



ISSN: 2658–5782

Номер 1

2023

МНОГОФАЗНЫЕ СИСТЕМЫ

mfs.uimech.org





Напряженно-деформированное состояние подводного морского нефтепровода с учетом изменения грунтовых условий и параметров эксплуатации¹

Зарипов Р.М.*, Масалимов Р.Б.**

*Институт механики им. Р.Р. Мавлютова УФИЦ РАН, Уфа

**Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа

В статье в краткой форме описана конструкция обетонированных труб, используемых в последние годы при сооружении морских газопроводов и нефтепроводов. В постановке задачи о напряженно-деформированном состоянии подводного морского нефтепровода рассматриваемый участок условно делится на три части: среднюю размытую оголенную часть и прилегающие к ней слева и справа подземные части. Дано краткое описание решения поставленной задачи. Результаты расчетов основных характеристик напряженно-деформированного состояния подводного участка морского нефтепровода представлены в виде эпюры прогиба трубопровода и изгибных напряжений, а также в таблицах через экстремальные значения прогиба и изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов для различных значений параметров эксплуатации и состояний грунтов в прилегающих подземных частях. Путем анализа напряженно-деформированного состояния рассматриваемого участка морского нефтепровода определены критические значения параметров эксплуатации, соответствующие им критические величины эквивалентного продольного осевого усилия.

Ключевые слова: нефтепровод, обетонированная труба, грунт, прогиб, напряжение, перепад, всплытие

1. Введение

По сведениям агентства «Интерфакс» от 20 ноября 2019 г. ПАО «Газпром» раскрыл информацию о неожиданном всплытии четвертой нитки на подводном четырехниточном переходе морского газопровода через Байдарацкую губу на Ямале. Годом ранее всплыла вторая нитка на этом переходе. При всплытии газопровода нарушается его проектное положение. ПАО «Газпром» объявил конкурс на разработку проектов капитального ремонта всплывших участков газопроводов. В аналогичных условиях эксплуатации находятся подводные участки морских нефтепроводов (ПУМН), составленные из обетонированных труб (ОТ).

Применение труб с наружным сплошным утяжеляющим бетонным покрытием в большинстве случаев более эффективно, чем традиционные способы балластировки [1–4]. Поэтому они в последние годы применяются при сооружении морских газопроводов и нефтепроводов. Ими также заменяются обычные трубы без бетонной оболочки при капитальном ремонте трубопроводов в болотистой местности, которые были балластированы кольцевыми чугунными и бетонными грузами или закреплены анкерными устройствами в грунте.

В подводных переходах применяются трубы с наружным утяжеляющим (балластным) бетонным покрытием, которые изготавливаются в заводских условиях. Для них принята терминология «обетонированная труба». ОТ, которая состоит из стальной трубы, изоляционного слоя и утяжеляющего бетонного покрытия, в математической модели представлена в виде трехслойного полого трубчатого стержня. Напряженно-деформированное со-

¹Исследование выполнено за счет средств государственного бюджета по госзаданию на 2019–2022 годы (№ 0246-2019-0088).

стояние (НДС) газопровода в подземной части описывается дифференциальным уравнением полого трубчатого стержня в упругой среде [1, 5, 6]:

$$\frac{d^4 u}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \cdot \frac{d^2 u}{dx^2} + \frac{c_{y0} \cdot D_H}{EJ} \cdot u = \frac{q_y}{EJ}. \quad (1)$$

Здесь приняты следующие обозначения: x — продольная осевая координата; u — прогиб ОТ; E , J , D_H — обобщенный модуль упругости ОТ, обобщенный момент инерции поперечного сечения ОТ, наружный диаметр ОТ, соответственно; c_{y0} — обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта, МПа/см [1, 2, 5, 6]; q_y — вертикальная составляющая нагрузки [1, 5, 6]; S_x — эквивалентное продольное осевое усилие, значение которого определяется согласно рекомендациям положения 8.29 [7]:

$$S_x = p_0 \cdot F_{св} - N_x,$$

где p_0 — внутреннее давление в нефтепроводе; $F_{св}$ — площадь поперечного сечения стальной трубы «в свету»; N_x — продольное осевое усилие, определяемое по формуле:

$$N_x = \sigma_{кц} \cdot (\mu \cdot F_{0st} + \mu_{iz} \cdot F_{0iz} + \mu_{bt} \cdot F_{0bt}) - \Delta t \times \\ \times (\alpha \cdot E \cdot F_{0st} + \alpha_{iz} \cdot E_{iz} \cdot F_{0iz} + \alpha_{bt} \cdot E_{bt} \cdot F_{0bt}),$$

где E , μ , α , E_{bt} , μ_{bt} , α_{bt} , E_{iz} , μ_{iz} , α_{iz} — модуль упругости, коэффициент Пуассона и коэффициент линейного расширения металла стали трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки, соответственно; $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения в стенке ОТ, возникающие от внутреннего давления; Δt — температурный перепад, равный разности температур эксплуатации и замыкания трубы при сооружении нефтепровода; F_{0st} , F_{0iz} , F_{0bt} — площадь поперечного сечения стенки стальной трубы, изоляционного покрытия и бетонной оболочки, соответственно.

На подводных участках нефтепроводов (в частности, морских нефтепроводов), находящихся в Мурманском море, за счет воздействия волн прибойной зоны и температурных напряжений от прогретой трубы и потока нефти, текущей по ней, происходит обводнение и разжижение грунта. Поэтому на одних частях ПУМН ОТ размывается и оголяется, а на других — ослабляется удерживающая способность грунта засыпки и происходит потеря несущей способности грунта основания.

Расчитываемый ПУМН условно делится на три части: средняя размываемая оголенная часть (РОЧ) и прилегающие к ней слева и справа подземные части (ПЧ). На рис. 1 представлена его расчетная схема.

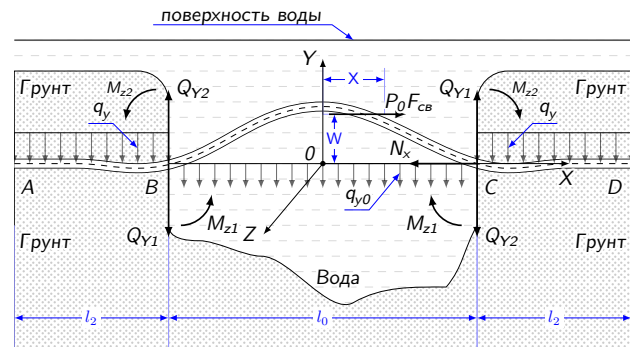


Рис. 1. Расчетная схема ПУМН

На рис. 1 указаны направления осей координат и приняты следующие обозначения: А и D — точки на концах рассчитываемого участка нефтепровода в грунте; В и С — точки на границе РОЧ и ПЧ, в этих точках находятся начала координатных осей прилегающих частей; О — точка в середине РОЧ, где расположено начало координатных осей этой части; w — прогиб ОТ на РОЧ; M_{z1} , M_{z2} и Q_{y1} , Q_{y2} — изгибающие моменты и поперечные силы, действующие на РОЧ и ПЧ.

НДС РОЧ описывается дифференциальным уравнением, в котором обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта принимается равным нулю ($c_{y0} = 0$):

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + \frac{S_x}{EJ} \frac{d^2 w}{dx^2} = \frac{q_{y0}}{EJ}. \quad (2)$$

Здесь приняты следующие обозначения: w — прогиб ОТ; q_{y0} — вертикальная составляющая нагрузки, равная разности между весом трубы с продуктом и выталкивающей силой морской воды.

В начале и в конце рассчитываемого участка нефтепровод находится в строго горизонтальном положении. Здесь для дифференциального уравнения (1) должны выполняться следующие граничные условия:

$$u(\pm l_2) = \frac{q_y(\pm l_2)}{c_{y0}}; \quad u'(\pm l_2) = 0. \quad (3)$$

Здесь $u(\pm l_2)$, $u'(\pm l_2)$ и $q_y(\pm l_2)$ — прогиб, угол поворота продольной оси ОТ и вертикальная составляющая нагрузки в начале и конце рассчитываемого участка, соответственно.

В узлах сопряжения РОЧ и ПЧ должны быть непрерывными функции прогиба, угла поворота продольной оси трубы, изгибающих моментов и поперечной силы этих частей. Следовательно, для дифференциальных уравнений (1) и (2) должны

выполняться следующие граничные условия:

$$\begin{aligned} w\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) &= u(0); \quad w'\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) = u'(0); \\ Q_{y1}\left(\pm \frac{l_0}{2}\right) &= Q_{y2}(0). \end{aligned} \quad (4)$$

Вышеописанную постановку условно назовем первым вариантом постановки задачи. Во втором варианте рассмотрим постановку, в которой пренебрегаем воздействием внутреннего давления и температурных напряжений на изгиб ОТ. В этом случае для описания НДС нефтепровода в дифференциальных уравнениях (1) и (2) необходимо принять эквивалентное продольное усилие S_x равным нулю.

Авторами настоящей статьи разработана методика совместного интегрирования дифференциальных уравнений (1) и (2) с учетом граничных условий (3) и (4). В методике подстановка полученных решений дифференциальных уравнений (1), (2) в конечных аналитических выражениях в граничные условия (3), (4) приводит к системе линейных алгебраических уравнений, в которой неизвестными являются постоянные интегрирования решений дифференциальных уравнений (1), (2). Составлены программы расчета для компьютера, в которых найдены постоянные интегрирования, построены эпюры основных характеристик НДС по всей длине рассчитываемого ПУМН.

Учет в математической модели трехслойного стержня практически не вносит осложнений в расчет его НДС, который осуществляется по теории механики многослойных оболочек и стержней [2, 8].

Необходимо отметить следующее. Первый вариант постановки задачи о НДС ПУМН представляет собой ее геометрически нелинейную постановку, и с помощью решения этой задачи можно описать переход из одной формы изгиба в другую в зависимости от длины РОЧ, состояния грунтов ПЧ и параметров эксплуатации нефтепровода. Если рассмотреть первую постановку задачи о НДС РОЧ без учета ее совместных деформаций с ПЧ, то

исследованием ее решения находится выражение для критической силы, которое совпадает с формулой критической силы в классической задаче устойчивости Эйлера [1, 5, 6, 9].

Далее представлены геометрические, физико-механические характеристики составляющих труб ОТ (табл. 1), которые соответствуют ориентировочным значениям ОТ.

Общая длина нефтепровода от берега моря до Варандейского терминала в Мурманском море равна 22 км. За счет воздействия волн прибойной зоны и температурных напряжений от прогретой трубы нефтепровод, который находится в неровном рельефе морского дна с неравномерной осадкой грунта, неодинаково проседает по длине. Поэтому расчеты НДС ПУМН были выполнены для двух типов грунтов. Не останавливаясь на описании изменения состояния грунта при его частичном разжижении, задание физико-механических параметров грунтов засыпки и основания осуществим аналогично работам [1, 6, 10–14]. Далее представим их значения для двух типов грунтов в ПЧ.

Первый тип грунта: $E_{гр} = 20$ МПа, $\gamma_{гр} = 19$ н/м³, $\mu_{гр} = 22$, $\varphi_{гр} = 32$ град, $R_{гр} = 0,3$ МПа (грунт-основание); $E_{гр} = 16$ МПа, $\gamma_{гр} = 15$ н/м³, $\mu_{гр} = 2$, $\varphi_{гр} = 22$ град, $\varepsilon = 0,75$, $R_{гр} = 0,2$ МПа (грунт-засыпка).

Второй тип грунта: $E_{гр} = 2$ МПа, $\gamma_{гр} = 15$ н/м³, $\mu_{гр} = 22$, $\varphi_{гр} = 22$ град, $R_{гр} = 0,2$ МПа (грунт-основание); $E_{гр} = 4$ МПа, $\gamma_{гр} = 1,5$ н/м³, $\mu_{гр} = 2$, $\varphi_{гр} = 22$ град, $\varepsilon = 0,25$, $R_{гр} = 0,1$ МПа (грунт-засыпка).

Здесь и далее для грунтов приняты следующие обозначения: $E_{гр}$, $\mu_{гр}$, $\gamma_{гр}$, $\varphi_{гр}$, ε , $R_{гр}$ — модуль деформации, коэффициент Пуассона, удельный вес, угол внутреннего трения, коэффициент пористости грунта засыпки, несущая способность грунта.

Расчеты НДС рассматриваемого здесь ПУМН выполнены для случаев, когда ОТ находится под действием внутреннего рабочего давления p_0 и в опорожняемом состоянии расчетное значение p_0 определяется согласно Положению 2.2 норматив-

Таблица 1. Геометрические, физико-механические характеристики ОТ

Наименование труб	Геометрические, физико-механические характеристики труб				
	Наружный диаметр, толщина стенки, мм	Модуль упругости, E , МПа	Коэффициент Пуассона, μ	Коэффициент линейного температурного расширения, α , °C ⁻¹	Объемная масса, γ , кг/м ³
Стальная труба	820 × 20	$2,2 \cdot 10^5$	0,3	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$7,2 \cdot 10^3$
Изоляционная оболочка	830 × 5	$6,2 \cdot 10^2$	0,3	$1,2 \cdot 10^{-4}$	900
Бетонное покрытие	990 × 80	$2,2 \cdot 10^4$	0,3	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$2,2 \cdot 10^3$

ного документа [12], регламентирующего правила классификации и построение морских трубопроводов по значениям внутреннего рабочего давления в газопроводе p_i , задаваемое в проекте, минимального гидростатического давления $p_{g \min}$, определяемого в зависимости от давления морской воды на нефтепровод и от глубины его укладки, а также добавочного расчетного давления от гидравлического удара Δp :

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p,$$

$$p_{g \min} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H_{\min} - h_w) \cdot 10^6,$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность морской воды, кг/м^3 ; H_{\min} — минимальный уровень воды по трассе трубопровода, м, учитывающий приливно-отливные явления; g — ускорение свободного падения, м/с^2 ; h_w — расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, м, с обеспеченностью с 10^{-2} 1/год.

В расчетах НДС значения p_i задавались равными от 0 до 6,5 МПа. С учетом указанной глубины моря, не превышающей 50 м на рассматриваемом здесь участке нефтепровода, и добавочного расчетного давления от гидравлического удара Δp имеем экстремальное значение $p_0 = 6,0$ МПа.

Необходимо отметить следующее. Нефтепроводы в Варандейском терминале в Баренцевом море находятся в условиях Арктики. Терминал функционирует круглогодично. Для его работы в зимний период привлекаются ледокольные суда. Строительство терминала на суше потребовало бы за-

тратного углубления дна, поэтому терминал был вынесен на 22 км в море. Он соединен с берегом моря двумя нитками подводного трубопровода. Кроме самого причала в комплекс Варандейского терминала входит межпромысловый нефтепровод протяженностью 158 км. В аналогичных условиях эксплуатации находятся нефтепроводы в Варандейском терминале в Баренцевом море. Здесь проложен нефтепровод Южно-Хильчювское месторождение — терминал Варандей длиной около 160 км.

Вышеописанные условия сооружения и эксплуатации нефтепроводов в условиях Арктики свидетельствует о том, что температурный перепад в нефтепроводе может принимать значения в большом диапазоне. Таким образом, этот параметр эксплуатации задается по данным профиля трассы и диспетчерской службы.

В решении задачи прочности и устойчивости морских подводных нефтепроводов необходимо найти критические значения параметров эксплуатации в зависимости от условий нагружения, длины средней РОЧ и жесткости грунта ПЧ. Нахождение критических значений параметров эксплуатации осуществляется численным экспериментом.

На рис. 2 и 3 показаны эпюры прогибов и изгибных напряжений ПУМН, а в табл. 2–5 — значения прогиба в середине пролета и экстремальные значения изгибных напряжений от пролетных и опорных изгибающих моментов. Анализ НДС ПУМН для случая, когда грунт в ПЧ относится к

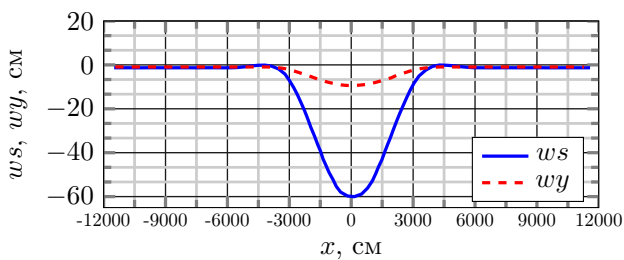


Рис. 2. Эпюры прогибов и изгибных напряжений ОТ до ее потери устойчивости (первый тип грунта, $l_0 = 60$ м, $p_0 = 6,0$ МПа, $\Delta t = 50^\circ\text{C}$)

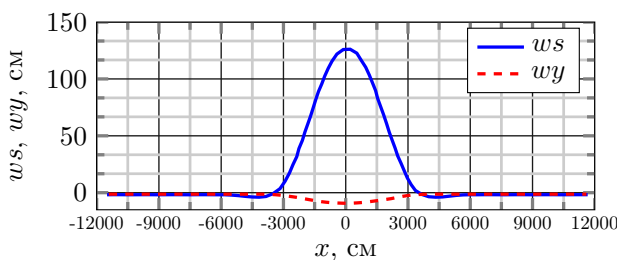
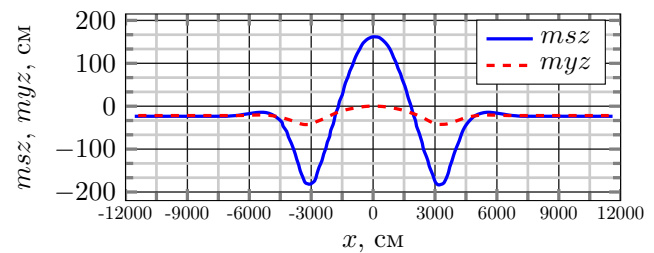
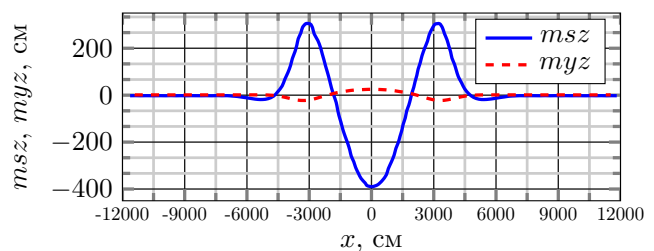


Рис. 3. Эпюры прогибов и изгибных напряжений ОТ при потере устойчивости (первый тип грунта, $l_0 = 60$ м, $p_0 = 6,0$ МПа, $\Delta t = 60^\circ\text{C}$)



первому типу, а длина РОЧ равна $l_0 = 60$ м, по эпюрам рис. 2, 3 и данным табл. 2 позволяет сделать следующие выводы.

1) Сравнение значений стрелы прогиба средней РОЧ в середине пролета w_0 при постоянном значении внутреннего давления $p_0 = 6,0$ МПа и при разных значениях температурного перепада Δt позволило установить его влияние на изгиб нефтепровода. При возрастании температурного перепада Δt от 0°C до 55°C прогиб РОЧ направлен вниз, причем со значения $\Delta t = 55^\circ\text{C}$ его величина начинает резко возрастать. Например, при изменении перепада температуры Δt на 1°C с 55°C до 56°C экстремальное значение прогиба увеличивается в 1,4 раза. При дальнейшем увеличении Δt происходит изменение формы изгиба нефтепровода, стрела прогиба будет направлена вверх, что означает потерю его устойчивости и возможное всплытие. Значения параметров эксплуатации $p_0 = 6,0$ МПа, $\Delta t = 55^\circ\text{C}$ можно принять за критические значения параметров эксплуатации нефтепровода, а соответствующая этим значениям величина $S_x = 4,67 \cdot 10^4$ кН будет его критическим значением.

2) В действующем нефтепроводе технически

сложно изменить температурный перепад. Поэтому на втором этапе установим влияние внутреннего давления p_0 на изгиб нефтепровода и рассмотрим возможность его возвращения в проектное положение понижением внутреннего давления. В нефтепроводе, который испытывал большие прогибы при $p_0 = 6,0$ МПа и $\Delta t = 55^\circ\text{C}$, снизим внутреннее давление в три раза, т.е. до $p_0 = 2,0$ МПа, при этом оставляем неизменным значение температурного перепада $\Delta t = 55^\circ\text{C}$. Как показали расчеты экстремальное значение прогиба w_0 при этом уменьшалось со значения $-148,87$ м до $-107,74$ см, т.е. это уменьшение составило 1,4 раза. При этом значения изгибных напряжения от пролетных изгибающих моментов равные $msz(0)=387,36$ МПа, превышают предел текучести материала стали трубы. Поэтому рассмотрен вариант уменьшения внутреннего давления до значения $p_0 = 1,0$ МПа. В этом случае имеем $msz(0)=349,36$ МПа. Таким образом, сбросом внутреннего давления в нефтепроводе можно уменьшить величину прогиба в середине пролета РОЧ, при этом он будет деформироваться в упругой области, и в случае появления приподнятого участка необходимо вернуть этот участок в проектное положение.

Таблица 2. Экстремальные значения прогиба w_0 в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных ($ms_0=msz(0)$, $my_0=myz(0)$) и опорных ($msl=msz(\pm \frac{l_0}{2})$, $myl=myz(\pm \frac{l_0}{2})$) изгибающих моментов в РОЧ ОТ (первый тип грунта, $l_0 = 60$ м)

Параметры эксплуатации	Вариант постановки задачи	Расчетные параметры		Прогиб w_0 , см	Изгибные напряжения, МПа	
		q_{y0} , кН/м	S_x , кН		от пролетных изгибающих моментов	от опорных изгибающих моментов
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 0^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$1,49 \cdot 10^3$	$w_0 = -9,86$	$ms_0=26,49$	$msl=-25,65$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -9,59$	$my_0=25,50$	$myl=-24,22$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 50^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$3,94 \cdot 10^4$	$w_0 = -61,03$	$ms_0=215,36$	$msl=-180,37$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -9,59$	$my_0=25,50$	$myl=-24,37$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 55^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$4,30 \cdot 10^5$	$w_0 = -148,87$	$ms_0=539,0$	$msl=-434$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -9,59$	$my_0=25,50$	$myl=-24,37$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 56^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$4,38 \cdot 10^4$	$w_0 = -210,34$	—	—
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -9,59$	$my_0=25,50$	$myl=-24,37$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 60^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$4,67 \cdot 10^4$	$w_0 = 129,09$	$ms_0=-392,87$	$msl=314,09$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -9,59$	$my_0=25,50$	$myl=-24,37$
$p_0=2,0$ МПа, $\Delta t = 55^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$4,20 \cdot 10^4$	$w_0 = -107,74$	$ms_0=387,36$	$msl=-320,0$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -9,59$	$my_0=25,50$	$myl=-24,37$
$p_0=1,0$ МПа, $\Delta t = 55^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$4,18 \cdot 10^4$	$w_0 = -100,8$	$ms_0=359,0$	$msl=-299,0$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -9,59$	$my_0=25,50$	$myl=-24,37$

Сравнение значений НДС ПУМН, представленных в табл. 3 для случая, когда грунт в ПЧ относится к второму типу, а длина РОЧ $l_0 = 60$ м, позволяет сделать следующие выводы.

1) При значении $\Delta t = 40^\circ\text{C}$, $p_0 = 6,0$ МПа происходит резкое возрастание значения w_0 , далее, при увеличении величины Δt , например, при $\Delta t = 45^\circ\text{C}$, $p_0 = 6,0$ МПа, изменяется форма изгиба нефтепровода, что означает потерю его устойчивости и может сопровождаться его всплытием. Таким образом, значения параметров эксплуатации $p_0 = 6,0$ МПа, $\Delta t = 40^\circ\text{C}$ можно принять за критические, значение $S_x = 3,17 \cdot 10^4$ кН, соответствующее значениям p_0 и Δt , будет его критическим значением. Уменьшение жесткости грунта в ПЧ привело к уменьшению критического значения перепада температуры Δt с 55°C до 40°C , т.е. оно уменьшилось на 15°C .

2) Уменьшение внутреннего давления в нефтепроводе при неизменном значении температурного перепада при $\Delta t = 40^\circ\text{C}$ показало следующее. Если уменьшить внутреннее давление в три раза, т.е. со значения $p_0 = 6,0$ МПа до $2,0$ МПа, то экстремальная величина прогиба в середине пролета размытой оголенной части w_0 уменьшается в 1,5 раза. Но в отличие от ранее рассмотренного случая, когда грунт в подземной части не был подвержен частичному разжижению, нефтепровод деформируется в упруго-пластической области.

Анализ характеристик НДС ПУМН, представленных в табл. 4 и 5 для случая, когда длина РОЧ $l_0 = 80$ м, показал следующее.

1) Найдены критические значения параметров эксплуатации равные $p_0 = 6,0$ МПа, $\Delta t = 32^\circ\text{C}$, которым соответствует значение эквивалентного продольного осевого усилия $S_x = 2,57 \cdot 10^4$ кН для случая, когда грунт в подземной части относится к первому типу. Эти же характеристики для случая, когда грунт в ПЧ относится ко второму типу, равны $p_0 = 6,0$ МПа, $\Delta t = 20^\circ\text{C}$, $S_x = 1,66 \cdot 10^4$ кН. Найденное критическое значение температурного перепада $\Delta t = 32^\circ\text{C}$, когда деформируется ПЧ с первым типом грунта, на $\Delta t = 23^\circ\text{C}$ меньше соответствующей характеристики для случая, когда $l_0 = 60$ м. Аналогичное сравнение критических значений температурного перепада при $l_0 = 60$ и 80 м для случая, когда РОЧ совместно деформируется с ПЧ со вторым типом грунта, указывает на уменьшение этой характеристики на $\Delta t = 16^\circ\text{C}$.

2) Уменьшая внутреннее давление в ОТ в три раза, т.е. с $p_0 = 6,0$ до $2,0$ МПа, при неизменном значении температурного перепада Δt , можно вернуть трубопровод в проектное положение для рассмотренных здесь случаев первого и второго типов грунтов.

Таблица 3. Экстремальные значения прогиба w_0 в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных ($m_{s0}=m_{zs}(0)$, $m_{y0}=m_{yz}(0)$) и опорных ($m_{sl}=m_{sz}(\pm \frac{l_0}{2})$, $m_{yl}=m_{yz}(\pm \frac{l_0}{2})$) изгибающих моментов в РОЧ (второй тип грунта, $l_0 = 60$ м)

Параметры эксплуатации	Вариант постановки задачи	Расчетные параметры		Прогиб w_0 , см	Изгибные напряжения, МПа	
		q_{y0} , кН/м	S_x , кН		от пролетных изгибающих моментов	от опорных изгибающих моментов
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 0^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$1,49 \cdot 10^3$	$w_0 = -26,2$	$m_{s0}=34,92$	$m_{sl}=-17,65$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -25,4$	$m_{y0}=33,18$	$m_{yl}=-16,69$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 30^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$2,42 \cdot 10^4$	$w_0 = -62,53$	$m_{s0}=132,39$	$m_{sl}=-71,60$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -15,4$	$m_{y0}=33,18$	$m_{yl}=-16,69$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 40^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$3,17 \cdot 10^5$	$w_0 = -277,0$	—	—
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -25,4$	$m_{y0}=33,18$	$m_{yl}=-16,69$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 45^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$3,55 \cdot 10^4$	$w_0 = 162,75$	$m_{s0}=-336,85$	$m_{yl}=187,67$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -25,4$	$m_{y0}=33,18$	$m_{yl}=-16,69$
$p_0=2,0$ МПа, $\Delta t = 40^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$3,07 \cdot 10^4$	$w_0 = -182,0$	$m_{s0}=460,2$	$m_{sl}=-253,23$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -15,4$	$m_{y0}=33,18$	$m_{yl}=-16,69$

Таблица 4. Экстремальные значения прогиба w_0 в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных ($ms_0=msz(0)$, $my_0=myz(0)$) и опорных ($msl=msz(\pm \frac{l_0}{2})$, $myl=myz(\pm \frac{l_0}{2})$) изгибающих моментов в РОЧ ОТ (первый тип грунта, $l_0 = 80$ м)

Параметры эксплуатации	Вариант постановки задачи	Расчетные параметры		Прогиб w_0 , см	Изгибные напряжения, МПа	
		q_{y0} , кН/м	S_x , кН		от пролетных изгибающих моментов	от опорных изгибающих моментов
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 0^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$1,49 \cdot 10^3$	$w_0 = -24,28$	$ms_0=43,79$	$msl=-50,04$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -23,09$	$my_0=41,17$	$myl=-47,49$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 30^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$2,42 \cdot 10^4$	$w_0 = -143,0$	$ms_0=317,44$	$msl=-295,54$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -23,0$	$my_0=41,17$	$myl=-47,49$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 32^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$2,57 \cdot 10^5$	$w_0 = -220,0$	—	—
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -23,09$	$my_0=41,17$	$myl=-47,49$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 40^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$3,17 \cdot 10^4$	$w_0 = -182,2$	$ms_0=452,0$	$msl=-382,0$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -23,09$	$my_0=41,17$	$myl=-47,49$
$p_0=2,0$ МПа, $\Delta t = 32^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$2,47 \cdot 10^4$	$w_0 = -163,67$	$ms_0=439,2$	$msl=-335,5$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -23,09$	$my_0=41,17$	$myl=-47,49$

Таблица 5. Экстремальные значения прогиба w_0 в середине пролета и значения изгибных напряжений от пролетных ($ms_0=msz(0)$, $my_0=myz(0)$) и опорных ($msl=msz(\pm \frac{l_0}{2})$, $myl=myz(\pm \frac{l_0}{2})$) изгибающих моментов в ПМН (второй тип грунта, $l_0 = 80$ м)

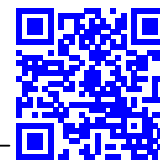
Параметры эксплуатации	Вариант постановки задачи	Расчетные параметры		Прогиб w_0 , см	Изгибные напряжения, МПа	
		q_{y0} , кН/м	S_x , кН		от пролетных изгибающих моментов	от опорных изгибающих моментов
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 0^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$1,49 \cdot 10^3$	$w_0 = -47,66$	$ms_0=55,23$	$msl=-40,60$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -45,27$	$my_0=51,08$	$myl=-37,58$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 20^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$1,66 \cdot 10^4$	$w_0 = -141,0$	$ms_0=222,7$	$msl=-159,95$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -45,27$	$my_0=51,08$	$myl=-37,58$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 24^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$1,96 \cdot 10^5$	$w_0 = -280,48$	$ms_0=-410,0$	$msl=-339,0$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -45,27$	$my_0=51,08$	$myl=-37,58$
$p_0=6,0$ МПа, $\Delta t = 30^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$2,42 \cdot 10^4$	$w_0 = 423,0$	—	—
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -45,27$	$my_0=51,08$	$myl=-37,58$
$p_0=2,0$ МПа, $\Delta t = 24^\circ\text{C}$	Первый	-6,82	$1,86 \cdot 10^4$	$w_0 = -210,20$	$ms_0=348,25$	$msl=-248,58$
	Второй	-6,82	0	$w_0 = -23,0$	$my_0=41,17$	$myl=-47,49$

2. Заключение

Расчетным путем установлена возможность всплытия обетонированных труб на подводных участках морских нефтепроводов подобно газопроводам на переходе Северного потока 2 через Байда-рацкую губу на Ямале. Выявлено влияние на всплытие обетонированных труб на подводных участках морских нефтепроводов длины РОЧ параметров эксплуатации, ослабления жесткости грунтов за счет их разжижения в подземной части и даны рекомендации по выявлению возможных причин всплытия. Найдены критические значения параметров эксплуатации и соответствующей им критической величины эквивалентного продольного осевого усилия в зависимости от длины РОЧ, жесткости грунта в подземной части. Дано описание способа возвращения нефтепровода в проектное положение. Расчетным путем установлено, что опорожненный нефтепровод, который деформируется совместно с грунтом в подземной части, находится в проектном положении и нет предпосылок для его всплытия.

Список литературы

- [1] Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра. 1982. 340 с.
- [2] Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. СПб: Недра. 2011. 748 с.
- [3] Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Саксаганский А.И. Достоинства и недостатки современных подходов к балластировке подводных переходов // НГС. 2012. № 1. С. 30–37.
- [4] Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. Издательство Московского государственного горного университета. 2010. 392 с.
- [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. 409 с.
- [6] Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А., Коробков Г.Е. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. М.: Изд-во «Интер». 2005. Т. 1. 706 с.
- [7] СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС». 2013. 100 с.
- [8] Ильгамов М.А. Модель всплытия подводного трубопровода // Физика. Технические науки. ДАН. 2022. Т. 504. С. 12–16. DOI: [10.31857/S2686740021010053](https://doi.org/10.31857/S2686740021010053)
- [9] Ильгамов М.А. Динамика трубопровода при действии внутреннего ударного давления // Механика твердого тела. 2017. № 6. С. 83–96. EDN: [ZVFRDN](https://www.edn.ru/ZVFRDN)
- [10] Лаптева Т.И. Прочность и устойчивость морских трубопроводов при наличии многолетнемерзлых пород на участках берегового примыкания // Экспозиция. Нефть. Газ. 2016. № 7(53). С. 76–79. EDN: [XANSHX](https://www.edn.ru/XANSHX)
- [11] Мансуров М.Н., Лаптева Т.И., Ким С.Д., Чумарин Д.Х., Копаева Л.А. Влияние слабых грунтов на устойчивость морских трубопроводов // Oil & Gas Journal Russia. 2011. № 8. С. 60–63.
- [12] Болотин В.В., Новичков Ю.Н. Механика многослойных конструкций. М.: Машиностроение. 1980. 376 с.
- [13] Мансуров М.Н., Лаптева Т.И. Проблемы надежности и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа при освоении континентального шельфа // Территория Нефтегаз. 2013. № 6. С. 72–80. EDN: [REAU1P](https://www.edn.ru/REAU1P)
- [14] Правила классификации и построение морских подводных трубопроводов. НД № 020301-005. ISBN 978-5-312-3. Российский морской регистр судоходства. 2017. 171 с.



Stress-strain state of an underwater offshore oil pipeline taking into account changes in ground conditions and operating parameters

Zaripov R.M.^{*}, Masalimov R.B.^{**}

^{*}Mavlyutov Institute of Mechanics of UFRC RAS, Ufa, Russia

^{**}Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

The article briefly describes the construction of concreted pipes used in recent years in the construction of offshore gas and oil pipelines. In the formulation of the problem of the stress-strain state of an underwater offshore oil pipeline, the calculated section is conditionally divided into three parts: the middle blurred bare part and the underground parts adjacent to it on the left and right. A brief description of the solution of the problem is given. The results of calculations of the main characteristics of the stress-strain state of the underwater section of the offshore oil pipeline are presented in the form of a diagram of the pipeline deflection and bending stresses, as well as in tables through extreme values of deflection and bending stresses from span and support bending moments for various values of operating parameters and soil conditions in adjacent underground parts. By analyzing the stress-strain state of the calculated section of the offshore oil pipeline, the critical values of the operation parameters and the corresponding critical values of the equivalent longitudinal axial force were determined.

Keywords: oil pipeline, concreted pipe, ground, deflection, stress, drop, ascent

References

- [1] Ainbinder A.B., Kamershtwin A.G. [Calculation of main pipelines for strength and stability] Raschet magistr'nykh truboprovodov na prochnost' i ustojchivost. M.: Nedra. 1982. 340 p. (in Russian).
- [2] Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K. et al. [Typical calculations for the construction and repair of gas and oil pipelines] Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gozonefteprovodov. SPb.: Nedra. 2011. 748 p. (in Russian).
- [3] Vasil'ev G.G., Goryainov Yu.A. Sakaganskij A.I. [Advantages and disadvantages of modern approaches to ballasting underwater crossings]. NGS [Oil & Gas of Siberia] 2012. No 1. Pp. 30–37 (in Russian).
- [4] Dimov L.A. Bogushevskaya E.M. [Main pipelines in swamps and flooded areas] Magistr'al'nye truboprovody v usloviyax bolot i obvodnennoj mestnosti. M.: Izdatel'stvo MGGU. 2010. 392 p. (in Russian).
- [5] Korobkov G.E., Zaripov P.M., Shammazov I.A. [Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines and tanks in complicated operating conditions] Chislennoe modelirovanie napyazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustojchivosti truboprovodov i rezervuarov v oslozhnennykh usloviyax ekspluatatsii. SPb.: Nedra. 2009. 409 p. (in Russian).
- [6] Shammazov A.M., Zaripov R.M., Chichelov V.A., Korobkov G.E. [Calculation and ensuring the strength of pipelines in complex engineering and geological conditions. Numerical simulation of the stress-strain state and stability of pipelines] Raschet i obespechenie prochnosti truboprovodov v clozhnykh inzhenerno-geologicheskix usloviyax. Chislennoe modelirovanie napyazhenno-deformirovannogo sostoyzniz i ustojchivosti truboprovodov. M.: Izdatel'stvo Inter. 2005. Vol. 1. 706 p. (in Russian).
- [7] [36.13330.2012. A set of rules. Main pipelines. Updated version of the NRC] SP 36.13330.2012. Svod pravil. Magistr'al'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redakciya SNiP 2.05.06-85*. M.: Gosstroj, FAU «FCS». 2013. 100 p. (in Russian).
- [8] Il'gamov M.A., Shakiryaynov M.M. Dynamic Equilibrium Positions of Bent Pipeline with Vibrating Supports // Doklady Physics. 2021. Vol. 66, No. 2. Pp. 51–54.
DOI: 10.1134/S1028335821020026
- [9] Il'gamov M.A. Dynamics of a Pipeline under the Action of Internal Shock Pressure // Mechanics of Solids. 2017. Vol. 52, No. 6. P. 663–674.
DOI: 10.3103/S0025654417060061
- [10] Lapteva T.I. The strength and stability of offshore pipelines in the presence of subaqueous permafrost on land landfall // Exposition Oil & Gas. 2016. No 7 (53). Pp. 76–79 (in Russian).
EDN: XANSHX

- [11] Mansurov M.N., Lapteva T.I., Kim S.D., Chumarin D.Kh., Kopaeva L.A. [Influence of soft soils on the stability of offshore pipelines] Oil & Gas Journal Russia. 2011. No 8. Pp. 60–63 (in Russian).
- [12] Bolotin V.V., Novichkov Yu.N. [Mechanics of sandwich structures] Mexanika mnogostojnyx konstrukcij. M.: Mashinostroyeniye. 1980. 376 p. (in Russian).
- [13] Mansurov M.N., Lapteva T.I. [Problems of reliability and repair of offshore underwater pipelines for the transport of oil and gas during the development of the continental shelf]. Territoria Neftegaz [Territory Neftegaz]. 2013. No 6. Pp. 72–80 (in Russian).
[EDN: REAUIP](#)
- [14] [Rules for the classification and construction of subsea pipelines] Pravila klassifikacii i postroyeniye morskix podvodnyx truboprovodov. ND No. 020301-005., ISBN 978-5-312-3. [Russian Maritime Register of Shipping] Rossijskij morskoy registr sudoxodstva. 2017. 171 p. (in Russian).