



## ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА С МЕСТНОЙ ПОТЕРЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ

А.А. РЫБАКОВ<sup>1</sup>, Э.Ф. ГАРФ<sup>1</sup>, А.В. ЯКИМКИН<sup>1</sup> И.В. ЛОХМАН<sup>2</sup>, И.З. БУРАК<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ИЭС им. Е.О. Патона НАНУ. 03680, г. Киев-150, ул. Боженко 11. E-mail: office@paton.kiev.ua

<sup>2</sup> ПАТ «Укртрансгаз». 01021, г. Киев, Кловский спуск, 9/1. E-mail: press@utg.ua

Рассмотрены причины повреждения трубы газопровода, которое сопровождалось значительными деформациями и связано с местной потерей устойчивости на коротком отрезке трубы. Установлены некоторые, характерные признаки повреждения, а именно: повреждение находится в непосредственной близости от кольцевого сварного шва и формируется на трубе с более низкой прочностью. Комплекс физико-механических исследований не выявил снижения служебных свойств металла, что позволяет искать причину повреждения трубы в особенностях напряженно-деформированного состояния трубопровода при его эксплуатации. Показано, что температурные деформации в трубопроводе, при самых неблагоприятных условиях, вызывают незначительные напряжения, которые не могут привести к местной потере устойчивости трубы. Анализ трассы прокладки трубопровода показал, что она проходит в зоне горных разработок и на напряженно-деформированное состояние трубопровода оказывает влияние деформация земной поверхности. Величина перемещений и уровни напряжений в трубе, вызываемые деформацией земной поверхности в районе горных разработок, позволяет считать их причиной повреждения газопровода. Библиогр. 11, табл. 2, рис. 10.

*Ключевые слова:* повреждение, трубопровод, труба, механические свойства, напряженно-деформированное состояние, потеря устойчивости, напряжения, перемещения, расчет, сварной стык, обрабатываемые территории

В октябре 2013 г. на ответвлении к г. Терновка магистрального газопровода Шебелинка–Днепропетровск–Одесса выявлено повреждение трубы диаметром 325 мм с толщиной стенки 6 мм, сопровождавшееся истечением газа из газопровода. Диагностирование участка газопровода установило наличие местной потери устойчивости трубы при больших продольных перемещениях (рис. 1, а–в).

Деформации были настолько значительны, что в образовавшихся гофрах возникли сквозные трещины. Замеры показали, что перемещения при образовании гофров составили от 260 до 320 мм. В месте потери устойчивости наблюдался некоторый (до 7°) излом оси трубопровода.

Потеря устойчивости имела место в районе кольцевого сварного шва на одной из стыкуемых труб, условно обозначенной шифром А. Признаков местной потери устойчивости на другой трубе (условный шифр Б) не зафиксировано.

Подобное повреждение трубы в системе газопровода достаточно редкое явление и не нашло отражения в специальной литературе [1, 2], поэтому причина его образования представляет научный и практический интерес и является целью настоящего исследования.

Согласно проекту на рассматриваемом участке газопровода использованы трубы с продольным сварным швом, выполненным высокочастотной сваркой, изготовленные из стали 20 (ГОСТ 1050–74)<sup>1</sup>. В табл. 1 приведены данные химического состава металла труб согласно сертификатам, нормативным требованиям и результатам спектрального анализа, выполненного в Институте электросварки им. Е.О. Патона на приборе «Спектравак-1000» производства фирмы «Vaird».

Из табл. 1 следует, что согласно контрольному химическому анализу содержание основных леги-

<sup>1</sup> Исследования служебных характеристик труб выполнены Т.Н. Филипчук и Л.Г. Гончаренко.

Таблица 1. Химический состав основного металла исследуемых труб

Предмет контроля	Массовая доля элементов, %					
	C	Mn	Si	S	P	Al
Труба А	0,097	0,43	0,225	0,025	0,018	0,051
Труба Б	0,168	0,58	0,229	0,015	0,020	0,035
Данные сертификата	0,19...0,20	0,54...0,57	0,20...0,23	0,003...0,007	0,013...0,020	0,30...0,50
ГОСТ 1050–74	0,17...0,24	0,35...0,65	0,17...0,37	≤0,035	≤0,030	-

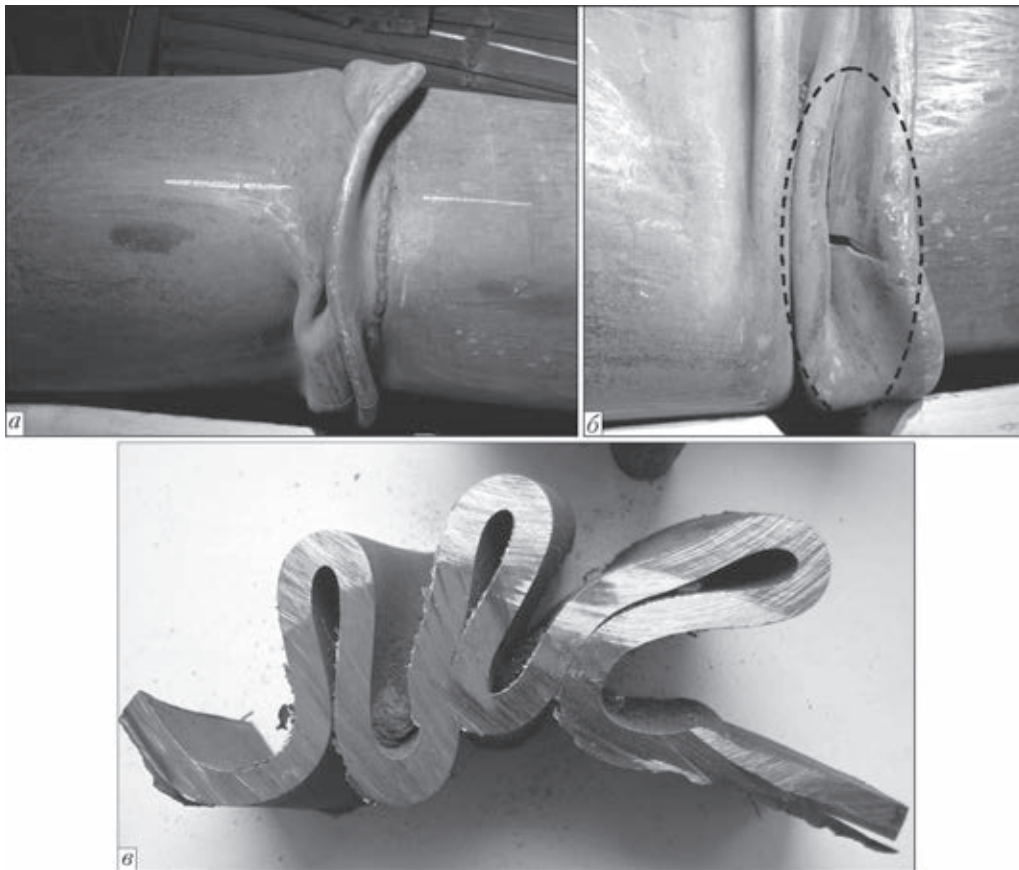


Рис. 1. Поврежденный участок трубы: *a* — общий вид исследуемого образца; *b* — фрагмент повреждения со сквозной трещиной; *c* — деформация стенки

рующихся элементов и примесей, хотя и отличается от сертификатных данных, но соответствует требованиям ГОСТ 1050–74, за исключением углерода в основном металле трубы А, массовая доля которого (0,097 %) существенно ниже минимального требуемого значения (0,17 %). Это дает основание полагать, что труба А изготовлена из стали 10, а не из стали 20, как указано в сертификате. Основной металл трубы Б по химическому составу соответствует нормативным требованиям к стали 20, равно как и сертификатным данным.

Исследования механических свойств металла труб А и Б проводили на участках, примыкающих

к зоне потери устойчивости, но не подвергнутых деформированию.

Для определения показателей предела текучести ( $\sigma_T$ ), временного сопротивления ( $\sigma_B$ ), относительного удлинения ( $\delta_5$ ) и относительного сужения ( $\psi$ ) испытывали продольные образцы согласно ГОСТ 10006–80, черт. 2.

Ударную вязкость при температуре 0 и –40 °С определяли на продольных образцах сечением 5×10 мм с острым надрезом (ГОСТ 9495–78, тип 13). Для определения деформационной способности продольного сварного соединения труб проводили испытания на загиб поперечных образцов, изготовленных согласно ГОСТ 6996, тип XXVII.

Т а б л и ц а 2. Механические свойства основного металла исследуемых труб

Контроль показателей	Испытание на растяжение				Испытание на ударный изгиб*	
	$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_B$ , МПа	$\delta_5$ , %	$\psi$ , %	$KCV_0$ , Дж/см <sup>2</sup>	$KCV_{-40}$ , Дж/см <sup>2</sup>
Труба А	326,1 312,5	418,0 418,7	34,9 34,0	58,0 60,3	<u>223,2...258,2</u> 239,0	<u>156,9...204,3</u> 173,3
Труба Б	403,2 417,6	469,7 471,0	33,3 31,0	57,3 54,6	<u>165,9...213,6</u> 192,8	<u>70,1...96,8</u> 85,5
Сертификатные данные	333...338	463...482	33,3...34,1	н.д.	-	-
ГОСТ 20295–74	≥245	≥410	≥25	≥55	29,4**	-

\* – в числителе приведены крайние, а в знаменателе – средние значения трех испытаний. \*\* – требования по СНиП 2.05.06–85.

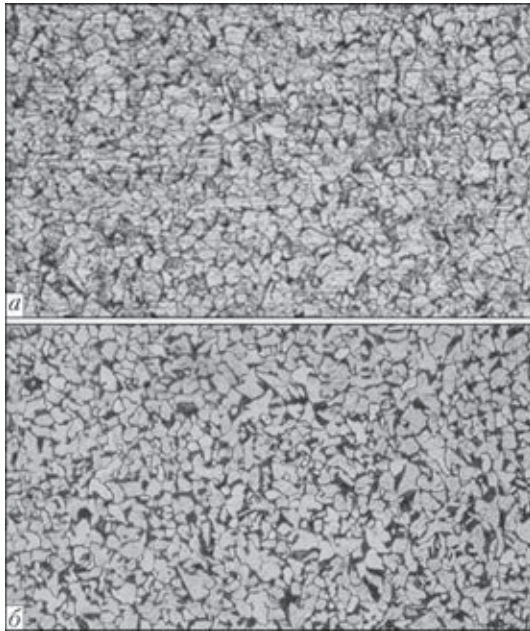


Рис. 2. Микроструктура ( $\times 200$ ) основного металла: *a* — труба А; *b* — труба Б

Результаты испытаний металла труб на растяжение и ударную вязкость приведены в табл. 2.

Данные табл. 2 свидетельствуют о том, что показатели механических свойств металла труб удовлетворяют требованиям ГОСТ 20295–74 для стали 20. Вместе с тем имеет место существенная разница в показателях прочности ( $\sigma_r$ ,  $\sigma_b$ ) основного металла исследуемых труб. Так, для трубы А предел текучести  $\sigma_r$  ниже чем для трубы Б на 22 %, а временное сопротивление  $\sigma_b$  на 11 %.

Ударная вязкость основного металла труб при температурах 0 и  $-40$  °С достаточно высокая и существенно превышает нормативные требования. Отвечают нормативным требованиям и результаты испытания сварных соединений на загиб.

Структурное состояние металла труб исследовали на микроскопе «Neophot-32». Установлено, что микроструктура основного металла обеих труб типична для горячекатаной стали и представляет собой достаточно мелкозернистую ферритно-перлитную смесь с ферритным зерном, соответствующим номеру 8-9 по ГОСТ 5639 (рис. 2). Доля перлитной составляющей в структуре основного металла трубы А несколько меньше, что обу-

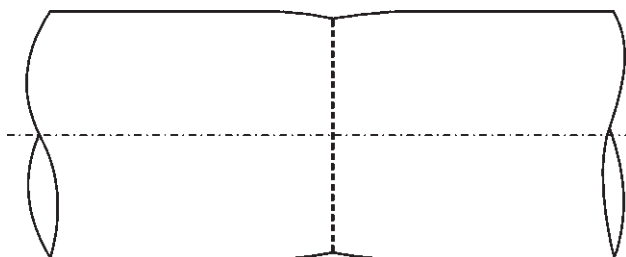


Рис. 3. Несовершенство геометрической формы в зоне стыкового соединения, вызванное сваркой кольцевого шва

словлено, как отмечалось, меньшим содержанием углерода по сравнению с трубой Б.

Из приведенных результатов исследования служебных свойств металла труб становится ясно, что причина повреждения газопровода связана не с качеством основного металла или сварных соединений, а с особенностями напряженно-деформированного состояния, возникшего в процессе его эксплуатации.

Не вызывает сомнения, что повреждение в виде местной потери устойчивости с образованием гофров по всему периметру может быть вызвано преимущественно сжимающими усилиями в трубе. При этом заметим, что при нагружении внутренним давлением в газопроводе имеют место продольные растягивающие напряжения, соответствующие половине от уровня кольцевых напряжений. Следовательно, в процессе эксплуатации газопровода должны были возникнуть такие условия, при которых на рассматриваемом участке действующие сжимающие усилия не только компенсировали продольные растягивающие напряжения в трубе от внутреннего рабочего давления, но и создали напряжения сжатия, достаточные для местной потери устойчивости.

Известно [3], что критические напряжения местной потери устойчивости в цилиндрической оболочке (трубе) под действием равномерного осевого сжатия определяются из выражения:

$$\sigma_{кр} = \frac{1}{\sqrt{3(1-\mu^2)}} E \frac{t}{R}, \quad (1)$$

где  $\mu$  — коэффициент Пуассона, который находится в границах 0,25...0,35;  $E$  — модуль упругости стали, принимаемый равным  $2 \cdot 10^5$  МПа;  $t$  — толщина стенки трубы;  $R$  — радиус трубы по срединной линии сечения.

Принимая  $\mu = 0,3$ , получим критическое напряжение местной потери устойчивости:

$$\sigma_{кр} = 0,6 E \frac{t}{R}. \quad (2)$$

Обращает на себя внимание тот факт, что местная потеря устойчивости в трубе имела место в непосредственной близости от кольцевого сварного шва и вместе с тем вся зона повреждения расположена по одну сторону от этого шва, т.е. в одной из стыкуемых труб газопровода.

Факт местной потери устойчивости наблюдается вблизи кольцевого сварного соединения труб и объясняется тем, что при сварке кольцевого шва в результате его усадки уменьшается диаметр труб [4, 5], а в зоне кольцевого стыка возникает несовершенство геометрической формы, которое снижает критические напряжения местной потери устойчивости в сравнении с идеальной трубой (рис. 3).

Ранее показано, что механические свойства металла труб, состыкованных в зоне повреждения, заметно отличаются. Так труба, которая потеряла устойчивость, имеет предел текучести примерно на 100 МПа ниже смежной. Измерения показали, что фактическая толщина стенки трубы А находилась в пределах 5,4...6 мм. В другой трубе толщина стенки составила 6,2...6,4 мм.

Исходя из выражения (2), которое применимо для кольцевых оболочек (амплитуда начальной погиби не должна превышать толщины оболочки [6]), критические напряжения местной потери устойчивости для трубы А составляют ~4120 МПа, а для трубы Б — 4740 МПа.

Заметим, что полученные значения критических напряжений характеризуют местную потерю устойчивости в упругой области работы. Поскольку эти напряжения во много раз превосходят предел текучести стали, из которой изготовлены трубы, то для конкретных труб критическими напряжениями местной потери устойчивости будут значения предела текучести материала трубы. Естественно, что местная потеря устойчивости будет происходить в трубе, для которой требуется меньшее усилие, способное, однако, вызвать в ней напряжения предела текучести. Именно это мы и наблюдаем в данном случае. Местная потеря устойчивости наблюдается в трубе, имеющей меньшую толщину стенки и более низкие значения предела текучести материала.

Остается открытым вопрос, что могло стать причиной возникновения в газопроводе усилий, вызвавших напряжения сжатия, превысившие предел текучести стали? Для ответа на данный вопрос рассмотрены:

- климатические колебания температуры;
- замачивание естественного основания;
- землетрясение;



Рис. 4. Расположение газопровода на местности

– подработка прилежащих территорий предприятиями горнодобывающей промышленности.

Последнее предположение основывается на том факте, что на некотором удалении от зоны пролегания газопровода расположены эксплуатируемые шахты им. Героев Космоса и № 4 шахтоуправления «Терновское». На рис. 4 отмечены расположения входов в шахты и трасса, включающая поврежденный участок газопровода.

Принимая во внимание, что за период эксплуатации газопровода на участках его расположения не было зафиксировано землетрясений, этот фактор может быть исключен из рассмотрения.

Анализ результатов инженерно-геологических изысканий [7] позволяет исключить из рассмотрения влияние замачивания естественного основания, поскольку основание сложено глинистыми грунтами — суглинками твердой и тугопластичной консистенции. Грунты основания не обладают просадочными свойствами.

Рассмотрим температурные деформации газопровода и связанные с ними нагрузки. При определенных условиях в результате температурных перепадов в период строительства и эксплуатации газопровода в нем могут возникнуть сжимающие усилия и напряжения. Их уровень будет зависеть от величины перепада температур. В трубопроводе может возникнуть сжатие в случае, если монтаж и укладка трубопровода проводились при максимально низких температурах, т. е. зимой, а при эксплуатации температура трубы достигла своего максимума.

Взяв в качестве исходной предпосылки самые неблагоприятные условия строительства трубопровода, т.е. зимой при температуре окружающей среды  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и принимая во внимание, что глубина залегания газопровода составляет 0,8...1,0 м, а, следовательно, в самые жаркие месяцы его температура не превысит  $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , максимально возможный перепад температур не превысит  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Коэффициент линейного расширения для углеродистой стали, в зависимости от химического состава, колеблется в границах от  $11 \cdot 10^{-6}$  до  $15 \cdot 10^{-6}$  град $^{-1}$ . При перепаде температуры в  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  максимальное относительное удлинение ( $\epsilon$ ) составит  $6 \cdot 10^{-4}$  мм.

Заметим, что связь между напряжениями и температурным удлинением определяется выражением:

$$\sigma = \epsilon E. \quad (3)$$

Согласно выражению (3) температурные напряжения в газопроводе не превышают 120 МПа.

Учитывая, что тепловые напряжения относительно равномерно распределены по длине трубопровода, а их величина значительно ниже предела текучести металла трубы, совершенно ясно,



что они не могли быть причиной местной потери устойчивости в газопроводе.

Деформации естественного основания, возникающие при производстве горнопроходческих работ, оказывают значительное влияние на прочностные и эксплуатационные характеристики конструкций подземных трубопроводов.

Взаимное расположение расчетного участка газопровода и шахт (рис. 4) позволяет сделать предположение о влиянии горнопроходческих работ на газопровод, поскольку в соответствии с табл. 1 стандарта [8] рассматриваемый участок относится к III группе подрабатываемых территорий.

При формировании расчетной схемы принят участок трубопровода длиной  $L = 7,5$  м, состоящий из двух труб размером  $325 \times 6$  мм, соединенных между собой кольцевым швом. Длина расчетного участка обусловлена расстоянием между пригрузами (шаг установки пригрузов равен  $3,7$  м).

В качестве основных нагрузок учитывалось воздействие на трубопровод внутреннего эксплуатаци-

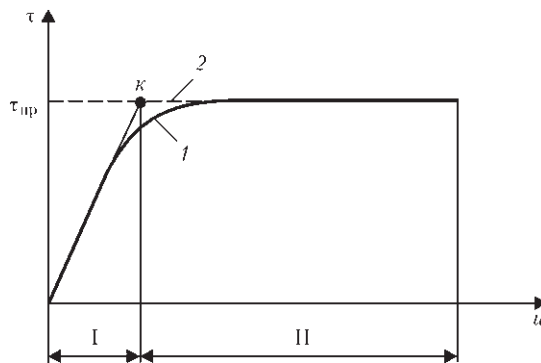


Рис. 5. Характер взаимодействия подземного трубопровода с грунтом: 1 — реальная кривая; 2 — расчетная

онного давления  $p = 5,0$  МПа и воздействие сил трения, возникающих на внешней поверхности трубы в результате смещения грунта.

Сила трения наружной поверхности трубопровода о грунт зависит от периметра самой трубы и от сопротивления грунта сдвигу в виде касательных напряжений  $\tau$ . Характер взаимодействия подземного трубопровода с грунтом можно условно

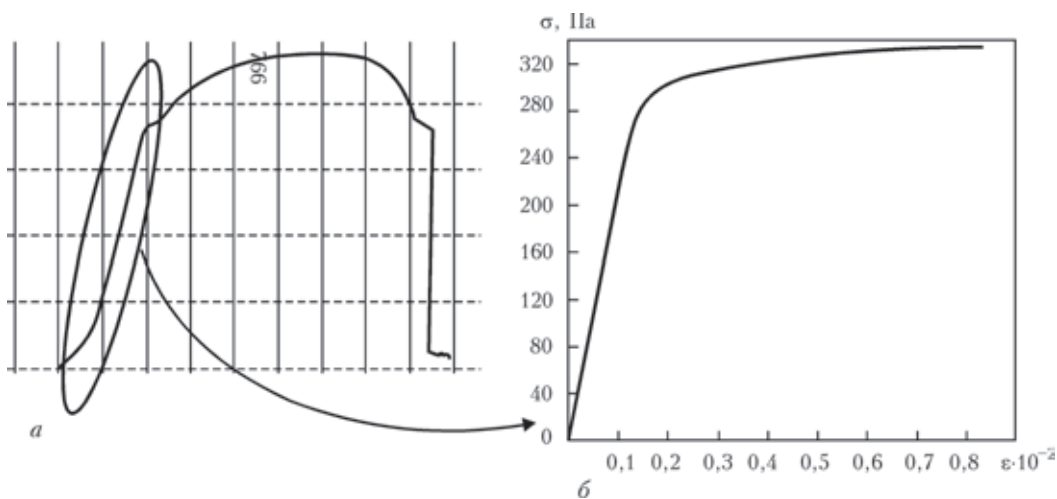


Рис. 6. Диаграммы растяжения: а — для испытанного образца основного металла исследуемых труб; б — для численной расчетной модели

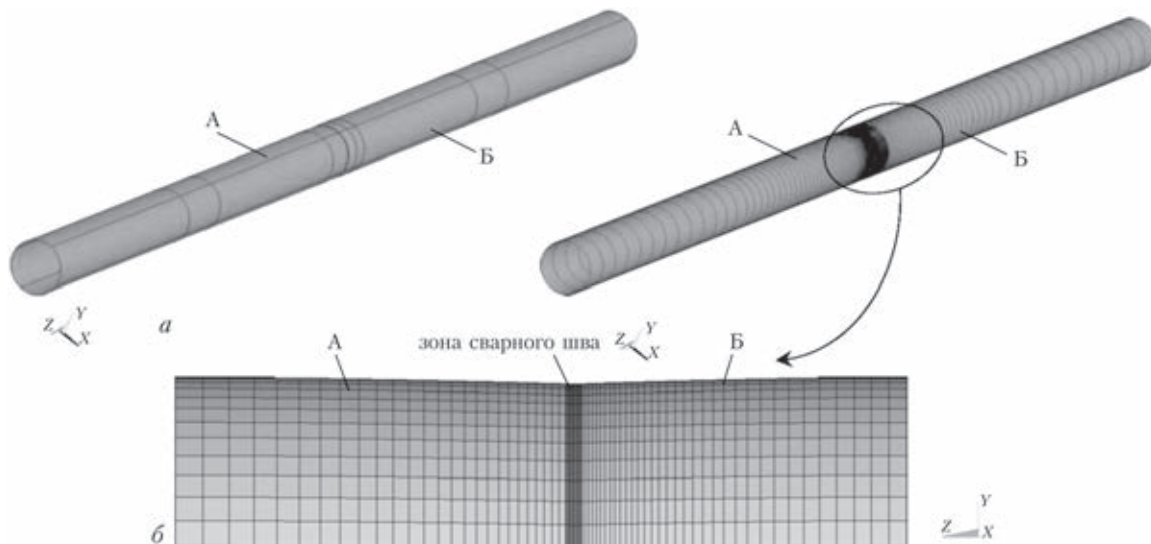


Рис. 7. Численная модель: а — геометрическая; б — конечно-элементная

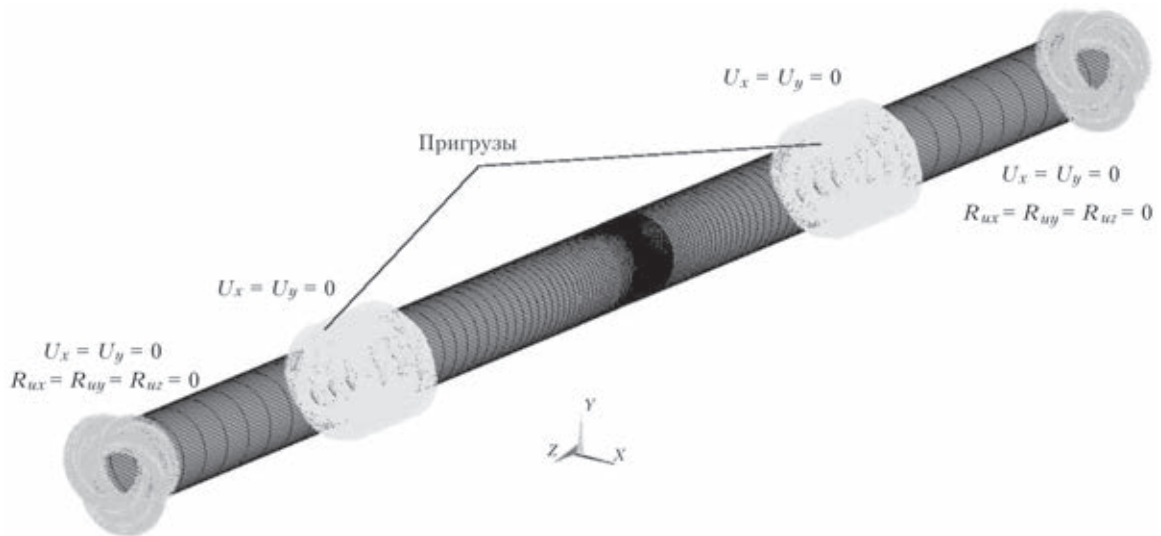


Рис. 8. Граничные условия:  $U_x, U_y$  — линейные перемещения;  $R_{ux}, R_{uy}, R_{uz}$  — углы поворота оси трубы

разделить на два участка — упругий и предельный (рис. 5). На участке I связь между грунтом и трубой упругая, характеризуемая зависимостью, предложенной в [5].

$$\tau(x) = k_u u(x), \quad (4)$$

где  $k_u$  — коэффициент сопротивления грунта при продольном перемещении трубопровода;  $u(x)$  — перемещения.

Эта область характерна сравнительно малым перемещением грунта (до  $U < 100$  мм). В точке «к» касательные напряжения достигают своего максимального значения и на участке II грунт

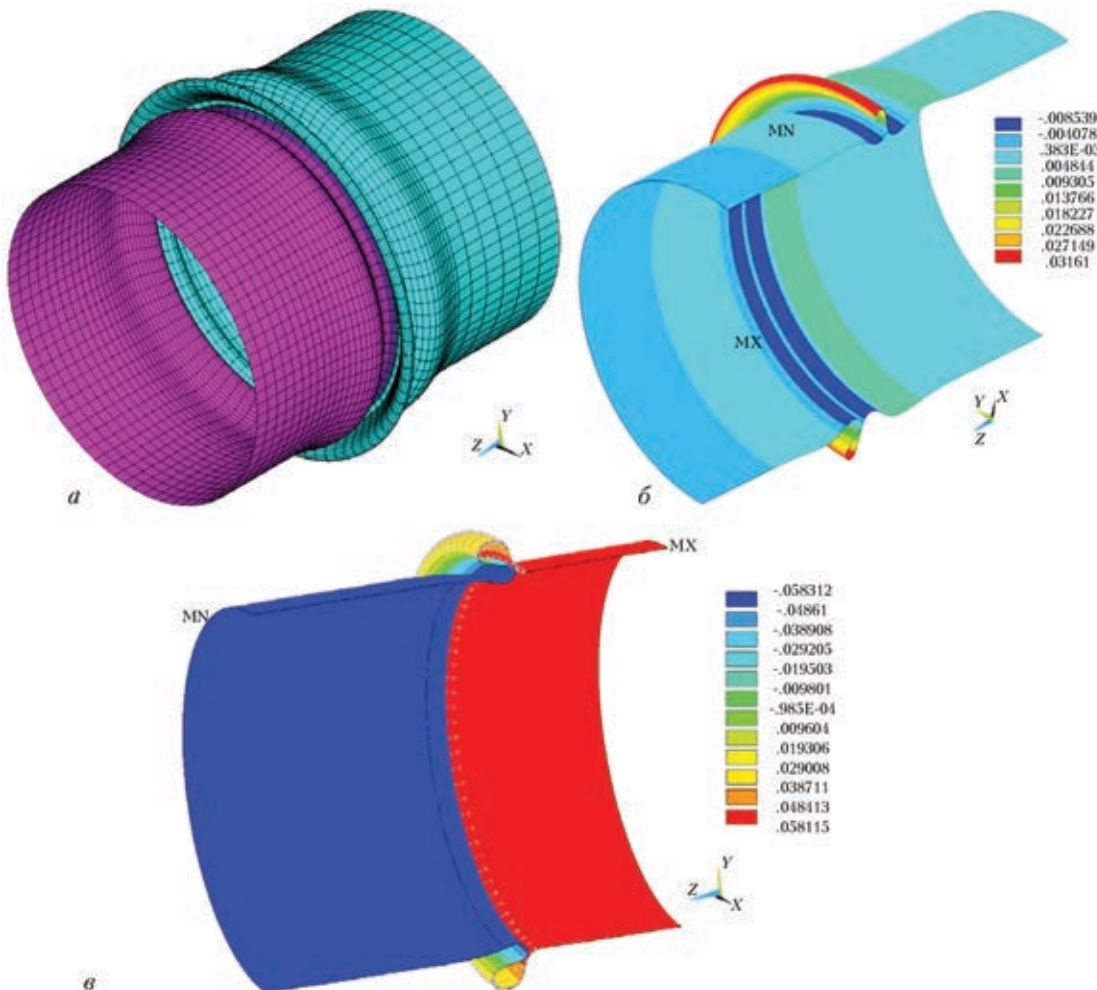


Рис. 9. Результаты расчета: а — фрагмент деформированной схемы; б — перемещения в радиальном направлении  $U_r$ , (м); в — перемещение вдоль оси OZ (м)

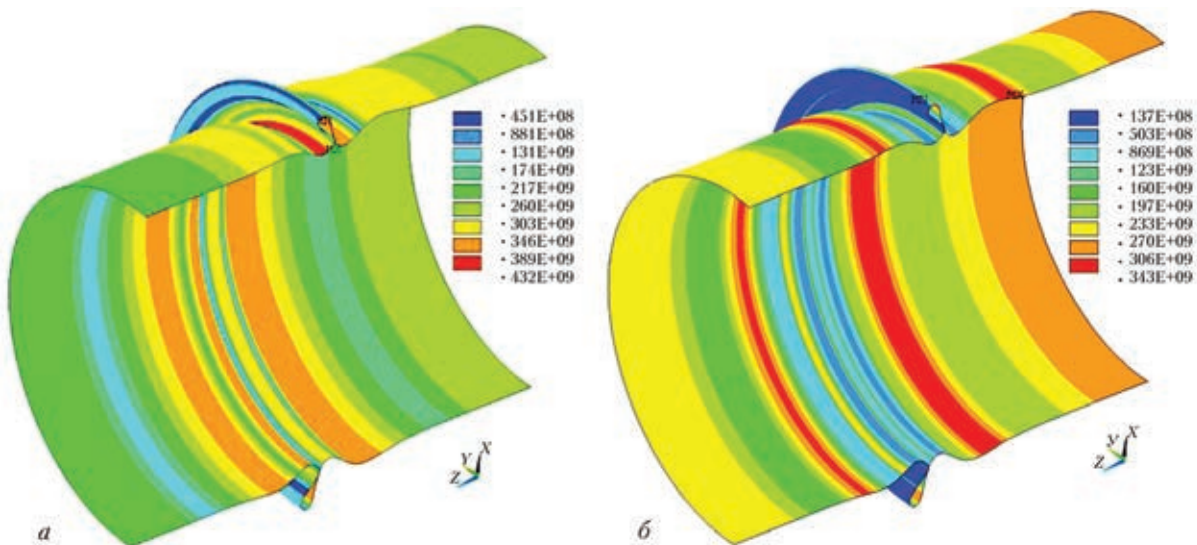


Рис. 10. Эквивалентные напряжения  $S_{mises}$  (МПа): а — лицевые поверхности; б — срединная поверхность

переходит в предельное напряженное состояние (происходит проскальзывание трубы относительно грунта).

В результате визуального осмотра фрагмента газопровода в зоне его разрушения выявлено, что величины деформаций стенки трубы в направлении продольной оси трубопровода  $Uz$  значительно превышают 100 мм. Таким образом, можно предположить, что в конкретно рассматриваемом случае взаимодействие грунта со стенкой трубы соответствует предельному напряженному состоянию.

В соответствии с [9] для предельного напряженного состояния сопротивление грунта сдвигу равно:

$$\tau_{пр} = q_{тр} \cdot \text{tg}\varphi_{гр} + 2 \cdot \gamma_{гр} \cdot c_h \cdot \pi D_n^2 \cdot \text{tg}\varphi_{гр} + 0,6\pi D_n c_{гр} = 537,2 \cdot 0,344 + 2 \cdot 1800 \cdot 0,685 \cdot 3,14159 \cdot 0,325^2 \cdot 0,344 + 0,6 \cdot 3,14159 \cdot 0,325 \cdot 2000 = 1691,51 \text{ кг/м}^2, \quad (5)$$

где  $q_{тр}$  — вес трубопровода с продуктом:

$$q_{тр} = q_t + q_{газ} = 47,2 + 490,0 = 537,2 \text{ кг/м.п.}$$

$q_t$  — вес 1 м.п. трубы размером 325×6 мм равен 47,2 кг/м.п.;  $q_{газ}$  — вес природного газа на 1 м.п. трубопровода, допускается принимать равным [10]:

$$q_{газ} = 10^{-2} p \cdot D_{вн}^2 = 10^{-2} \cdot 5 \cdot (0,313)^2 = 0,0049 \text{ МН} = 490 \cdot \text{кг/м.п.},$$

где  $p = 5,0$  МПа рабочее давление;  $D_{вн} = 0,313$  м — внутренний диаметр трубопровода;  $\varphi_{гр} = 19^\circ$  — угол внутреннего трения грунта;  $\gamma_{гр} = 1800$  кг/м<sup>3</sup> — удельный вес грунта;  $c_h$  — безразмерный коэффициент, равный для глинистых грунтов:

$$c_h = 0,367(h/D_n) - 0,046(h^2/D_n^2) + 0,06 = 0,367(0,8/0,325) - 0,046(0,8^2/0,325^2) + 0,06 = 0,685,$$

где  $h = 0,8$  м — высота засыпки;  $D_n = 0,325$  м — наружный диаметр газопровода;  $c_{гр} = 2000$  кг/м<sup>2</sup> — удельное сцепление грунта окружающего трубу.

Исходя из этого, предельное значение касательных напряжений по поверхности контакта грунта со стенкой трубопровода от смещения грунта не превышает величину  $\tau = 0,0169$  МПа.

В связи со сложностью процесса деформирования рассматриваемой конструкции трубопровода расчет выполнялся с учетом физической нелинейности свойств материала труб. Изменение физико-механических свойств материала трубы моделировалось в расчетах диаграммой растяжения, полученной по результатам испытаний продольных образцов из трубы (см. табл. 2). Принятая диаграмма растяжения имеет вид, приведенный на рис. 6.

Конечно-элементная (КЭ) модель трубопровода выполнена в трехмерной постановке с использованием оболочечных конечных элементов общего положения. Численная модель включает в себя две трубы (А и Б), соединенных между собой кольцевым швом. В зоне стыковки труб выполнен учет начального геометрического несовершенства. Общий вид геометрической и КЭ моделей газопровода приведен на рис. 7.

Для обеспечения геометрической неизменяемости модели по торцам расчетного участка ограничены линейные и угловые перемещения в плоскости, перпендикулярной продольной оси. Линейные перемещения вдоль оси газопровода разрешены.

При формировании расчетной схемы учтено, что с расчетной точки зрения трубопровод, заглубленный в грунт, представляет собой стержень в упругой среде [7, 11]. При этом жесткость этой среды — грунта, окружающего трубу, неравномерна. В частности, грунт обратной засыпки, расположенный выше тела трубы, обладает меньшей жесткостью, нежели грунт, расположенный с боков трубы или подстилающего слоя.

При возникновении продольной сжимающей нагрузки в трубопроводе, в определенных условиях, возможна потеря устойчивости, сопровождающаяся выпучиванием участка трубопровода в

направлении дневной поверхности (направление с наименьшей жесткостью упругой среды). При этом одним из важных параметров, влияющих на величину критической силы и форму потери устойчивости, является значение свободной длины расчетного фрагмента трубопровода.

Установка пригрузов по длине газопровода в значительной степени снижает возможность поперечного смещения трубы и изменяет свободную длину расчетных участков трубопровода. Уменьшение свободной длины приводит в свою очередь к увеличению критической нагрузки, способной привести к общей потере устойчивости трубопровода. При этом необходимое усилие критической нагрузки может превысить величину осевой нагрузки, вызывающей образование пластических шарниров в стенке трубы. Как следствие, происходит образование зоны локальной потери устойчивости стенки трубы. Таким образом, пригрузки могут служить фактором, влияющим как на тип и форму потери устойчивости, так и на значения критических усилий.

Влияние седловидных железобетонных пригрузов моделировалось ограничением линейных перемещений отдельных участков трубопровода в направлениях, перпендикулярных продольной оси газопровода. Принято, что пригрузки равноудалены от сварного шва (на расстоянии 1,85 м в каждую сторону).

Граничные условия, принятые в расчетной схеме, приведены на рис. 8.

При построении конечно-элементной модели расчетного участка газопровода приняты следующие допущения и упрощения:

– кольцевой сварной шов на участке стыковки двух торцов труб принят равнопрочным с основным материалом трубопровода;

– численная модель трубопровода сформирована по срединной поверхности стенки трубы.

Анализ полученных результатов показал, что под действием нагрузок в стенке возникают значительные деформации, а величины напряжений превышают предел текучести материала трубы. Деформированная схема трубопровода приведена на рис. 9, а.

Деформированный участок стенки трубопровода характеризуется выпучиванием стенки трубы в радиальном направлении (вдоль осей  $U_y$  и  $U_x$ ). При суммарных осевых перемещениях трубы  $U_z = 116$  мм в стенке трубопровода наблюдается смы-

кание стенок трубы и формирование первой волны выпучивания. При этом перемещения стенки трубы в радиальном направлении достигают  $U_x = U_y = 30$  мм. Изополю линейных перемещений в радиальном (вдоль осей  $U_y$  и  $U_x$ ) и осевом (вдоль оси  $U_z$ ) направлениях приведены на рис. 9, б, в.

Значительные деформации стенки газопровода сопровождаются образованием локальных зон с повышенными величинами напряжений. В зонах перегибов стенки трубы величины эквивалентных напряжений превышают значение предела текучести. На срединной поверхности величины напряжений равны  $S_{mises} = 342$  МПа, а на лицевых поверхностях достигают значения  $S_{mises} = 430$  МПа. Изополю эквивалентных напряжений на срединной и лицевых поверхностях стенки газопровода приведены на рис. 10.

Таким образом, установлено, что подвижки грунта на подрабатываемых горными выработками территориях вызывают перемещения трубы в осевом направлении и являются причиной местной потери устойчивости трубопровода. Уровень эквивалентных напряжений, возникающих при этом в стенке, превышает предел текучести материала трубы. Дополнительное влияние на форму потери устойчивости и величину критической нагрузки оказывают пригрузки.

1. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.
2. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. – 230 с.
3. Вольмир А.С. Гибкие пластинки и оболочки. – М.: Тектеориздат, 1956. – 419 с.
4. Винокуров В.А. Сварочные деформации и напряжения. – М.: Машиностроение, 1968. – 236 с.
5. Кузнецов С.А. Сварочные деформации судовых корпусных конструкций. – Л.: Судостроение, 1974. – 286 с.
6. Справочник проектировщика. Расчетно-теоретический / Под ред. А.А. Уманского. – М.: Стройиздат, 1962. – 1040 с.
7. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 342 с.
8. ДБН В.1.1-5-2000. Будинки і споруди на підроблюваних територіях і просідаючих ґрунтах. Ч. 1. Будинки і споруди на підроблюваних територіях, Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики України. – К., 2000. – 66 с.
9. Флорин В.А. Основы механики грунтов: В 2 т. – Л.: Госстройиздат, 1954. – Т.1. – 362 с.
10. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – М., 1997. – 59 с.
11. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов. Прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.

Поступила в редакцию 26.11.2014