

# Статическая устойчивость газопроводов

А.Г. Хакимов

к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник  
hakimov@anrb.ru

Институт механики им. Р.Р. Мавлютова (ИМех  
УФИЦ РАН), Уфа, Россия,

**В гидроупругих системах может иметь место одновременное проявление упругих и гидродинамических неустойчивостей и их взаимодействие. Рассматривается взаимное влияние изгиба газопровода, внутреннего и внешнего давления, действия сжимающей силы, течения газа с заданной плотностью по газопроводу, осесимметричного расширения трубы и ее продольного укорочения, изменения температуры стенки трубы. Малость инерционных сил обуславливается относительно медленным изменением возмущений при медленном изменении внешних воздействий (сил сжатия трубопровода, гидростатических сил, скорости движения газа в трубопроводе). Внешние воздействия могут быть как независимыми друг от друга, так и связанными. Статическое взаимное влияние указанных неустойчивостей называется взаимодействием неустойчивостей газопровода. Получены линеаризованное уравнение изгиба газопровода и критическое значение сжимающей газопровод силы, которое представляет собой обобщение классического критического значения сжимающей газопровод силы в задаче Эйлера за счет действия давлений внутри и вне газопровода, движения газа внутри газопровода, осесимметричного расширения трубы и ее продольного укорочения, изменения температуры стенки трубы. Изучено статическое взаимодействие неустойчивостей в зависимости от сжимающей газопровод силы, внутреннего и внешнего давления, скорости движения газа, осесимметричного расширения трубы, изменения**

## Введение

В гидроупругих системах одновременно происходит взаимодействие упругих и гидродинамических неустойчивостей. Внешние воздействия могут быть как независимыми друг от друга, так и связанными [1]. Этот обзор работ по теме приводится в [1, 2]. Изучению продольной устойчивости трубопроводов посвящено много работ. Отметим фундаментальные работы [3–5], 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 не один и тот же смысл в данное понятие, а также с различных позиций как качественно, так и количественно поясняют факт его возможного появления [3]. Например, в [6] приведен анализ литературных источников, откуда следует, что в одних работах [7–8] уравнение продольно-поперечного изгиба трубопровода имеет вид отличный от уравнения, приведенного в [9–10]. Отметим актуальность исследования проблемы статического взаимодействия неустойчивостей трубопровода. Магистральные нефтегазопроводы в Западной Сибири и на севере Европейской части России начали строить примерно с середины 60-х годов прошлого века. С самого начала проектировщики, строители и эксплуатационники столкнулись с двумя серьезными проблемами: прокладкой трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах и на болотах [3]. За последующие 40 с лишним лет десятки организаций и сотни исследователей работали над этими проблемами, но окончательного решения в приемлемой для практики степени не получено и до настоящего времени. Несмотря на видимую простоту конструкции, выполнить расчет подземного магистрального трубопровода на прочность, общую устойчивость в продольном направлении и против всплывания очень сложно в силу его большой протяженности и криволинейного пространственного расположения в неоднородной грунтовой среде с переменными характеристиками [3]. В целом по ОАО «Газпром» протяженность всплывших участков составляла на 1999 год еще многие сотни километров, причем прирост плавающих газопроводов составлял 40–60 км в год, по другим данным — до 100 км в год. Следует отметить важную деталь, что новые плавающие участки и арки

выброса появляются как на вновь построенных газопроводах, так и на уже отремонтированных и давно эксплуатируемых [3]. Этот факт позволяет сделать вывод, что процесс взаимодействия с грунтом трубопровода, особенно с учетом его протяженности и многообразия изменения граничных условий во времени, исследован еще недостаточно. Многие предприятия также активно работали над устранением последствий всплывания, не обращая, однако, должного внимания на исследование самих причин появления таких участков [3].

По данным ООО «Газпром трансгаз Сургут», эксплуатирующего магистральный газопровод «Уренгой-Сургут-Челябинск», значительная протяженность трубопровода (10%) имеет участки с непроектным положением в виде их оголения, всплывания, 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; сезонные изменения характеристик грунта, связанные с обводнением трассы; отступление от технологии укладки трубопровода в траншею [11].

Выбор технологии строительства, ремонта и эксплуатации подводных переходов регламентируются действующими нормативными документами по проектированию и обслуживанию. Однако, несовершенная математическая модель, которая лежит в основе расчетов, не учитывает все усилия и воздействия, действующие на трубопровод, и, соответственно, вызываемые этими силами процессы перемещения [12].

Малость инерционных сил обуславливается относительно медленным изменением возмущений при медленном изменении внешних воздействий (сил сжатия трубопровода, гидростатических сил, скорости движения жидкости в трубопроводе).

Здесь, в отличие от [13], учитывается осесимметричное расширение трубы и ее продольное укорочение, условия закрепления трубы на опорах, изменение температуры

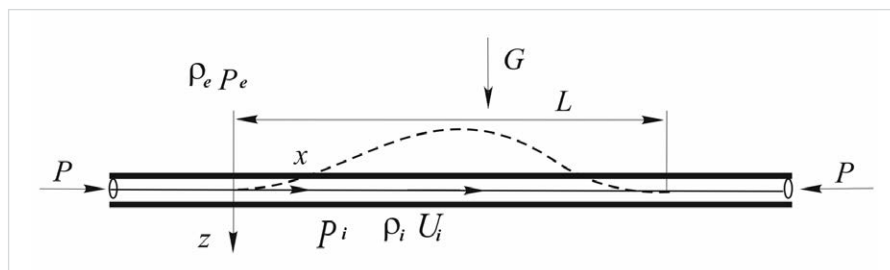


Рис. 1 — Схема газопровода  
Fig. 1 — Scheme of the gas pipeline

температуры стенки трубы. Изгибная жесткость газопровода, растягивающие силы, внешнее гидростатическое давление стабилизируют, а сжимающие силы, внутреннее гидростатическое давление, движение газа с любой скоростью внутри газопровода, увеличение температуры стенки трубы дестабилизируют его.

#### Материалы и методы

Исследована статическая устойчивость газопровода. Использовано уравнение изгиба трубопровода по модели Кирхгоффа и граничные условия для защемленного по краям газопровода.

#### Ключевые слова

газопровод, газ, давление, движение газа по газопроводу, упругая неустойчивость, гидродинамическая неустойчивость, взаимодействие неустойчивостей, статическое нагружение, критическое усилие сжатия

стенки трубопровода.

Целью работы является исследование областей устойчивости наземных газопроводов.

#### Постановка задачи

Примем, что упругий газопровод "закреплен" на защемленных скользящих "опорах", расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга, причем "опоры" не препятствуют движению газа с плотностью  $\rho_i$  и скоростью  $U_i$  внутри трубопровода вдоль его оси (рис. 1). Расстояние между "опорами" будем считать длиной арки выброса газопровода. На скользящих опорах прогиб и угол поворота равны нулю. Ускорение  $G$  направлено перпендикулярно к оси газопровода. Газопровод сжимается продольной силой  $P$ .

Сила  $P$ , давления внутри и вне газопровода  $p_i$ ,  $p_e$  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  $P = 0$ ,  $U_i = 0$ ,  $p_i = 0$ ,  $p_e = 0$  газопровод имеет малое отклонение от оси  $x$  в виде

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

где  $W_{0n}$  — амплитуда малого начального отклонения.

При этом остаточные напряжения в нем отсутствуют, например, в результате отжига трубопровода [1]. Сумма проекций на ось  $z$  всех сил, действующих на элемент длиной  $dx$  (рис. 2), равна [1, 2]

$$Q \cos \alpha - (Q + dQ) \cos(\alpha + d\alpha) + P \sin \alpha - P \sin(\alpha + d\alpha) + [p_i F_i - p_e (F + F_i)] \sin \alpha - [p_i F_i - p_e (F + F_i)] \sin(\alpha + d\alpha) + G(\rho F + \rho_i F_i) dx - G \rho_e (F + F_i) dx - q dx - \rho_i U_i^2 k dx = 0.$$

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

$$p_i = p_{i0} + G p_i (w_0 + w), \\ p_e = p_{e0} + G p_e (w_0 + w), \quad p_{e0} = p_0 + G p_e H.$$

Здесь  $p_0$  — давление на поверхности жидкости на высоте  $H$  от газопровода,  $p_{i0}$ ,  $p_{e0}$  — давления жидкости внутри и вне газопровода 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 газопровода относительно текущего прогиба  $w(x)$  [14]

$$D \frac{d^4 w}{dx^4} + \{P + [p_{i0} + G p_i (w_0 + w)] F_i - [p_{e0} + G p_e (w_0 + w)] (F + F_i) + p_i F_i U_i^2\} \frac{d^2(w_0 + w)}{dx^2} = G(\rho F + \rho_i F_i) - G \rho_e (F + F_i) - q.$$

$$D = EJ, F = \pi R^2, F_i = \pi [(R_i + h)^2 - R_i^2],$$

$$J = \pi [(R_i + h)^4 - R_i^4] / 4.$$

где  $E$ ,  $R_i$  — модуль упругости, внутренний радиус поперечного сечения газопровода. В состоянии равновесия

$$G(\rho F + \rho_i F_i) - G \rho_e (F + F_i) - q = 0.$$

Поэтому

$$D \frac{d^4 w}{dx^4} + [P + p_{i0} F_i - p_{e0} (F + F_i) + p_i F_i U_i^2] \frac{d^2(w_0 + w)}{dx^2} = G[-p_i F_i + p_e (F + F_i)] (w_0 + w) \frac{d^2(w_0 + w)}{dx^2} w.$$

Линеаризованное уравнение записывается в следующем виде

$$D \frac{d^4 w}{dx^4} + [P + p_{i0} F_i - p_{e0} (F + F_i) + p_i F_i U_i^2] \frac{d^2(w_0 + w)}{dx^2} = 0. \quad (2)$$

#### Изгиб газопровода

Примем частное решение уравнения (2) в виде

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

где  $W_n$  — амплитуда малого отклонения.

Подставляя (1), (3) в уравнение (2), получаем отношение амплитуды текущего прогиба к амплитуде начального прогиба в виде

$$\frac{W_n}{W_{0n}} = \frac{R_n}{P_E (n^2 \beta)^2 - R_n}, \\ P_E = 4D\beta^2 = \frac{4\pi^2 EJ}{L^2}, R_n = [P + p_{i0} F_i - p_{e0} (F + F_i) + p_i F_i U_i^2] (n\beta)^2. \quad (4)$$

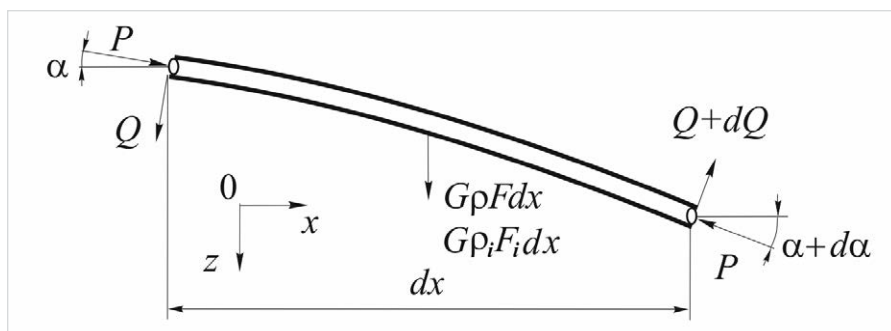


Рис. 2 — Схема действия сил на упругий газопровод при его изгибе в плоскости zx  
Fig. 2 — Scheme of action of forces on the elastic gas pipeline at its bend in the zx plane

Здесь  $P_E$  — критическое значение статической продольной сжимающей силы на газопровод ( $n = 1$ ). Из (4) видно, что прогиб тем больше, чем больше величина осевого усилия сжатия газопровода  $P$ , давление внутри газопровода  $p_{i0}$ , скоростной напор внутри газопровода  $p_i U_i^2$  и меньше критическое значение статической продольной сжимающей силы на газопровод  $P_E$ , давление вне газопровода  $p_{e0}$ . При  $R_n = P_E (n^2 \beta)^2$  (5) прогиб в рассматриваемом линейном приближении растет неограниченно. Здесь  $R_n$  представляет собой критическую комбинацию внешних воздействий  $P, p_{i0}, p_{e0}, p_i U_i^2$  для системы с заданными параметрами материалов и размерами  $E, \rho, h, L, R_i$ . 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 [14]. Величина  $\chi$  включает в себя указанные выше параметры.

Для определения величины  $\chi$  нужно рассмотреть осесимметричную деформацию под действием перепада давления  $p^* = p_{i0} - p_{e0}$ . При пренебрежении инерционностью окружающая сила равна  $N_{*0} = p^* R_i$ . Из закона Гука следует [15]

$$N_{*0} = \frac{Eh}{1 - \nu^2} [\varepsilon_{\theta^*} + \nu \varepsilon_* - (1 + \nu) \alpha T],$$

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

где  $N_{*0}$  и продольная сила  $N_*$  принимаются приходящимися на единицу длины,  $\nu$  — коэффициент Пуассона,  $\alpha$  — коэффициент линейного теплового расширения,  $T$  — изменение температуры трубопровода,  $\varepsilon_{\theta^*}, \varepsilon_*$  — деформации. Исключив  $\varepsilon_{\theta^*}$ , получаем

$$N_* = (p_{i0} - p_{e0}) R_i \nu + Eh(\varepsilon_* - \alpha T). \quad (5)$$

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

$$\varepsilon_* = \frac{\partial u_*}{\partial x} + \frac{1}{2} \left( \frac{\partial w_*}{\partial x} \right)^2 = A, \quad (6)$$

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

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 (5), (6) полное осевое усилие по трубе равно

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

$$\chi = \frac{2\nu}{1 + \lambda}, \quad \lambda = \frac{Eh}{CL}, \quad (7)$$

$$\beta = \frac{2\pi \alpha E h R_i}{(1 + \nu)}, \quad \gamma = \frac{\pi^2 E h R_i}{2(1 + \lambda) L^2}.$$

Коэффициент  $\lambda$  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  $p_{i0} = 0, p_{e0} = 0, p_i U_i^2 = 0, T = 0$ , 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 газопровод силы  $P_0$  при  $n = 1$

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

Из (9) видно, что критическое значение сжимающей газопровод силы  $P_0$  тем больше, чем больше критическое значение статической продольной сжимающей силы Эйлера на газопровод  $P_E$ , давление вне газопровода  $p_{e0}$  и меньше давление внутри газопровода  $p_{i0}$ , скоростной напор внутри газопровода  $p_i U_i^2$ , температура стенки трубопровода  $T$ . Также отметим, что с увеличением максимального прогиба трубопровода  $W_n$  происходит увеличение критического значения сжимающей газопровод 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 [14], третье слагаемое, умноженное на кривизну  $k$ , представляет поперечную распределенную силу, направленную в сторону выпуклости осевой линии [14], четвертое слагаемое, умноженное на кривизну  $k$ , представляет поперечную распределенную силу, направленную в сторону выпуклости осевой линии при изгибе трубы под действием скоростного напора  $p_i U_i^2$ , 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

Ввиду большого количества входных параметров может быть выделено множество частных случаев, представляющих самостоятельное значение. Рассмотрим некоторые из них.

1. Из (9) получаем критическое значение сжимающей газопровод силы

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

которое представляет собой обобщение классического критического значения в

задаче Эйлера за счет учета давлений внутри и вне газопровода  $p_{i0}, p_{e0}$ , скоростного напора внутри газопровода, температуры стенки трубопровода  $T$ , максимального прогиба трубопровода  $W_n$  при образовании арки выброса. Арки выброса можно рассматривать как компенсаторы осевых усилий и в некоторых случаях их предусматривать в проектах новых газопроводов. Так как исследуется устойчивость газопровода без образования арки выброса, то амплитуду малого отклонения  $W_n$  в (10) примем равным нулю

$$P_{0cr} = P_E n^2 - p_{i0} F_i (1 - \chi) + p_{e0} F + p_{e0} F_i (1 - \chi) - p_i F_i U_i^2 - \beta T. \quad (11)$$

Из выражения (11) следует, что критическая сжимающая сила  $P_{cr}$  может быть отрицательной, или газопровод может потерять устойчивость под действием растягивающих осевых усилий. Видно, что увеличение давления, скоростного напора внутри газопровода и температуры его стенки  $p_{i0}, p_i U_i^2, T$ , уменьшение изгибной жесткости  $EJ$  газопровода, внешнего давления  $p_{e0}$  приводят к уменьшению критического значения силы  $P_0$ . Например, в [3] отмечено, что работы по строительству магистральных газопроводов в заболоченной местности, как правило, производятся зимой, а ввод газопровода в работу осуществляется летом. В результате этого происходит неоднократное удлинение уже в первый весенне-летний период эксплуатации. Но на практике удлинение носит систематический характер. В [11] отмечается влияние переменного давления на процесс удлинения трубопровода. На сегодняшний момент можно считать общепринятым, что процесс удлинения в конечном итоге способствует появлению неустойчивости геометрической формы. Таким образом происходит сезонное изменение усилия сжатия трубопровода, которое может достигать критического значения.

2. Если осевое усилие сжатия газопровода  $P_0$ , внешнее давление  $p_{e0}$ , скоростной напор внутри газопровода  $p_i U_i^2$ , температуры стенки трубопровода  $T$  равны нулю, то из (11) получаем критическое значение внутреннего давления  $p_{i0cr}$

$$p_{i0cr} = P_E / [F_i (1 - \chi)].$$

Если жесткость опоры равна нулю, то  $\chi = 0$

$$p_{i0cr} = P_E / F_i.$$

В [16, 17] приведен статистический анализ местоположения 99 арочных выбросов, который позволил установить, что опасными с точки зрения потери проектного положения являются участки трубопровода, проложенные на первых 50 км от выхода из компрессорной станции (КС) (76 выбросов), далее от 50-го до 80-го км произошло 15 выбросов, на участке от 80-го км до следующей КС в полностью обводненных траншеях произошло 8 выбросов. Из этого следует, что на удаленном от КС участке, где влияние скачков давления значительно ниже, снижено и число искривлений трубопровода, несмотря на полную обводненность этих участков [17]. Таким образом результат работы хорошо согласуется с экспериментальными данными, которые указывают на необходимость

рассмотрения механизмов искривления, связанных не только с обводненностью грунта [17]. Но, отметим также, что с удалением от КС уменьшается давление внутри трубопровода. Это приводит к увеличению запаса устойчивости трубопровода по внутреннему давлению  $n_{pi}$

$$n_{pi} = P_{i0cr} / P_{i0}$$

что тоже соответствует наблюдениям [3, 16, 17]. Некоторые частные случаи приведены в [13].

3. Из (11) следует критическое значение изменения температуры стенки трубопровода  $T$

$$(\beta T)_{cr} = P_E n^2 - P_0 - p_{i0} F_i (1 - \chi) + p_{e0} F + p_{e0} F_i (1 - \chi) - p_i F_i U_i^2.$$

#### Пример

Расчеты проведены для следующих параметров трубы: модуль упругости материала трубопровода  $E = 2,0 \cdot 10^{11}$  Н/м<sup>2</sup>, плотность  $\rho = 7800$  кг/м<sup>3</sup>, коэффициент Пуассона  $\nu = 0,3$ , коэффициент линейного теплового расширения  $\alpha = 11,3 \cdot 10^{-6}$  град<sup>-1</sup>, внутренний радиус поперечного сечения газопровода  $R_i = 0,496$  м, толщина стенки  $h = 14$  мм, температура стенки  $T = 50$  °С, давление газа внутри газопровода  $p_{i0} = 6,3$  МПа, плотность газа  $\rho_i = 100$  кг/м<sup>3</sup>, скорость течения газа  $U_i = 10$  м/с, расстояние между опорами  $L = 120$  м, продольная жесткость опоры единичной дуги  $C = 10^8$  Н/м<sup>2</sup>, давление вне газопровода  $p_{e0} = 0$  МПа, амплитуда малого отклонения  $W_n = 0,1$  м. Расчеты по формуле (10) дают: критическое значение сжимающей газопровод силы  $P_{0cr} = 110,024$  МН, критическая сжимающая сила Эйлера равна  $117,253$  МН. Критическое значение сжимающей газопровод силы уменьшается на  $3,235$  МН под действием внутреннего давления, на  $0,007$  МН вследствие движения газа по трубопроводу, на  $3,997$  МН из-за увеличения температуры стенки трубы и увеличивается на  $0,012$  МН за счет появления арки выброса с амплитудой  $W_n = 0,1$  м.

#### Результаты

Полученные результаты позволяют анализировать устойчивость трубопроводных систем. Учет взаимодействия неустойчивостей трубопровода и жидкостей позволяет

выявить важные свойства гидроупругой системы в рамках принятой модели. В частных случаях получаются обобщения критериев Эйлера, Гельмгольца, Релея и их парных взаимодействий для трубопровода.

Работа выполнена с использованием средств государственного бюджета по госзадаанию на 2019-2022 годы (№ 0246-2019-0088).

#### Итоги

Полученные результаты могут быть использованы для исследования статической устойчивости проектируемого газопровода.

#### Выводы

Изгибная жесткость газопровода, растягивающие силы, внешнее гидростатическое давление стабилизируют, а сжимающие силы, внутреннее гидростатическое давление, движение газа с любой скоростью внутри газопровода, увеличение температуры стенки трубы дестабилизируют его. Динамическое взаимодействие рассмотренных неустойчивостей представляет собой предмет отдельного исследования.

#### Литература

1. Ильгамов М.А. Взаимодействие неустойчивостей Эйлера, Гельмгольца, Релея // ЖТФ. 2018. № 2. С. 163–167.
2. Ильгамов М.А. Взаимодействие неустойчивостей в гидроупругой системе // ПММ. 2016. Т. 80. Вып. 5. С. 566–579.
3. Димов Л.А., Богушевская Е. М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Горная книга, 2010. 391 с.
4. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 1968. 120 с.
5. Айнбиндер, А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982. 343 с.
6. Гумеров К.М., Сильвестров С.А. К оценке продольной устойчивости магистрального трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып.1 (107). С. 60–68.
7. Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Типовые расчёты по сооружению трубопроводов. М.: Недра, 1979. 176 с.
8. Бородавкин П.П., Березин В.Л.

Сооружение магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1977. 407 с.

9. 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.
10. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472 с.
11. Кушнир С.Я., Пульников С.А., Сысоев Ю.С. Пространственная устойчивость подземного магистрального газопровода на обводненных участках трассы. // Известия вузов «Нефть и газ». 2012. №1. С. 72–76.
12. Кожаева, К.В., Мустафин Ф.М., Якупова Д.Е. Методы расчета продольной устойчивости трубопровода и меры по ее обеспечению на участке подводного перехода // Нефтяное хозяйство. 2016. №2. С. 102–104.
13. Хакимов А.Г. Взаимодействие неустойчивостей трубопровода при статическом нагружении // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Механика. 2018. №3. С. 87–94. DOI: 10.15593/perm.mech/2018.3.09
14. Ильгамов М.А. Динамика трубопровода при действии внутреннего ударного давления // Изв. РАН, МТТ. – 2017. №6. С. 1–14.
15. Коваленко А.Д. Основы термоупругости. Киев. Наукова думка. 1970. 307 с.
16. Курганова И.Н. Теоретическое обоснование результатов натурного обследования газопроводов в непроектном положении // Надежность газопроводных конструкций. М.: ВНИИГАЗ, 1990. С. 147–155.
17. Воронин К.С., Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Закиров Н.Н., Гладенко А.А. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2–3. С. 32.

## Static stability of gas pipeline

UDC 622.692.4

#### Author

Akim G. Khakimov — Ph.D., leading researcher; khakimov@anrb.ru

Mavlyutov Institute of Mechanics UFRC RAS, Ufa, Russian Federation

#### Abstract

Hydroelastic systems can be characterized by the simultaneous manifestation of elastic and hydrodynamic instabilities and their interaction. Consideration is

given to mutual effects of gas pipeline bending, internal and external pressures, action of the compression force and fluid with a set density flowing along the pipe, axisymmetric expansion of a pipe

and its longitudinal shortening, change of temperature of a wall of a pipe. The smallness of inertial forces is conditioned by a relatively slow change of disturbances under slowly changing external effects

(compressive forces in the pipe, hydrostatic forces, velocity of gas motion in the pipe). External effects can be both independent and interconnected with each other. Here, the static mutual influence between those instabilities is called the instability interaction in a gas pipeline. We have obtained the linearized equation of the gas pipeline bend and the critical value of the force that squeezes the gas pipeline, which represents a generalization of the classical critical value for the static longitudinal compressive force acting on the pipe in the Euler problem due to the action of pressures inside and outside the gas pipeline and the gas motion inside the pipe, axisymmetric expansion of a pipe and its longitudinal shortening, change of temperature of a wall of a pipe. The investigation is focused on static

instability interactions depending on the compression force in the gas pipeline, internal and external pressures and gas velocity, axisymmetric expansion of a pipe, change of temperature of a wall of a pipe. Bending rigidity, tensile forces and external hydrostatic pressure stabilize the pipe. By contrast, compressive forces, internal hydrostatic pressure and gas movement inside the pipe at any velocity, increase in temperature of wall of pipe have a destabilizing effect.

#### Materials and methods

Consideration is given to static stability of gas pipelines. The author uses the equation of bend a pipe according to the Kirchhoff's model and boundary conditions for a gas pipe clamped at both ends.

#### Keywords

gas pipeline, gas, pressure, movement of gas on the pipeline, elastic instability, hydrodynamic instability, interaction instabilities, static loading, critical compression force

#### Results

The investigation outcomes can be applied for a research of static stability of the designed gas pipeline.

#### Conclusions

Bending rigidity, tensile forces and external hydrostatic pressure stabilize the pipe. By contrast, compressive forces, internal hydrostatic pressure and gas movement inside the pipe at any velocity, increase in temperature of wall of pipe have a destabilizing effect.

#### References

1. Il'gamov M.A. *Vzaimodeystvie neustoychivostey Eylera, Gel'mgol'tsa, Releya* [Interactions between the Euler, Helmholtz and Rayleigh instabilities]. Technical Physics, 2018, Vol. 63, issue 2, pp. 155–159.
2. Il'gamov M.A. *Vzaimodeystvie neustoychivostey v gidrouprugoy sisteme* [The interaction of instabilities in a hydroelastic system]. Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 2016, Vol. 80, issue 5, pp. 400–408.
3. Dimov L.A., Bogushevskaya E. M. *Magistral'nye truboprovody v usloviakh bolot i obvodnenoj mestnosti* [Main pipelines in the conditions of swamps and watered areas]. Moscow, Gornaya kniga, 2010, 391 p.
4. Yasin E.M., Chernikin V.I. *Ustoychivost' podzemnykh truboprovodov* [Stability of underground pipelines]. Moscow, Nedra, 1968, 120 p.
5. Ainbinder A.B., Kamershtein A.G. *Raschet magistral'nykh truboprovodov na prochnost' i ustoychivost'* [The calculation of main pipelines for strength and stability]. Moscow, Nedra, 1982, 343 p.
6. Gumerov K.M., Sil'vestrov S.A. *K otsenke prodol'noi ustoychivosti magistral'nogo truboprovoda* [To the assessment of main pipeline longitudinal stability]. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, 2017, issue 1 (107), pp. 60–68.
7. Babin L.A., Bykov L.I., Volokhov V.Ia. *Tipovye raschety po sooruzheniiu truboprovodov* [Routine calculations in pipeline construction]. Moscow, Nedra, 1979, 176 p.
8. Borodavkin P.P., Berezin V.L. *Sooruzhenie magistral'nykh truboprovodov* [Construction of main pipelines]. Moscow, Nedra, 1977, 407 p.
9. Korobkov G.E., Zaripov R.M., Shammazov I.A. *Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoianiia i ustoychivosti truboprovodov i rezervuarov v oslozhnennykh usloviakh* [Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines and tanks in complicated operating conditions]. St. Petersburg, Nedra, 2009, 410 p.
10. Petrov I.P., Spiridonov V.V. *Nadzemnaia prokladka truboprovodov* [Aboveground laying pipelines]. Moscow, Nedra, 1973, 472 p.
11. Sysoev Iu.S. *Prostranstvennaia ustoychivost' podzemnogo magistral'nogo gazoprovoda na obvodnennykh uchastkakh trassy* [Spatial stability of the underground main gas pipeline on the flooded sections of the route]. Izvestiia vuzov «Nef't' i gaz». 2012, issue 1, pp. 72–76.
12. Kozhaeva, K.V., Mustafin F.M., Yakupova D.E. *Metody rascheta prodol'noj ustoychivosti truboprovoda i mery po ee obespecheniyu na uchastke podvodnogo perekhoda* [Methods of calculation of longitudinal stability of the pipeline and a measure for her providing on the site of underwater transition]. Neftyanoe hozyajstvo. 2016, issue 2, pp. 102–104.
13. Khakimov A.G. *Vzaimodeystvie neustoychivostey truboprovoda pri staticheskom nagruzhении* [Instability interactions of a pipe at static loading]. PNRPU Mechanics Bulletin, 2018, issue 3, pp. 87–94. DOI: 10.15593/perm.mech/2018.3.09
14. Il'gamov M.A. *Dinamika truboprovoda pri deystvii vnutrennego udarnogo davleniya* [Dynamics of a pipeline under the action of internal shock pressure]. Mechanics of Solids, 2017, Vol. 52, issue 6, pp. 663–674.
15. Kovalenko A.D. *Osnovy termouprugosti* [Foundations of thermoelasticity]. Kiev, Naukova dumka, 1970, 307 p.
16. Kurganova I.N. *Teoreticheskoe obosnovanie rezul'tatov naturnogo obsledovaniia gazoprovodov v neproektnom polozenii* [The theoretical justification of the results of full-scale survey of gas pipelines in the non-project situation]. Reliability of gas pipeline constructions. Moscow, VNIIGAZ, 1990, pp. 147–155.
17. Voronin K.S., Dudin S.M., Zemenkova M.Yu., Zakirov N.N., Gladenko A.A. *Prognozirovaniye i otsenka opasnosti narusheniia geometricheskoi formy gazoprovoda* [Forecasting and evaluation of gas pipelines geometric forms breach hazard]. Modern Problems of Science and Education, 2015, issue 2–3, 32 p.