

05

К статической устойчивости трубопровода

© А.Г. Хакимов

Институт механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского федерального исследовательского центра РАН,
450054 Уфа, Россия
e-mail: hakimov@anrb.ru

Поступило в Редакцию 28 мая 2019 г.
В окончательной редакции 28 мая 2019 г.
Принято к публикации 21 октября 2019 г.

На основе предположения о начальной деформированной форме трубопровода без начальных напряжений определено критическое усилие сжатия. Трубопровод находился под действием внутреннего и внешнего давлений, сжимающей силы. По трубопроводу протекала жидкость с заданной плотностью. Учитывались осесимметричное расширение трубы и ее продольное укорочение, изменение температуры стенки трубы, образование арки выброса. Изучено статическое взаимодействие неустойчивостей под действием вышеуказанных факторов.

Ключевые слова: трубопровод, давление, критическое усилие сжатия.

DOI: 10.21883/JTF.2020.04.49086.214-19

Введение

Актуальность настоящей работы заключается в том, что до сих пор в литературе встречаются ошибочные трактовки действия внутреннего давления в трубопроводе на его устойчивость. Трубопроводы широко применяются в нефте-газо-продуктопроводах, в ракетных и авиационных двигателях, в воздушной и гидравлической системах самолетов. В гидроупругих системах одновременно происходит взаимодействие упругих и гидродинамических неустойчивостей. Внешние воздействия могут быть как независимыми друг от друга, так и связанными [1]. Изучению продольной устойчивости трубопроводов посвящено много работ. Отметим фундаментальные работы [2–4], в которых рассмотрены все основные случаи возможной потери трубопроводом устойчивости в минеральных грунтах, и выполнены аналитические и экспериментальные исследования в данном направлении. В перечисленных и других работах авторы несколько по-разному трактуют потерю трубопроводом устойчивости, вкладывают разный смысл в данное понятие, а также с различных позиций как качественно, так и количественно поясняют факт его возможного появления [2]. Например, в [5] приведен анализ литературных источников, откуда следует, что в одних работах [6–9] уравнение продольно-поперечного изгиба трубопровода имеет вид, отличный от уравнения, приведенного в [10,11]. По данным ООО „Газпром трансгаз Сургут“, эксплуатирующего магистральный газопровод „Уренгой–Сургут–Челябинск“, значительная протяженность трубопровода (10%) имеет участки с непроектным положением в виде оголения, всплытия, образования арочных выбросов. В большинстве случаев вывода участков трубопровода на капитальный ремонт приходится сталкиваться именно с непроектным положением. Процесс изменения проектного положения обусловлен сложным сочетанием

инженерно-гидрогеологических условий, и их прогнозирование на стадии проектирования почти невозможно. Причинами потери продольной устойчивости подземного газопровода являются: воздействие температурного перепада перекачиваемого продукта на материал трубопровода; уменьшение внутреннего давления газа (неверное утверждение — примечание автора); сезонные изменения характеристик грунта, связанные с обводнением трассы; отступление от технологии укладки трубопровода в траншею [12]. Цель настоящей работы — определение критического усилия сжатия при действии различных факторов.

Постановка задачи

Примем, что упругий трубопровод „закреплен“ на защемленных скользящих „опорах“, расположенных на расстоянии L друг от друга, причем „опоры“ не препятствуют движению жидкости с плотностью ρ_i и скоростью U_i внутри трубопровода вдоль его оси (рис. 1). Расстояние между „опорами“ будем считать длиной арки выброса трубопровода. На скользящих опорах прогиб и угол поворота равны нулю. Ускорение G направлено перпендикулярно к оси трубопровода. Предполагается идеальность и несжимаемость жидкостей. Трубопровод сжимается продольной силой P . Сила P , давления внутри и вне трубопровода p_i , p_e и скорость U_i изменяются независимо друг от друга. Интенсивность их возрастания от нуля будем считать такой, чтобы инерционные силы в системе были малы.

При $P = 0$, $U_i = 0$, $p_i = 0$, $p_e = 0$ трубопровод имеет малое отклонение от оси x в виде

$$w_0 = W_{0n} \sin^2 n\beta x, \quad \beta = \pi/L, \quad n = 1, 2, \dots, \quad (1)$$

где W_{0n} — амплитуда малого начального отклонения. При этом остаточные напряжения в нем отсутствуют,

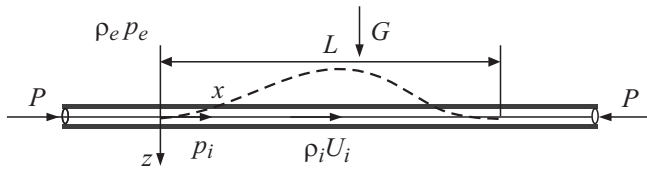


Рис. 1. Расчетная схема трубопровода.

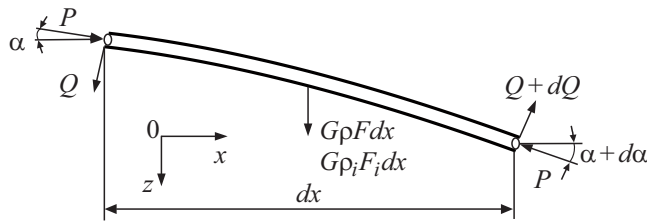


Рис. 2. Схема действия сил на упругий трубопровод при его изгибе в плоскости zx .

например, в результате отжига трубопровода [1]. Сумма проекций на ось z всех сил, действующих на элемент длиной dx (рис. 2), равна [1]

$$\begin{aligned} & Q \cos \alpha - (Q + dQ) \cos(\alpha + d\alpha) + P \sin \alpha \\ & - P \sin(\alpha + d\alpha) + [p_i F_i - p_e (F + F_i)] \sin \alpha \\ & - [p_i F_i - p_e (F + F_i)] \sin(\alpha + d\alpha) + G(\rho F + \rho_i F_i) dx \\ & - G \rho_e (F + F_i) dx - q dx - \rho_i U_i^2 k dx = 0, \end{aligned}$$

где Q — перерезывающая сила, q — интенсивность распределенной выталкивающей силы, k — кривизна осевой линии трубопровода, ρ, h, F — плотность, толщина стенки и площадь поперечного сечения трубопровода, F_i — площадь сечения в свету трубопровода. Давления внутри и вне трубопровода определяются по формулам

$$p_i = p_{i0} + G \rho_i (w_0 + w),$$

$$p_e = p_{e0} + G \rho_e (w_0 + w), \quad p_{e0} = p_0 + G \rho_e H.$$

Здесь p_0 — давление на поверхности жидкости на высоте H от трубопровода, p_{i0}, p_{e0} — давления жидкости внутри и вне трубопровода на расчетной глубине. Из уравнения моментов в том же приближении следует $Q dx - dM = 0$, где в выражение изгибающего момента $M = D d^2 w / dx^2$ не входит w_0 ввиду указанного выше предположения об отсутствии напряжений до начала внешних воздействий. Принимая в линейной задаче $\cos \alpha = 1, \sin(\alpha + d\alpha) = \alpha + d\alpha$ и учитывая $\alpha = d(w_0 + w) / dx, d\alpha = (d^2(w_0 + w) / dx^2) dx$, получаем уравнение изгиба трубопровода относительно текущего прогиба $w(x)$ [13], где линеаризованное уравнение запи-

сывается в следующем виде:

$$\begin{aligned} & D \frac{d^4 w}{dx^4} + [P + p_{i0} F_i - p_{e0} (F + F_i) + \rho_i F_i U_i^2] \\ & \times \frac{d^2(w_0 + w)}{dx^2} = 0, \quad D = EJ, \quad F_i = \pi R_i^2, \end{aligned}$$

$$F = \pi[(R_i + h)^2 - R_i^2], \quad J = \pi[(R_i + h)^4 - R_i^4] / 4, \quad (2)$$

где E, R_i — модуль упругости, внутренний радиус поперечного сечения трубопровода.

Изгиб трубопровода

Примем частное решение уравнения (2) в виде

$$w = W_n \sin^2 n \beta x, \quad n = 1, 2, \dots, \quad (3)$$

где W_n — амплитуда малого отклонения. Подставляя (1), (3) в уравнение (2), получаем отношение амплитуды текущего прогиба к амплитуде начального прогиба в виде [13]

$$\frac{W_n}{W_{0n}} = \frac{R_n}{P_E (n^2 \beta)^2 - R_n}, \quad P_E = 4D \beta^2 = \frac{4\pi^2 EJ}{L^2},$$

$$R_n = [P + p_{i0} F_i - p_{e0} (F + F_i) + \rho_i F_i U_i^2] (n \beta)^2. \quad (4)$$

Здесь P_E — критическое значение статической продольной сжимающей силы на трубопровод ($n = 1$). Из (4) видно, что прогиб тем больше, чем больше величина осевого усилия сжатия трубопровода P , давление внутри трубопровода p_{i0} , скоростной напор внутри трубопровода $\rho_i U_i^2$ и меньше критическое значение статической продольной сжимающей силы на трубопровод P_E , давление вне трубопровода p_{e0} . При $R_n = P_E (n^2 \beta)^2$ прогиб в рассматриваемом линейном приближении растет неограниченно. Здесь R_n представляет собой критическую комбинацию внешних воздействий $P, p_{i0}, p_{e0}, \rho_i U_i^2$ для системы с заданными параметрами материалов и размерами E, ρ_i, h, L, R_i . С возрастанием внешних воздействий рост прогиба (4) происходит наиболее быстро при $n = 1$. Указанная критическая комбинация внешних воздействий по (4) является минимальной при $n = 1$. Под действием перепада давления $p^* = p_{i0} - p_{e0}$ происходит осесимметричное расширение трубы и ее продольное укорочение, что в зависимости от коэффициента Пуассона материала и условий закрепления трубы на опорах в продольном направлении приводит к образованию растягивающей продольной силы $(p_{i0} - p_{e0}) F_i \chi$ и соответственно распределенной поперечной силы $(p_{i0} - p_{e0}) F_i \chi k$, направленной в сторону вогнутости осевой линии. Величина χ включает в себя указанные выше параметры.

Осесимметричная деформация трубопровода

Для определения величины χ нужно рассмотреть осесимметричную деформацию под действием перепада давления $p^* = p_{i0} - p_{e0}$. При пренебрежении инерционностью окружная сила равна $N_{*\theta} = p_*R$. Из закона Гука следует [14]

$$N_{*\theta} = \frac{Eh}{1-\nu^2}[\varepsilon_{\theta*} + \nu\varepsilon_* - (1+\nu)\alpha T],$$

$$N_* = \frac{Eh}{1-\nu^2}[\varepsilon_* + \nu\varepsilon_{\theta*} - (1+\nu)\alpha T], \quad (5)$$

где $N_{*\theta}$ и продольная сила N_* — принимаются приходящимися на единицу длины, ν — коэффициент Пуассона, α — коэффициент линейного теплового расширения, T — изменение температуры трубопровода, $\varepsilon_{\theta*}$, ε_* — деформации. Исключив $\varepsilon_{\theta*}$ из (5), получаем

$$N_* = (p_{i0} - p_{e0})R_i\nu + Eh(\varepsilon_* - \alpha T). \quad (6)$$

Продольная деформация постоянна по длине пролета $\varepsilon_* = A$ или

$$\varepsilon_* = \frac{\partial u_*}{\partial x} + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w_*}{\partial x} \right)^2 = A,$$

$$u_* = Ax + B - \frac{1}{2} \int_0^x \left(\frac{\partial w_*}{\partial x} \right)^2 dx. \quad (7)$$

Константы A и B определяем из условий $N_* = Cu_*$ ($x = 0$), $u_* = 0$ ($x = L$), где C — продольная жесткость опоры единичной дуги. В соответствии с выражениями (6), (7) полное осевое усилие по трубе равно

$$2\pi R_i N_* = (p_{i0} - p_{e0})F_i\chi - \beta T + \gamma W_n^2,$$

$$\chi = \frac{2\nu}{1+\lambda}, \quad \lambda = \frac{Eh}{CL}, \quad \beta = \frac{2\pi\alpha EhR_i}{(1+\lambda)}, \quad \gamma = \frac{\pi^3 EhR_i}{2(1+\lambda)L^2}.$$

Коэффициент λ представляет собой отношение жесткостей трубы и опоры в продольном направлении. При малом отношении этих жесткостей $\chi \rightarrow 2\nu$, при большом их отношении $\chi \rightarrow 0$. Если осевое усилие сжатия трубопровода $P = P_0$ при $p_{i0} = 0$, $p_{e0} = 0$, $\rho_i U_i^2 = 0$, $T = 0$, то справедливо равенство

$$P = P_0 - 2\pi R_i N_* = P_0 - (p_{i0} - p_{e0})F_i\chi + \beta T - \gamma W_n^2. \quad (8)$$

Из выражения (4) с учетом соотношения (8) получаем критическое значение сжимающей трубопровод силы P_0 при $n = 1$

$$P_{0cr} = P_E n^2 + (p_{i0} - p_{e0})F_i\chi - p_{i0}F_i + p_{e0}(F + F_i) - \rho_i F_i U_i^2 - \beta T + \gamma W_n^2, \quad (9)$$

или

$$P_{0cr} = P_E n^2 - p_{i0}F_i(1 - \chi) + p_{e0}F + p_{e0}F_i(1 - \chi) - \rho_i F_i U_i^2 - \beta T + \gamma W_n^2, \quad (10)$$

которое представляет собой обобщение классического критического значения в задаче Эйлера за счет учета давлений внутри и вне трубопровода p_{i0} , p_{e0} , скоростного напора внутри трубопровода $\rho_i U_i^2$, температуры стенки трубопровода T , максимального прогиба трубопровода W_n при образовании арки выброса. Из (9) видно, что критическое значение сжимающей трубопровод силы P_0 тем больше, чем больше критическое значение статической продольной сжимающей силы Эйлера на трубопровод P_E , давление вне трубопровода p_{e0} и меньше давление внутри трубопровода p_{i0} , скоростной напор внутри трубопровода $\rho_i U_i^2$, температура стенки трубопровода T . Также отметим, что с увеличением максимального прогиба трубопровода W_n происходит увеличение критического значения сжимающей трубопровод силы P_0 . Первое слагаемое в правой части выражения (9) представляет критическую осевую сжимающую силу Эйлера, второе слагаемое возникает при осесимметричном расширении трубы и ее продольном укорочении под действием перепада давления $p^* = p_{i0} - p_{e0}$, что в зависимости от коэффициента Пуассона материала и условий закрепления трубы на опорах приводит к образованию растягивающей продольной силы, третье слагаемое, умноженное на кривизну k , представляет поперечную распределенную силу, направленную в сторону выпуклости осевой линии, четвертое слагаемое, умноженное на кривизну k , представляет поперечную распределенную силу, направленную в сторону вогнутости осевой линии при изгибе трубы под действием внешнего давления p_{e0} , пятое слагаемое, умноженное на кривизну k , представляет поперечную распределенную силу, направленную в сторону выпуклости осевой линии при изгибе трубы под действием скоростного напора $\rho_i U_i^2$, шестое слагаемое — это сжимающая сила, возникающая при увеличении температуры стенки трубопровода T и учитывающая условия закрепления трубы на опорах, седьмое слагаемое — это растягивающая сила при образовании арки выброса, учитывающая условия закрепления трубы на опорах. Частные случаи рассмотрены в [13,15].

Анализ результатов и примеры

Расчеты проведены для следующих параметров трубы: модуль упругости материала трубопровода $E = 2.0 \cdot 10^{11}$ Н/м², плотность $\rho = 7800$ кг/м³, коэффициент Пуассона $\nu = 0.3$, коэффициент линейного теплового расширения $\alpha = 11.3 \cdot 10^{-6}$ deg⁻¹, внутренний радиус поперечного сечения трубопровода $R_i = 0.496$ м, толщина стенки $h = 14$ мм, температура стенки $T = 5^\circ\text{C}$, давление газа внутри трубопровода

$p_{i0} = 5$ МПа, плотность газа $\rho_i = 100 \text{ kg/m}^3$, скорость течения газа $U_i = 10 \text{ m/s}$, расстояние между опорами $L = 120 \text{ m}$, продольная жесткость опоры единичной дуги $C = 10^8 \text{ N/m}^2$, давление вне трубопровода $p_{e0} = 0$ МПа, амплитуда малого отклонения $W_n = 0.1 \text{ m}$. Расчеты по формуле (10) дают: критическое значение сжимающей трубопровод силы $P_{0cr} = 0.106 \text{ MN}$, критическая сжимающая сила Эйлера равна 3.069 MN . Критическое значение сжимающей трубопровод силы уменьшается на 2.567 MN под действием внутреннего давления, на 0.007 MN вследствие движения газа по трубопроводу, на 0.399 MN из-за увеличения температуры стенки трубы и увеличивается на 0.012 MN за счет появления арки выброса с амплитудой $W_n = 0.1 \text{ m}$.

Арки выброса можно рассматривать как компенсаторы осевых усилий и в некоторых случаях их предусматривать в проектах новых трубопроводов. Так как максимальное возможное значение $\chi = 2\nu$, из выражения (9) следует, что внутреннее давление в трубопроводе приводит к снижению критического значения сжимающей трубопровод силы. В статье [12] во введении отмечено, что причиной потери продольной устойчивости подземного трубопровода является уменьшение внутреннего давления газа, что противоречит формуле (9). К снижению критического значения сжимающей трубопровод силы приводит также движение жидкости по трубопроводу. Из выражения (9) следует, что критическая сжимающая сила P_{0cr} может быть отрицательной или трубопровод может потерять устойчивость под действием растягивающих осевых усилий. Видно, что увеличение внутреннего давления p_{i0} , скоростного напора внутри трубопровода $\rho_i U_i^2$ и температуры его стенки, уменьшение изгибной жесткости EJ трубопровода, внешнего давления p_{e0} приводят к уменьшению критического значения силы P_0 . Для исследования вклада каждого слагаемого в выражении (9) запишем его в виде

$$P_{0cr} = P_E + P_{Pi} + P_{Pe} + P_{Ui} + P_T + P_{Wn}, \quad P_E = P_E n^2, \\ P_{Pi} = -p_{i0} F_i (1 - \chi), \quad P_{Pe} = p_{e0} F + p_{e0} F_i (1 - \chi), \\ P_{Ui} = -\rho_i F_i U_i^2, \quad P_T = -\beta T, \quad P_{Wn} = \gamma W_n^2. \quad (11)$$

На рис. 3 приводятся зависимости критического значения сжимающей трубопровод силы P_{0cr} от давления внутри трубопровода p_{i0} для давления вне трубопровода $p_{e0} = 0$ МПа (кривая 1), $p_{e0} = 0.5$ МПа (кривая 2), $p_{e0} = 1.0$ МПа (кривая 3) при вышеприведенных данных и температуре стенки $T = 1^\circ \text{C}$.

Видно, что с увеличением внутреннего давления в трубопроводе происходит уменьшение критического значения сжимающей трубопровод силы. Можно отметить, что с увеличением внешнего давления происходит увеличение критического значения сжимающей трубопровод силы.

На рис. 4 приводятся зависимости P_{Pi} от жесткости опоры единичной дуги C для давления внутри трубопровода $p_{i0} = 6$ МПа (кривая 1), $p_{i0} = 8$ МПа (кривая 2),

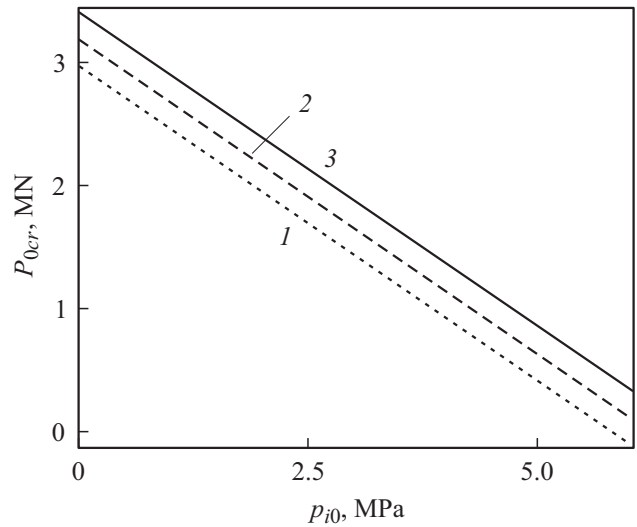


Рис. 3. Зависимости критического значения сжимающей трубопровод силы P_{0cr} от давления внутри трубопровода p_{i0} .

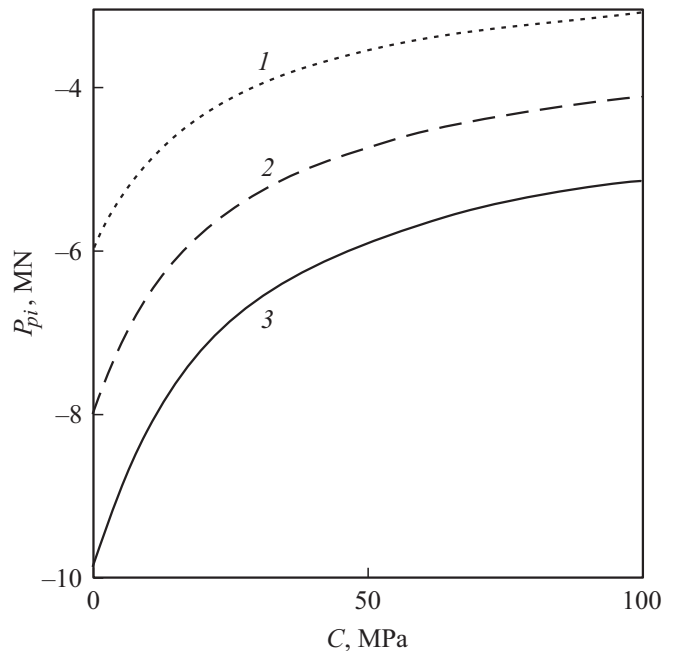


Рис. 4. Зависимости P_{Pi} от жесткости опоры единичной дуги C .

$p_{i0} = 10$ МПа (кривая 3) при вышеприведенных в примере данных. Видно, что с увеличением жесткости опоры единичной дуги C происходит уменьшение влияния внутреннего давления на P_{Pi} .

На рис. 5 приводятся зависимости P_T от жесткости опоры единичной дуги C для температуры стенки трубопровода $T = 50^\circ \text{C}$ (кривая 1), $T = 60^\circ \text{C}$ (кривая 2), $T = 70^\circ \text{C}$ (кривая 3) при вышеприведенных в примере данных. Видно, что с увеличением жесткости опоры единичной дуги C происходит увеличение влияния температуры стенки трубопровода на P_T .

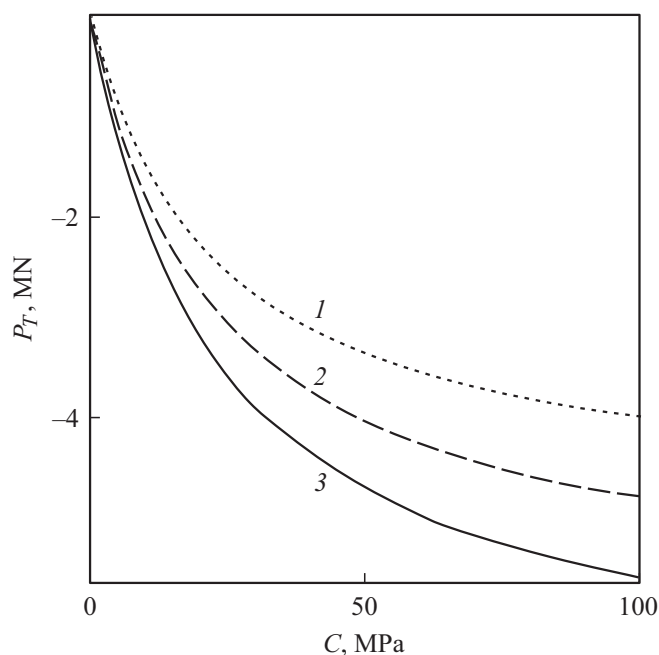


Рис. 5. Зависимости P_T от жесткости опоры единичной дуги C .

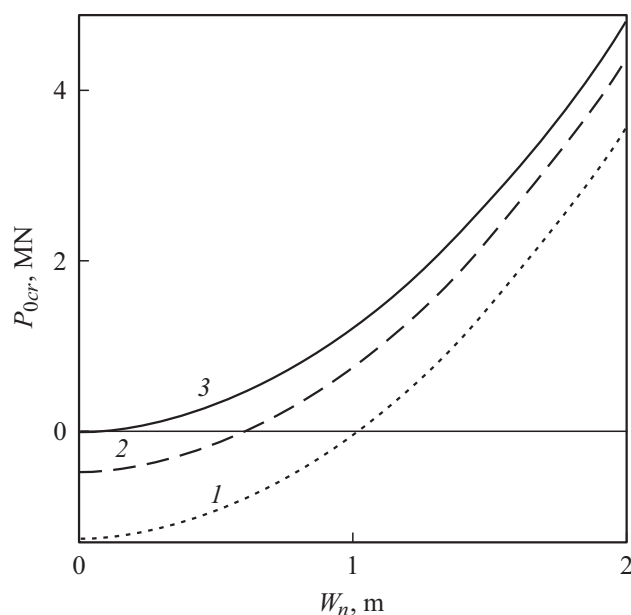


Рис. 6. Зависимости критического значения сжимающей трубопровод силы P_{0cr} от максимального прогиба трубопровода W_n .

На рис. 6 приводятся зависимости критического значения сжимающей трубопровод силы P_{0cr} от максимального прогиба трубопровода W_n для жесткости опоры единичной дуги $C = 20$ МПа (кривая 1), 50 МПа (кривая 2), 100 МПа (кривая 3). С увеличением максимального прогиба трубопровода происходит увеличение критического значения сжимающей трубопровод силы.

Если образовалась арка выброса, то можно определить критическое значение сжимающей трубопровод силы P_{0cr} . Если действующий трубопровод имеет арку выброса и из эксперимента известно перемещение трубопровода в начале координат ($x=0$), которое равно B [15], то продольная жесткость опоры единичной дуги C определяется по формуле

$$C = \frac{-4(BL + \alpha TL^2 - \pi^2 W_n^2 / 4) Eh + p_{i0} R_i \nu L^2}{BL^2}.$$

Далее по известным остальным параметрам можно определить действующее критическое усилие по формуле (9).

Выводы

С увеличением внутреннего давления в трубопроводе происходит уменьшение критического значения сжимающей трубопровод силы, а с увеличением внешнего давления происходит увеличение критического значения сжимающей трубопровод силы. С увеличением жесткости опоры единичной дуги происходит увеличение влияния температуры стенки трубопровода на сжимающую трубопровод силу. С увеличением максимального прогиба трубопровода происходит увеличение критического значения сжимающей трубопровод силы. Получена формула для определения продольной жесткости опоры единичной дуги по известному из эксперимента перемещению трубопровода в начале координат. Полученные результаты позволяют анализировать устойчивость трубопроводных систем. Результаты работы могут найти применение для анализа статической устойчивости трубопроводов на этапе проектирования, эксплуатации и ремонта арок выброса. Получено критическое значение сжимающей трубопровод силы P_0 , которое представляет собой обобщение классического критического значения сжимающей трубопровод силы в задаче Эйлера за счет учета давлений внутри и вне трубопровода, скоростного напора внутри трубопровода, температуры стенки трубопровода, максимального прогиба трубопровода при образовании арки выброса.

Благодарности

Автор выражает благодарность член-корреспонденту РАН М.А. Ильгамову за обсуждение результатов работы.

Финансирование работы

Работа поддержана средствами государственного бюджета по государственному заданию на 2019–2022 г. (№ 0246-2019-0088) и грантом РФФИ (№ 18-01-00150).

Конфликт интересов

Автор заявляет, что у него нет конфликта интересов.

Список литературы

- [1] Ильгамов М.А. // ЖТФ. 2018. Т. 63. Вып. 2. С. 163–167. DOI: 10.21883/ЖТФ.2018.02.45401.2144
- [2] Димов Л.А., Богусевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Горная книга: Изд-во Московского гос. горного ун-та, 2010. 391 с.
- [3] Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 1968. 120 с.
- [4] Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982. 343 с.
- [5] Гумеров К.М., Сильвестров С.А. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып. 1 (107). С. 60–68. DOI: <http://dx.doi.org/10.17122/ntj-oil-2017-1-60-68>
- [6] Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. М.: Недра, 1979. 176 с.
- [7] Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1977. 407 с.
- [8] Мугалимов Ф.М., Багманов Р.Р., Гумеров А.К., Мугалимов И.Ф. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 3 (101). С. 88–96.
- [9] Чучалов М.В., Гумеров К.М. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2014. № 2. С. 3–6.
- [10] Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях. СПб.: Недра, 2009. 410 с.
- [11] Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472 с.
- [12] Сысоев Ю.С. // Изв. вузов. Нефть и газ. 2012. № 1. С. 72–76.
- [13] Хакимов А.Г. // Вестник Пермского нац. исследовательского политех. ун-та. Механика. 2018. № 3. С. 87–94. DOI: 10.15593/perm.mech/2018.3.09
- [14] Коваленко А.Д. Основы термоупругости. Киев: Наук. думка, 1970. 307 с.
- [15] Хакимов А.Г. // Экспозиция. Нефть. Газ. 2019. № 1 (68). С. 48–52. <https://elibrary.ru/item.asp?id=37028571>