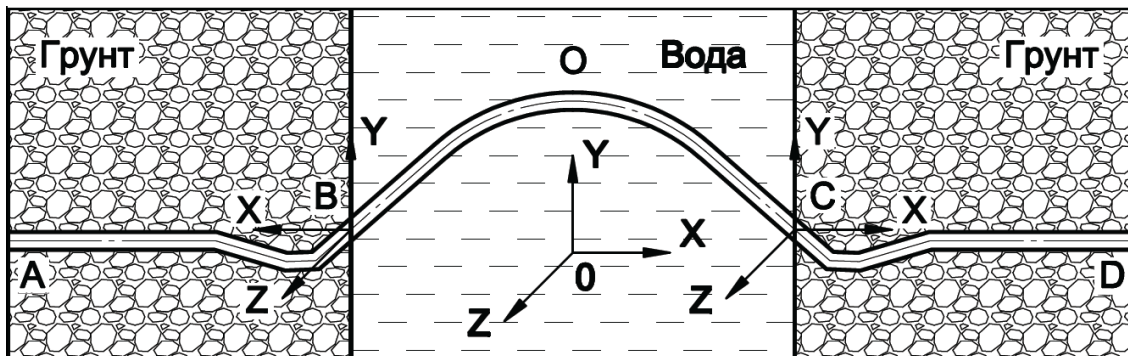


Рис. 2. Расчетная схема трубопровода.

Для каждого участка ОС и CD введем локальную прямоугольную систему координат, начала отсчета находятся: в точке О для подводной части трубопровода, точке С – для подземного участка.

На участке ОС, где труба находится в воде, напряженно-деформированное состояние трубы описывает следующее дифференциальное уравнение [7]:

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \frac{d^2 w}{dx^2} = \frac{q_{yo}}{EJ}, \quad (1)$$

где w – прогиб трубопровода;

x – продольная осевая координата;

E – модуль упругости материала трубы (стали);

J – момент инерции поперечного сечения трубы;

S_x – эквивалентное продольное усилие, определяемое по формуле

$$S_x = p_0 \cdot F_{ce} - T_x; \quad (2)$$

p_0 – внутреннее рабочее давление;

F_{ce} – площадь поперечного сечения трубы «в свету»;

T_x – продольное усилие растяжения–сжатия стенки трубы;

q_{yo} – вертикальная составляющая нагрузки, равная весу трубы с продуктом за вычетом выталкивающей силы воды.

На участке CD, где труба находится в грунте, ее напряженно-деформированное состояние моделируем полым стержнем круглого сечения, испытывающим предельное сопротивление грунта поперечным вертикальным вверх перемещениям $q_{пр.гр}$. Величина этого сопротивления изменяется в зависимости от уровня воды и определяется по формулам [1]:

– при $h_B \leq h$

$$q_{пр.гр} = D_n \left[\gamma_{zp} h_e + \gamma_{взв} \left(h - h_0 - \frac{\pi}{8} D_n \right) \right] + \left\{ \left[\gamma_{zp} h_e (2h_0 - h_e) + \gamma_{взв} (h_0 - h_e)^2 \right] \cdot \operatorname{tg} 0,7 \varphi_{zp} + \frac{0,7 h_0 c_{zp}}{\cos 0,7 \varphi_{zp}} \right\}; \quad (3)$$

– при $h < h_B \leq h_0$

$$q_{np.zp.} = \gamma_{zp} \left(h_0 D_n - \frac{\pi D_n^2}{4} + F_{обв} \right) + \gamma_{эзв} \left[(h_0 - h_0) D_n + \frac{\pi D_n^2}{8} - F_{обв} \right] + k \left[\gamma_{zp} h_0 (2h_0 - h_0) \operatorname{tg} 0,7 \varphi_{zp} + \gamma_{эзв} (h_0 - h_0)^2 \operatorname{tg} 0,7 \varphi_{zp} + \frac{0,7 h_0 c_{zp}}{\cos 0,7 \varphi_{zp}} \right]; \quad (4)$$

– при $h_0 < h_B \leq H$

$$q_{np.zp.} = \gamma_{zp} D_n \left(h_0 - \frac{\pi D_n}{8} \right) + k \left[\gamma_{zp} h_0^2 \operatorname{tg} 0,7 \varphi_{zp} + \frac{0,7 h_0 c_{zp}}{\cos 0,7 \varphi_{zp}} \right]; \quad (5)$$

– при $h_B > H$

$$q_{np.zp.} = \gamma_z \cdot D_n \cdot (h_0 - 0,39 \cdot D_n) + \gamma_{zp} \cdot h_0^2 \cdot \operatorname{tg} 0,7 \cdot \varphi_{zp} + \frac{0,7 \cdot c_{zp} \cdot h_0}{\cos 0,7 \cdot \varphi_{zp}}, \quad (6)$$

где D_n – наружный диаметр трубы;

γ_{zp} – объемный вес грунта в естественном (необводненном состоянии);

$\gamma_{эзв}$ – объемный вес грунта во взвешенном состоянии;

k – коэффициент, характеризующий призму выпора, принимаемый равным единице для трубопроводов условным диаметром от 100 см и более и меньше единицы – для трубопроводов меньших диаметров ($k = D_n / 100$);

φ_{zp} – угол внутреннего трения грунта;

c_{zp} – сцепление грунта;

$F_{обв}$ – площадь сечения трубы, находящейся в обводненном состоянии.

Объемный вес грунта во взвешенном состоянии

$$\gamma_{эзв} = \frac{\gamma_y - \gamma_0}{1 + \varepsilon}, \quad (7)$$

где γ_y – удельный вес грунта (скелета);

γ_0 – удельный вес воды;

ε – коэффициент пористости.

Дифференциальное уравнение изгиба оси трубы на этом участке имеет вид [5]

$$\frac{d^4 v}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \cdot \frac{d^2 v}{dx^2} + \frac{c_{yo} \cdot D_n}{EJ} \cdot v = \frac{q_y}{EJ}, \quad (8)$$

где v – прогиб трубопровода;

c_{yo} – обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта [1];

q_y – предельное сопротивление грунта поперечным вертикальным верх перемещениям трубы, определяемое по формулам (3) - (6).

Исследуем НДС трубопровода для трех вариантов постановки задачи.

1. В первом варианте постановки задачи рассмотрим случай, когда концы рассматриваемого трубопровода заземлены грунтом. В этом случае на трубопровод

действует сжимающее эквивалентное продольное усилие S_x , и уравнение, описывающее поведение трубопровода в воде, имеет вид:

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \frac{d^2 w}{dx^2} = \frac{q_{yo}}{EJ}. \quad (9)$$

Уравнение, описывающее поведение трубопровода в примыкающем к подводному участку грунте, следующее:

$$\frac{d^4 v}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \frac{d^2 v}{dx^2} + \frac{c_{yo} \cdot D_n}{EJ} \cdot v = \frac{q_y}{EJ}. \quad (10)$$

2. Во втором варианте постановки задачи мы пренебрегаем воздействием внутреннего рабочего давления и температурных напряжений на изгиб трубопровода, т.е. эквивалентное продольное усилие принимаем равным нулю ($S_x=0$). Уравнения, описывающие поведение трубопровода в воде и грунте, имеют соответственно вид:

$$EJ \frac{d^4 w}{dx^4} = q_{yo}, \quad (11)$$

$$\frac{d^4 v}{dx^4} + \frac{c_{yo} \cdot D_n}{EJ} \cdot v = \frac{q_y}{EJ}. \quad (12)$$

3. В третьем варианте постановки задачи рассмотрим случай, когда на одном из концов трубопровода в грунте находится компенсатор. В этом случае уравнения, описывающие поведение трубопровода в воде и грунте, имеют соответственно вид:

$$\frac{d^4 w}{dx^4} - \frac{S_x}{EJ} \frac{d^2 w}{dx^2} = \frac{q_{yo}}{EJ}, \quad (13)$$

$$\frac{d^4 v}{dx^4} - \frac{S_x}{EJ} \frac{d^2 v}{dx^2} + \frac{c_{yo} \cdot D_n}{EJ} \cdot v = \frac{q_y}{EJ}. \quad (14)$$

В узле сопряжения участков точке С во всех трех случаях должны выполняться следующие граничные условия:

$$v(0) = w(l_0); v'(0) = w'(l_0); v''(0) = w''(l_0); v'''(0) = w'''(l_0). \quad (15)$$

В точке О, которая является центром симметрии участков, касательная, проведенная к линии прогиба оси трубы, параллельна оси ОХ и кривизна линии прогиба достигает локального максимального значения. Поэтому здесь необходимо принять выполнение следующих граничных условий

$$w_1'(0) = 0, w_1'''(0) = 0. \quad (16)$$

На конце участка CD в точке D при $x=l_2$ трубопровод в грунте проседает пропорционально поперечной нагрузке и его продольная ось находится в горизонтальном положении, т. е. выполняются следующие граничные условия

$$w_2(l_2) = \frac{q(l_2)}{k_y}; w_2'(l_2) = 0, \quad (17)$$

где k_y – коэффициент пропорциональности.

Интегрируя совместно дифференциальные уравнения с учетом вида распределенной нагрузки q_{yo} , q_y на участках ОС и CD, а также удовлетворяя полученные решения граничным условиям, находим постоянные интегрирования решения дифференциальных уравнений. Эти решения определяют НДС трубопровода.

Подробно решение уравнений представлено в [4].

Анализ результатов расчетов

Представим результаты расчета НДС газопровода диаметром $D=1020$ мм и с толщиной стенки $\delta=16$ мм, средняя часть которого длиной $l=2\cdot l_0=70$ м находится под водой. Рабочее давление в газопроводе составляет $p_0=7,5$ МПа, температурный перепад – $\Delta t=20$ °С. Нормативные значения временного сопротивления и предела прочности стали трубы (сталь 17Г1С-У): $R_1^H=550$ МПа; $R_2^H=380$ МПа.

Грунт прилегающих участков – глина. Физико-механические свойства глины в естественном и обводненном состояниях представлены в табл. 1.

Таблица 1. Физико-механические свойства глины в естественном и обводненном состояниях

	Модуль деформации E_{zp} , МПа	Коэффициент Пуассона μ_{zp}	Удельный вес грунта γ_{zp} , кН/м ³	Угол внутреннего трения φ_{zp} , град	Удельное сцепление c_{zp} , кПа
Грунт при естественной влажности	210	0,44	19	18	57
Обводненный грунт	90	0,36	29	11	32

Для выше принятых исходных данных имеем следующие значения расчетных характеристик.

1. Продольные осевые напряжения от рабочего давления и температуры:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p_0 \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = 26,98 \text{ МПа},$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы;

μ – коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

n – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему рабочему давлению в трубопроводе);

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода.

2. Вертикальная составляющая нагрузки на подводный участок трубопровода с газом с учетом выталкивающей силы воды:

$$q_{вод} = n_{mp} \cdot q_{mp} + n_{газ} \cdot q_{газ} - n_B \cdot q_B = 4,70 \text{ кН/м},$$

где q_{mp} – вес 1 м трубопровода без газа;

$q_{газ}$ – нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода;

q_B – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на 1 м трубопровода;

n_{mp} , $n_{газ}$, n_B – коэффициенты надежности по нагрузке.

3. Предельное сопротивление грунта поперечным вертикальным вверх перемещениям трубы при естественной влажности грунта ($h_B > H$):

$$q_{np.sp.} = \gamma_{zp} \cdot D_n \cdot (h_0 - 0,39 \cdot D_n) + \gamma_{zp} \cdot h_0^2 \cdot \text{tg } 0,7 \cdot \varphi_{zp} + \frac{0,7 \cdot c_{zp} \cdot h_0}{\cos 0,7 \cdot \varphi_{zp}} = 121,31 \text{ кН/м}.$$

4. Предельное сопротивление грунта поперечным вертикальным вверх перемещениям трубы при сильном его обводнении ($h_B < H$):

$$q_{np.sp.} = D_n \left[\gamma_{zp} h_э + \gamma_{эзэ} \left(h - h_0 - \frac{\pi}{8} D_n \right) \right] + \\ + k \left\{ \left[\gamma_{zp} h_э (2h_0 - h_э) + \gamma_{эзэ} (h_0 - h_э)^2 \right] \cdot \text{tg } 0,7 \varphi_{zp} + \frac{0,7 h_0 c_{zp}}{\cos 0,7 \varphi_{zp}} \right\} = 90,03 \text{ МПа}.$$

Найдем значения предельно допустимых напряжений.

1. Проверку на прочность трубопровода в продольном направлении, согласно п. 8.24 [8], будем производить из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1 = 336,73 \text{ МПа},$$

где ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; R_1 – расчетное сопротивление растяжению.

2. Расчет недопустимых пластических деформаций трубопровода в продольном и кольцевом направлениях проводим по условиям, соответственно:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = 361,91 \text{ МПа}$$

и

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = 361,91 \text{ МПа},$$

где σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

$\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

3. Газопровод всплывает под действием выталкивающей силы воды на размытом участке, опираясь на грунт, как надземный бескомпенсаторный переход. Поэтому дополним расчет проверкой прочности с соблюдением следующего условия [8]:

$$|\sigma_{npM}| \leq 0,635 \cdot R_2 \cdot (1 + \psi_4) \cdot \sin \frac{(\sigma_{npN} + \psi_4 \cdot R_2) \cdot \pi}{(1 + \psi_4) \cdot R_2} = 356,38 \text{ МПа},$$

где σ_{npM} – абсолютная величина максимальных изгибных напряжений от расчетных нагрузок и воздействий (без учета осевых напряжений);

R_2 – расчетное сопротивление сжатию;

ψ_4 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

4. Проверка прочности газопровода с компенсатором согласно положения 8.47 [8] определяется по условию

$$|\sigma_M^{KOM}| + 0,5 \cdot \sigma_{кц} \leq R_2^H, \quad (18)$$

где σ_M^{KOM} – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в опорном сечении газопровода;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления.

Расчетными продольными напряжениями в компенсаторе от изменения длины газопровода под действием внутреннего давления и температурных напряжений пренебрегаем, поскольку в рассматриваемой постановке задачи жесткость самого компенсатора принимаем равной нулю, т.к. в этом случае будем иметь завышенные значения продольного усилия, растягивающего трубопровод.

Тогда расчет недопустимых пластических деформаций трубопровода с компенсатором в продольном направлении будем проводить по следующему условию [8]:

$$|\sigma_{np}^H| \leq R_2^H = 380,0 \text{ МПа}.$$

5. Расчетное значение предельно допустимых изгибных напряжений для газопровода с компенсатором равно:

$$[\sigma_{npM}] = 0,635 \cdot R_2 \cdot (1 + \psi_4) \cdot \sin \frac{(\sigma_{кц} + \psi_4 \cdot R_2) \cdot \pi}{(1 + \psi_4) \cdot R_2} = 288,06 \text{ МПа}.$$

Исследуем изменение НДС газопровода при изменении уровня грунтовых вод в подземных участках трубы. Рассмотрим два крайних варианта обводнения грунта:

– уровень воды в грунте примыкающих участков находится ниже нижней образующей трубы, т.е. грунт находится в состоянии естественной влажности;

– уровень грунтовых вод находится выше верхней образующей трубы, т.е. грунт полностью обводнен.

Для этих случаев были выполнены расчеты и построены эпюры параметров НДС газопровода: эпюры прогиба, угла поворота, изгибных напряжений и перерезывающей силы. Анализ результатов расчета выполним на примере эпюр прогиба и изгибных напряжений, которые для первого, второго и третьего вариантов постановки задачи имеют, соответственно, следующие обозначения:

- 1) $w_s = w_s(x)$, $w_y = w_y(x)$, $w_r = w_r(x)$ – стрела арки подъема трубы;
- 2) $m_{sz} = m_{sz}(x)$, $m_{yz} = m_{yz}(x)$, $m_{rz} = m_{rz}(x)$ – изгибные напряжения.

Эпюры прогиба и изгибных напряжений подводного газопровода, грунтом прилегающих участков которого является глина в состоянии естественной влажности (грунтовые воды находятся ниже нижней образующей трубы), представлены на рис. 3.

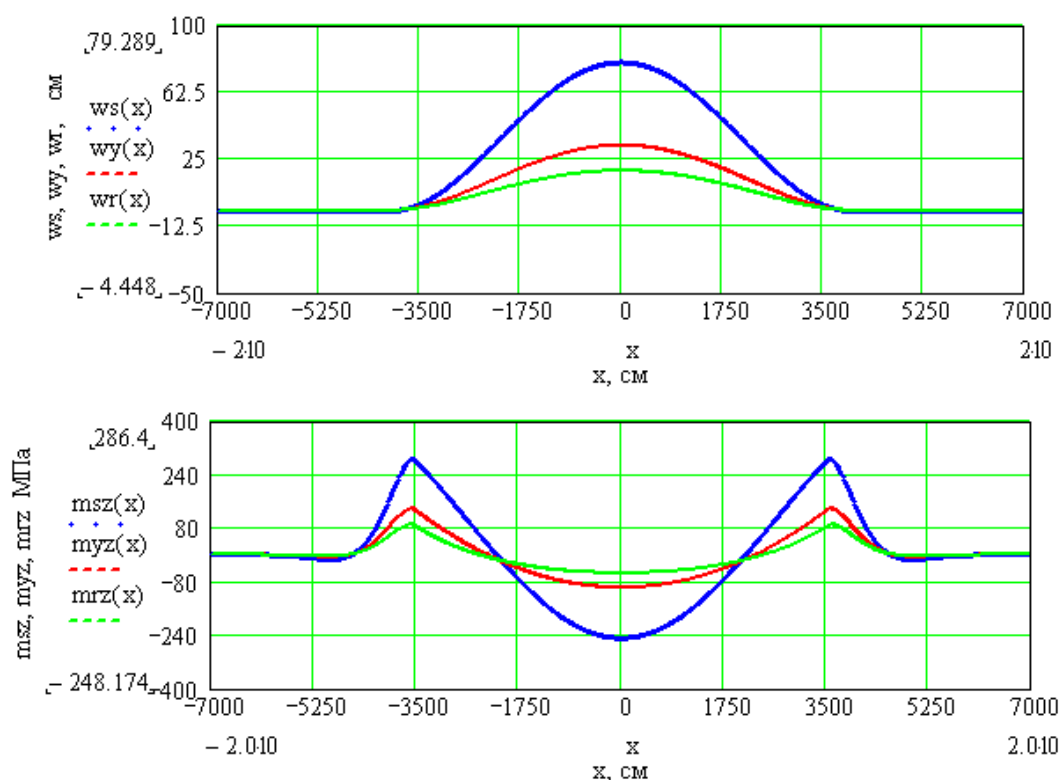


Рис. 3. Эпюры прогиба и изгибных напряжений подводного газопровода (грунт прилегающих участков – глина в состоянии естественной влажности)

В табл. 2 представлены максимальные значения стрелы арки подъема в середине пролета и изгибные напряжения от пролетных и опорных изгибающих моментов (для глины при уровне грунтовых вод ниже нижней образующей трубы).

Таблица 2. Максимальные значения стрелы арки подъема и изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов (грунт – глина в состоянии естественной влажности)

Вариант постановки задачи	Стрела арки подъема, см	Изгибные напряжения, МПа	
		от пролетных изгибающих моментов	от опорных изгибающих моментов
первый	79,3	$msz(0) = -248,17$	286,4
второй	32,7	-97,97	138,06
третий	18,4	-54,25	90,56

Рассмотрим результаты расчета для второго варианта постановки задачи, выполненного с пренебрежением воздействия внутреннего рабочего давления и температурных напряжений при изгибе трубопровода. Согласно табл. 2, имеем следующие значения экстремальных изгибных напряжений в середине пролета ($myz(0)$) и в опорных сечениях ($myz(\pm l_0)$):

$$myz(0) = -97,97 \text{ МПа};$$

$$myz(\pm l_0) = 138,06 \text{ МПа}.$$

Итак, имеем $|\sigma_{npM}| = 138,06 \text{ МПа}$, а $[\sigma_{npM}] = 356,38 \text{ МПа}$, т.е. $[\sigma_{npM}] > |\sigma_{npM}|$, и условие прочности по изгибным напряжениям выполняется.

Прочность трубопровода в продольном направлении согласно положению 8.24 [8] при расчетных воздействиях и нагрузках также выполняется, поскольку $|\sigma_{npN}| = 26,98 \text{ МПа}$, $[\sigma_{npN}] = 336,74 \text{ МПа}$, т.е. $[\sigma_{npN}] > |\sigma_{npN}|$.

Экстремальные суммарные изгибные напряжения и продольные осевые напряжения по нижней образующей трубы равны:

а) в середине пролета

$$\sigma_{np0}^H = myz(0) + \sigma_{npN} = -70,99 \text{ МПа};$$

б) в опорном сечении

$$\sigma_{npL}^H = myz(\pm l_0) + \sigma_{npN} = 165,03 \text{ МПа}.$$

Экстремальные суммарные изгибные напряжения и продольные осевые напряжения по верхней образующей трубы равны:

а) в середине пролета

$$\sigma_{np0}^H = -myz(0) + \sigma_{npN} = 124,94 \text{ МПа};$$

б) в опорном сечении

$$\sigma_{npL}^H = -myz(\pm l_0) + \sigma_{npN} = -111,08 \text{ МПа}.$$

Таким образом, максимальное значение суммарных изгибных и продольных напряжений, равное $|\sigma_{np}^H| = 165,03 \text{ МПа}$, не превышает допустимого значения $[\sigma_{np}^H] = 361,91 \text{ МПа}$.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления $\sigma_{кц}^H = 231,56 \text{ МПа}$ также меньше предельного значения $[\sigma_{кц}^H] = 361,91 \text{ МПа}$.

Поскольку $[\sigma_{np}^n] > |\sigma_{np}^n|$ и $[\sigma_{кц}^n] > |\sigma_{кц}^n|$, то заключаем, что прочность трубопровода согласно положению 8.26 [8] при нормативных нагрузках и воздействиях обеспечена.

Практический интерес представляют результаты расчета НДС трубопровода, находящегося под воздействием внутреннего рабочего давления и температурных напряжений (первая постановка задачи). Анализ данных табл. 2 показывает, что воздействие внутреннего рабочего давления и температурных напряжений приводит к увеличению прогиба в 2,4 раза, изгибных напряжений от опорных изгибающих моментов в 2,5 раза и изгибных напряжений от пролетных изгибающих моментов – в 2,1 раза. Однако полученные значения напряжений не превышают предельно допустимые, и прочность трубопровода также обеспечивается.

Растяжение трубопровода под воздействием внутреннего рабочего давления на компенсатор приводит к уменьшению максимального значения прогиба в середине пролета в 4,3 раза, изгибных напряжений от пролетных – в 4,6 раза, опорных изгибающих моментов – в 3,2 раза. Следовательно, прочность трубопровода обеспечивается с большим запасом.

Проведем анализ параметров НДС газопровода при изменении степени обводнения грунта. На рис. 4 представлены эпюры прогиба и изгибных напряжений подводного газопровода, грунтом прилегающих участков которого является глина в состоянии полного водонасыщения (грунтовые воды находятся выше верхней образующей трубы).

В табл. 3 представлены максимальные значения стрелы арки подъема в середине пролета и изгибные напряжения от пролетных и опорных изгибающих моментов (для глины при уровне грунтовых вод выше верхней образующей трубы).

Сравним данные табл. 2 и 3 для первой постановки задачи (случай учета внутреннего рабочего давления и температурных напряжений). Согласно полученным результатам расчета, увеличение уровня грунтовых вод в прилегающих участках привело к возрастанию:

- стрелы арки подъема продольной оси трубы в середине пролета с 79,3 см до 94,3 см, т.е. на 18,9 %;

- экстремальных изгибных напряжений в середине пролета с минус 248,17 МПа до минус 287,38 МПа, т.е. на 15,8 %;

- экстремальных изгибных напряжений в опорных сечениях с 286,40 МПа до 309,58 МПа, т.е. на 8,1 %.

Проверка прочности и устойчивости трубопровода с сильно обводненным грунтом прилегающих участков показала выполнение всех условий, т.е. прочность и устойчивость трубопровода обеспечена, хотя и с меньшим запасом, нежели при сухом грунте.

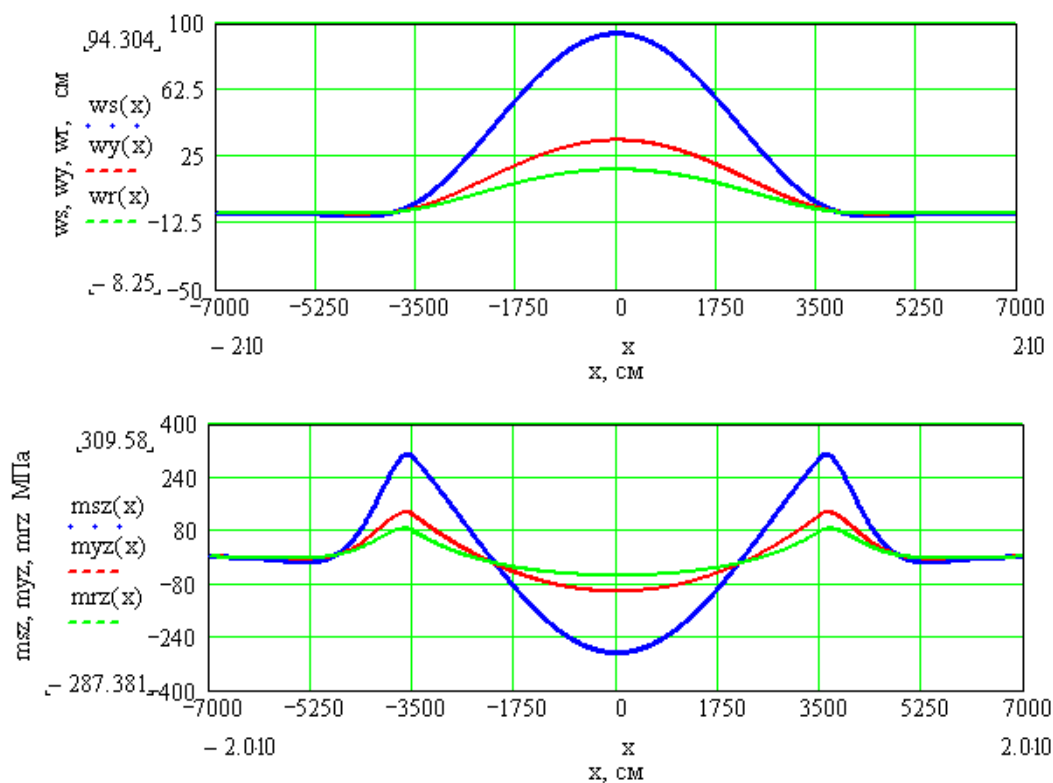


Рис. 4. Эпюры прогиба и изгибных напряжений подводного газопровода (грунт прилегающих участков – глина в состоянии полного водонасыщения)

Таблица 3. Максимальные значения стрелы арки подъема и изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов (грунт – глина в состоянии полного водонасыщения)

Вариант постановки задачи	Стрела арки подъема, см	Изгибные напряжения, МПа	
		от пролетных изгибающих моментов	от опорных изгибающих моментов
первый	94,3	- 287,38	309,58
второй	34,0	- 103,74	134,97
третий	17,4	- 55,86	85,15

Анализ данных табл. 3 показывает, что воздействие внутреннего рабочего давления и температурных напряжений (по сравнению со случаем неучета данного воздействия) приводит к увеличению прогиба в 2,8 раза, изгибных напряжений от опорных изгибающих моментов в 2,3 раза и изгибных напряжений от пролетных изгибающих моментов – в 2,8 раза.

Установка компенсатора приводит к уменьшению максимального значения прогиба в середине пролета в 5,4 раза, изгибных напряжений от пролетных – в 5,1 раза, опорных изгибающих моментов – в 3,6 раза.

Следует отметить, что характеристики НДС газопровода, оборудованного компенсатором, с увеличением уровня грунтовых вод практически не изменились. Так, для случая полностью обводненного грунта (табл. 3) экстремальные изгибные

напряжения в середине пролета и в опорных сечениях составили соответственно $mrz(0) = -55,86$ МПа и $mrz(\pm l_0) = 85,15$ МПа. Следовательно, $|\sigma_{npM}| = 85,15$ МПа, а $[\sigma_{npM}] = 288,06$ МПа, т.е. предельно допускаемые экстремальные изгибные напряжения больше фактических в 3,4 раза, и условие прочности по изгибным напряжениям выполняется.

Расчеты показали, что наибольшего значения экстремальные суммарные изгибные и продольные напряжения достигают в опорных сечениях по нижней образующей трубы и равны $\sigma_{npL}^H = 112,13$ МПа. Его предельно допускаемое значение для трубопровода с компенсатором составляет $[\sigma_{np}^H] = 380,0$ МПа, т.е. предельно допускаемые экстремальные суммарные изгибные и продольные напряжения превышают фактическое значение также в 3,4 раза.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления $\sigma_{кц}^H = 231,56$ МПа меньше предельного значения $[\sigma_{кц}^H] = 361,91$ МПа, следовательно прочность трубопровода согласно положению 8.26 [8] при нормативных нагрузках и воздействиях обеспечена.

Прочность трубопровода в продольном направлении согласно положению 8.24 [8] при расчетных воздействиях и нагрузках также выполняется, поскольку $|\sigma_{npN}| = 26,98$ МПа, $[\sigma_{npN}] = 336,74$ МПа, т.е. $[\sigma_{npN}] > |\sigma_{npN}|$.

Таким образом, при повышении уровня грунтовых вод прочность и устойчивость трубопровода с компенсатором обеспечивается с большим запасом, и трубопровод находится в стабильном положении.

Выводы

1. В период весенних половодий и продолжительных дождей уровень грунтовых вод, прилегающих к подводному переходу, значительно повышается, сильно насыщая грунт водой. Уменьшение жесткости и удерживающей способности грунта вследствие поднятия уровня грунтовых вод понижает степень защемления трубопровода. Вследствие этого стрела подъема продольной оси трубы на размытом подводном участке неизбежно возрастает, растут значения напряжений в середине пролета и в опорных сечениях. При неблагоприятном сочетании параметров значения этих напряжений могут достичь предельных значений, вызвав необратимые деформации и даже разрушение трубопровода. Расчет напряжений трубопровода, выполненный с пренебрежением воздействия внутреннего рабочего давления и температурных напряжений в трубопроводе, дает заниженные результаты и не может использоваться для оценки прочности и устойчивости реального трубопровода. Поэтому при расчете подводного участка газопровода, а также оценке его прочности и устойчивости согласно положений СНиП 2.05.06-85* [8] необходимо учитывать воздействие внутреннего рабочего давления, температурных

напряжений на изгиб трубопровода и состояние грунта прилегающих участков с учетом изменения его свойств в течение года.

2. При строительстве подводных газопроводов следует предусматривать обустройство компенсатора на одном из концов подводного перехода в грунте прилегающих участков. Известно, что при прокладке в минеральных грунтах подземные компенсаторы засыпают мягким разрыхленным грунтом, чтобы снизить сопротивление основания подвижкам трубы [3]. Деформационные свойства обводненных грунтов засыпки высокие, поэтому в периоды половодий компенсатор будет стабилизировать положение трубопровода, обеспечивая его прочность, устойчивость и надежность в эксплуатации.

Литература

1. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982. 340 с.

2. Велиюлин И.И., Поляков В.А., Велиюлин Э.И., Александров В.А., Маматкулов А.А. Анализ процессов перемещения трубопроводов на участках подводных переходов МГ // Газовая промышленность. 2010. № 4. С. 70 - 72.

3. Димов Л.А., Богусhevская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Издательство «Горная книга», Издательство Московского государственного горного университета, 2010. 392 с.

4. Зарипов Р.М., Коробков Г.Е., Исламгалеева Л.Ф., Шаммазов И.А. Исследование напряженно-деформированного состояния обводненного трубопровода с учетом совместной деформации его подводной и подземных частей и параметров эксплуатации // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2010. № 1. С. 16 - 20.

5. Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. СПб.: Недра, 2009. 410 с.

6. Обеспечение надежной эксплуатации подводных переходов трубопроводов ОАО «Газпром». Положительный опыт при решении проблем: матер. совещ. (УПЦ «Зименки», Моск. обл., 24 - 27 ноября 2008 г.). М.: ИРЦ Газпром, 2009. 172 с.

7. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А., Коробков Г.Е. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Том 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. М.: Интер, 2005. 706 с.

8. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Минстрой России. М.: ГУП ЦПП, 1997. 52 с.

9. Филатов А.А., Велиюлин И.И., Добров А.С., Велиюлин Э.И. Определение допустимой длины размыва участка речного подводного перехода МГ // Газовая промышленность. 2010. № 10. С. 17 - 20.

**EFFECT OF THE SOIL'S DROWNING
OF ADJOINING UNDERGROUND AREAS
ON THE STRESS-STRAIN STATE OF THE GAS PIPELINE**

Islamgaleeva L.F.¹, Zaripov R.M.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

e-mail: ¹ cityflower@list.ru

Abstract. *As exploitation practice shows, underwater pipelines are the most breakdown in the gas-main pipelines system. The most typical reason of underwater pipelines damage is a soil wash-out, i.e. open sections of underwater pipeline formation as a result of the river bottom and shores reformation. The results of investigations of adjoining underground sections soil conditions change influence upon underwater gas pipeline stress-strain state are shown in the article. In accordance with obtained results recommendations upon underwater pipeline strength and stability assurance are given.*

Keywords: *underwater gas pipeline, subsoil waters, pipeline stress-strain state, arch rise, compensator*

References

1. Ainbinder A.B., Kamershtein A.G. Raschet magistral'nykh truboprovodov na prochnost' i ustoichivost' (The calculation of pipelines on the strength and stability). Moscow, Nedra, 1982. 340 p.
2. Veliyulin I.I., Polyakov V.A., Veliyulin E.I., Aleksandrov V.A., Mamatkulov A.A. Analiz protsessov peremeshcheniya truboprovodov na uchastkakh podvodnykh perekhodov MG (Analysis of the pipelines displacement processes in the areas of underwater passages of main gas pipeline), *Gazovaya promyshlennost*, 2010, Issue 4, pp. 70 - 72.
3. Dimov L.A., Bogushevskaya E.M. Magistral'nye truboprovody v usloviyakh bolot i obvodnennoi mestnosti (The main pipelines in swamps and water-flooded areas). Moscow, Gornaya kniga, MGGU, 2010. 392 p.
4. Zaripov R.M., Korobkov G.E., Islamgaleeva L.F., Shammazov I.A. Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya obvodnennogo truboprovoda s uchetom sovместnoi deformatsii ego podvodnoi i podzemnykh chastei i parametrov ekspluatatsii (Research of stress and strain state of water-bearing pipeline taking into account its joint deformation underwater and underground parts and operation parameters), *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2010, Issue 1. pp. 16 - 20.
5. Korobkov G.E., Zaripov R.M., Shammazov I.M. Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustoichivosti truboprovodov i rezervuarov v oslozhnennykh usloviyakh ekspluatatsii (Numerical simulation of stress-strain state and stability of pipes and tanks in complicated conditions). SpB, Nedra, 2009. 409 p.

6. Obespechenie nadezhnoi ekspluatatsii podvodnykh perekhodov truboprovodov OAO «Gazprom». Polozhitel'nyi opyt pri reshenii problem: mater. soveshch. (Ensuring reliable operation of underwater pipeline crossings of OAO "Gazprom". Positive experiences in solving problems: proceedings of the meeting). Moscow, IRC Gazprom, 2009. 172 p.

7. Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. Raschet i obespechenie prochnosti truboprovodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh. Tom 1. Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustoichivosti truboprovodov (Calculation and to ensure the safety of pipelines in difficult engineering and geological conditions: in 2 volumes. Vol. 1. Numerical simulation of stress-strain state and stability of pipelines). Moscow, Inter, 2005. 706 p.

8. SNIP 2.05.06-85*. Magistralnyye truboprovody (Main pipelines). Moscow, GUP TsPP, 1997. 52 p.

9. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Dobrov A.S., Veliyulin E.I. Opredelenie dopustimoi dliny razmytogo uchastka rechnogo podvodnogo perekhoda MG (Determination of the permissible length of the water-eaten part of underwater passage of main gas pipeline), *Gazovaya promyshlennost*, 2010, Issue10, pp. 17 - 20.