ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА

УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ МАГИСТРАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

СН 186—61

МОСКВА—1962

gost.e-ecolog.ru

Издание официальное

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА

УКАЗАНИЯ

ПО РАСЧЕТУ МАГИСТРАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

СН 186—61

Утверждены
Государственным комитетом
Совета Министров СССР
по делам строительства
8 сентября 1961 г.

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
ЛИТЕРАТУРЫ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, АРХИТЕКТУРЕ
И СТРОИТЕЛЬНЫМ МАТЕРИАЛАМ
Москва — 1962

Редактор — инж. М. Ф. Ковальчук

В настоящих Указаниях приводится унифицированная методика расчета на прочность и устойчивость магистральных газопроводов, нефте- и нефтепродуктопроводов.

Указания разработаны научно-исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ) Главгаза СССР на основе экспериментальных и теоретических исследований и изучения работы трубопроводов в условиях их эксплуатации.

Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства	Строительные нормы Указания по расчету магистральных стальных трубопроводов для транспортирования газа, нефти и нефтепродуктов	СН 186—61 —

I. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1. Настоящие указания предусматривают правила расчета прочности и устойчивости магистральных стальных трубопроводов, предназначенных для транспортирования газа, нефти и нефтепродуктов (именуемых в дальнейшем магистральные трубопроводы).

Примечания. 1. Настоящие указания не распространяются на сети, прокладываемые внутри населенных пунктов, промышленных предприятий и зданий.

2. Проектирование стальных магистральных трубопроводов и ответвлений от них производится в соответствии со специальными нормами проектирования стальных магистральных газопроводов, а также нефте- и нефтепродуктопроводов.

3. Стальные конструкции и детали, поддерживающие трубопровод, рассчитываются по НиТУ 121—55.

2. Расчет стальных трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах, производится в соответствии с настоящими указаниями с учетом требований «Норм и правил строительства в сейсмических районах» (СН 8—57).

При расчете стальных трубопроводов, прокладываемых в зонах вечной мерзлоты, надлежит учитывать дополнительные требования специальных технических условий или инструкций.

Внесены	Утверждены	Срок введения
Главным управлением газовой промышленности при Совете Министров СССР (Главгазом СССР)	Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства 8 сентября 1961 г.	1 января 1962 г.

3. Расчет магистральных стальных трубопроводов производится по методу предельных состояний.

Для стальных трубопроводов устанавливаются предельные состояния, определяемые несущей способностью трубопровода, а именно:

а) прочностью на разрыв от воздействия внутреннего давления с проверкой против развития чрезмерных пластических деформаций;

б) достижением предела текучести при работе на поперечный изгиб, осевое сжатие или растяжение трубопровода, уложенного на опоры, от собственного веса, от веса продукта и других воздействий.

Для газопроводов, прокладываемых через реки, озера, пруды, болота и заливаемые поймы, кроме того, устанавливается предельное состояние на устойчивость положения против всплытия трубопровода.

4. Стандарты или технические условия, которым должны удовлетворять трубы, а также марки стали и типы электродов должны указываться на рабочих чертежах трубопровода.

5. Соединения труб магистральных стальных трубопроводов осуществляют сварными в стык. Методы сварки должны обеспечивать равнопрочность сварного соединения и основного металла.

При проектировании трубопроводов должна предусматриваться технология строительства, исключающая возможность повреждения труб, нарушения их прочности, потери местной устойчивости стенок труб, а также повреждения сварных соединений.

При расчете и проектировании трубопроводов надлежит учитывать требования «Технических условий на производство и приемку работ по устройству магистральных трубопроводов» (СН 83—60).

II. СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

6. Для стальных магистральных трубопроводов и ответвлений от них должны применяться сварные трубы из низколегированной или углеродистой стали, удовлетворяющие требованиям технических условий на эти трубы, утвержденных в установленном порядке и согласованных с Главгазом СССР, а также бесшовные трубы по ГОСТ

8731—58 и ГОСТ 8732—58 из углеродистых сталей марок ВСт.2, ВСт.3 и ВСт.4, поставляемых по подгруппе В ГОСТ 380—60.

Примечание. В соответствии с СН 83—60 трубы и арматура при поставке должны иметь сертификат завода-изготовителя, свидетельствующий об их соответствии Техническим условиям или стандартам. При отсутствии сертификатов трубы могут быть использованы для сооружения магистральных трубопроводов лишь после того, как механическими испытаниями образцов, взятых от каждой партии одной плавки или отдельной трубы, и химическим анализом металла труб будет установлено их соответствие требованиям, соответствующим техническим условиям или стандартам.

7. Трубы и марка стали должны назначаться исходя из технико-экономических показателей возведения трубопровода и условия минимального расхода металла на устройство трубопровода, как правило, при полном использовании прочности металла.

Сталь готовых труб для магистральных трубопроводов в состоянии поставки при испытании поперечных образцов должна удовлетворять следующим основным требованиям:

а) предел текучести стали $\sigma_т$ должен быть, как правило, не более 0,8 временного сопротивления (предела прочности) разрыву ее $\sigma_{вр}$; в отдельных случаях допускается $\sigma_т$ не свыше 0,82 $\sigma_{вр}$; для низколегированных сталей значение предела текучести не должно быть ниже 0,65 от браковочного значения $\sigma_{вр}$;

б) относительное удлинение не менее 20% для коротких образцов δ_5 или 18% для длинных образцов δ_{10};

в) ударная вязкость стали при температуре минус 40° не менее 3 *кгм/см*^{2} (при толщине проката 10—20 *мм*) в соответствии с ГОСТ 5058—57.

Сталь должна хорошо свариваться методами дуговой и стыковой контактной сварки.

8. Сварочные материалы и показатели металла шва сварного соединения труб магистрального трубопровода должны удовлетворять требованиям СН 83—60.

9. Нормативные характеристики материала стальных труб принимаются по табл. 1.

10. Расчетное сопротивление материала труб и их соединений R_1 определяется как произведение нормативного сопротивления $R_1^н$ на коэффициенты однородности k_1 и условий работы металла m_1, принимаемые по табл. 1, а также на коэффициент условий работы m_2 по табл. 2, учитывающий особенности работы трубопровода в различных условиях, степень ответственности, доступность для осмотра и ремонта и т. п. Расчетное сопротивление R_2 определяется

Таблица 1

Нормативные характеристики стальных труб

№ п/п	Наименование	Условное обозначение	Значение
1	Нормативное сопротивление растяжению материала труб и сварных соединений из условий работы на разрыв	$R_1^н$	$\sigma_{вр}$
2	Коэффициент однородности при разрыве стали:		
	низколегированной в сварных трубах и углеродистой в бесшовных трубах	$k_{1нл}$	0,8
	низколегированной нормализованной и углеродистой в сварных трубах	$k_{1у}$	0,85
3	Коэффициент условий работы материала при разрыве труб	m_1	0,8
4	Нормативное сопротивление растяжению, сжатию и изгибу материала труб и сварных соединений, определяемое из условия достижения предела текучести	$R_2^н$	$\sigma_т$
	Коэффициенты однородности труб, изготовленных из:		
	а) низколегированной стали . .	$k_{2нл}$	0,85
	б) углеродистой стали	$k_{2у}$	0,9
5	Модуль упругости при растяжении, сжатии и изгибе в *кг/см*^{2}	E	2 100 000
6	Коэффициенты:		
	линейного расширения	α	0,000012
	Пуассона	μ	0,3
7	Объемный вес стали	γ	7,85 *г/см*^{3}

Примечания. 1. Значения $\sigma_{вр}$ временного сопротивления и $\sigma_т$ предела текучести стали труб принимаются по техническим условиям или стандартам на соответствующие виды труб.

2. Нормативные сопротивления сварных соединений принимаются равными нормативным сопротивлениям основного металла труб.

как произведение нормативного сопротивления $R_2^н$ на коэффициент однородности k_2, принимаемые по табл. 1, и коэффициент условий работы m_2 по табл. 2.

Расчетные сопротивления R_1 и R_2 в зависимости от значений временного сопротивления $\sigma_{вр}$ или предела текучести $\sigma_т$ приведены в табл. 2.

III. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ВНУТРЕННЕЕ ДАВЛЕНИЕ

11. При расчете трубопроводов на внутреннее давление кольцевые напряжения $\sigma_{кц}$ в стенке трубопровода проверяются по формулам:

$$\frac{PnD_{вн}}{2\delta} \leqslant R_1 \qquad (1а)$$

$$\frac{PD_{вн}}{2\delta} \leqslant 0{,}8\, R_2^н. \qquad (1б)$$

Толщину стенки труб определяют по формулам:

$$\delta = \frac{PnD_н}{2\,(R_1 + nP)}; \qquad (2а)$$

$$\delta = \frac{PD_н}{2(0{,}8R_2^н + P)}. \qquad (2б)$$

Принимается бо́льшая из полученных величин.

Здесь δ — номинальная толщина стенки трубы в *см*;

$D_н$ — наружный диаметр трубы в *см*;

$D_{вн} = D_н - 2\delta$ — внутренний диаметр трубы в *см*;

P — рабочее (нормативное) давление в трубопроводе в *кг/см²*;

Pn — расчетное давление в трубопроводе в *кг/см²*;

n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе; $n = 1{,}15$ — для газопроводов, а также нефте- и нефтепродуктопроводов при температуре вспышки нефти или продукта до 45°; $n = 1{,}1$ — для остальных нефте- и нефтепродуктопроводов;

R_1 — расчетное сопротивление металла трубы, принимаемое по табл. 2, в *кг/см²*;

$R_2^н = \sigma_т$ — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении металла труб перпендикулярно их оси, установленное стандартом или техническими условиями.

12. Толщина стенки трубы магистрального трубопровода должна быть не менее $^1/_{120}$ величины диаметра трубы, но не менее 4 *мм*.

13. При определении толщины стенки труб на участках, подвергшихся предварительному изгибу (выгибу), влияние

Таблица 2

Расчетные сопротивления R_1 и R_2 и коэффициент условий работы магистральных трубопроводов

№ п/п	Участки трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода m_2	R_1 для труб из стали		R_2 для труб из стали	
			низколегированной ненормализованной в сварных трубах, углеродистой в бесшовных трубах	низколегированной нормализованной и углеродистой в сварных трубах	низколегированной	углеродистой
1	Участки газопроводов, нефте- и нефтепродуктопроводов III и IV категорий . . .	0,9	$0{,}58\,\sigma_{вр}$	$0{,}61\,\sigma_{вр}$	$0{,}76\,\sigma_{т}$	$0{,}81\,\sigma_{т}$
2	Участки газопроводов, нефте- и нефтепродуктопроводов I и II категорий; участки подземных трубопроводов на подрабатываемых территориях; переходы висячих, арочных и шпренгельных систем, независимо от категории участка трубопровода	0,75	$0{,}48\,\sigma_{вр}$	$0{,}51\,\sigma_{вр}$	$0{,}64\,\sigma_{т}$	$0{,}68\,\sigma_{т}$

Примечание. Категории участков трубопроводов принимаются по Техническим условиям на производство и приемку работ по устройству магистральных трубопроводов (СН 83—60).

выгиба (дополнительные напряжения, наклеп) в расчете не учитывается.

14. Трубопроводы диаметром 1200 *мм* и менее на воздействие давления грунта или вакуума не рассчитываются.

Участки трубопровода, расположенные в местах пересечения автомобильных дорог I, II, III и IV категорий, а также железных дорог, следует располагать в защитных кожухах.

IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСОВ ИЗГИБА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ВЕСА БАЛЛАСТА ДЛЯ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

15. В проектах трубопроводов должны быть указаны радиусы упругого изгиба трубопровода при укладке его в траншею.

Допустимые радиусы упругого изгиба трубопроводов в вертикальной плоскости, определяемые из условия изгиба труб под действием собственного веса при вогнутом или выпуклом рельефе местности, принимают по табл. 3.

Таблица 3

Допустимые радиусы при изгибе труб под действием собственного веса

Материал труб	Диаметр трубопровода в *мм*	Радиус изгиба в *м*
Малоуглеродистая сталь	325	400—360
	426	500—400
	529	600—500
Низколегированная сталь	529	500—400
	630	600—450
	729	650—500
	820	750—600
	920	800—700
	1020	1000—800

Радиус упругого изгиба трубопроводов в горизонтальной плоскости при монтаже должен быть не менее

$$\rho_{гор} \geqslant 900 D_н \ м, \qquad (3)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубопровода в *м*.

Примечание. Допускается совмещение кривых упругого изгиба в вертикальной и горизонтальной плоскостях, при этом радиус кривизны трубопровода должен удовлетворять условию табл. 3 или в противном случае должны вариваться предварительно изогнутые колена.

16. Газопроводы, прокладываемые по дну реки или водоема, через болота или заливаемые водой поймы, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения).

Примечание. Всплытие газопровода может быть предотвращено пригрузкой специальными грузами (балластом), закреплением трубопровода к основанию, засыпкой грунтом при возведении газопровода в период отсутствия воды на участке, периодически заливаемом водой, и т. п. Мероприятия против всплытия трубопровода устанавливаются проектом.

17. Величину пригрузки (вес балласта под водой) газопровода, уложенного под водой в траншею, определяют без учета веса грунта над трубой по формуле

$$Б = K_в \gamma_в \omega_в - g_г + Б_{изг} \ кг, \qquad (4)$$

где $\gamma_в$ — объемный вес воды с учетом взвешенных твердых частиц в *кг/см*^{3}, определяемый в период паводков, т. е. при наибольшей концентрации взвешенных частиц;

$\omega_в$ — объем воды, вытесненный 1 *пог. м* трубопровода (с учетом изоляции и футеровки), в *м*^{3};

$g_г$ — расчетный вес 1 *пог. м* газопровода (с учетом *изоляции и футеровки*) *в кг*;

$Б_{изг}$ — расчетная величина пригрузки, необходимая для изгиба трубопровода по заданной кривой дна траншеи (в соответствии с проектным профилем с учетом влияния прилегающих участков), в *кг*;

$K_в$ — общий усредненный коэффициент устойчивости против всплытия, принимаемый:

$K_в = 1{,}07$ — для болот, пойм рек и водоемов при отсутствии течения;

$K_в = 1{,}1$ — для водных преград с шириной зеркала воды в межень до 200 *м*, при условии расположения газопроводов ниже возможной зоны размыва;

$K_в = 1{,}15$ и более — для рек с шириной водного зеркала в межень более 200 *м* и горных рек с неустойчивым руслом в зависимости от местных условий.

Если зона размыва на переходах не определяется с требуемой достоверностью материалами изысканий и, следовательно, возможен вынос грунта из траншеи, то пригрузку дополнительно увеличивают на величину $Б_{вз}$, определяемую из условия воздействия на газопровод потока воды, с учетом вертикального взвешивающего усилия по формуле

$$Б_{вз} = 20 \, V_д^2 \, D_т \ кг, \qquad (5)$$

где $V_д$ — донная скорость потока в паводок в *м/сек*;

$D_т$ — проекция 1 *пог. м* конструкции трубопровода на вертикальную плоскость в $м^2$.

Примечание. Траншеи после укладки газопровода заполняются грунтом. Объем обратной засыпки и категории грунта определяются проектом.

18. При укладке трубопроводов на дно без заглубления необходимо производить дополнительную к указанной в формуле (3) пригрузку газопровода $Б_{доп}$ против сдвига под действием гидродинамического давления. Величину дополнительной пригрузки определяют по формуле

$$Б_{доп} = 75\, V_д^2\, D_т. \qquad (6)$$

19. Расстояние между грузами ($l_{гр}$), применяемыми для предотвращения всплытия газопровода, определяют по формулам:

$$l_{гр} = \frac{P_{гр\cdot ср} - \gamma_в \omega_{гр\cdot ср}}{Б_{полн}} \qquad (7)$$

или

$$l_{гр} = \frac{P_{гр\cdot ср}\,(\gamma_{гр\cdot ср} - \gamma_в)}{Б_{полн}\,\gamma_{гр\cdot ср}},$$

где $P_{гр\ ср}$ — средний фактический вес отдельного груза в воздухе в *кг*;

$\omega_{гр\cdot ср}$ — средний фактический объем груза в $м^3$;

$\gamma_{гр\ ср} = \frac{P_{гр\cdot ср}}{\omega_{гр\cdot ср}}$ — средний фактический объемный вес груза в $кг/м^3$;

$Б_{пол}$ — полная величина пригрузки с учетом в необходимых случаях дополнительных пригрузок.

20. Прокладываемые через водные преграды, болота или заливаемые водой поймы рек, нефте- и нефтепродуктопроводы, если они укладываются не заполненными водой или нефтью (нефтепродуктом) или если трубопроводы в процессе эксплуатации будут опорожняться при помощи сжатого воздуха, они должны рассчитываться на всплытие согласно п. 16—19 настоящих указаний.

V. РАСЧЕТ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

21. Надземные трубопроводы, устанавливаемые на опоры, подвески и т. п., кроме расчета на разрыв от внутреннего давления по формуле (1), рассчитывают на изгиб, растяжение и сжатие от воздействия собственного веса, веса

транспортируемого продукта, веса снега или обледенения трубы, ветрового давления, а также от воздействий температурных, сейсмических и др.

22. При расчете на изгиб, осевое сжатие или растяжение согласно п. 9 и 10 за расчетное сопротивление принимают R_2 по табл. 2, определяемое из условия достижения металлом в предельном состоянии предела текучести $\sigma_т$.

23. Нагрузки (воздействия), подлежащие учету при расчете на изгиб надземных трубопроводов, и коэффициенты перегрузки принимаются по табл. 4.

Таблица 4

Нагрузки (воздействия), подлежащие учету при расчете на изгиб надземных трубопроводов

Вид нагрузки (воздействия)	Коэффициент перегрузки
Собственный вес трубопровода	1,1
Вес:	
транспортируемого продукта (п. 26)	1
обледенения трубы (п. 27)	1,2
Нагрузка:	
снеговая (п. 28)	1,4
ветровая (п. 29)	1,3
Температурные воздействия (п. 30)	1
Продольные (вдоль оси трубы) напряжения или усилия от расчетного значения внутреннего давления газа, нефти или нефтепродуктов (п. 31) . .	1
Сейсмические воздействия (см. п. 32)	1
Вес строительного оборудования (и материалов), устанавливаемого на трубопровод при его монтаже или ремонте	1,2

24. Сочетания нагрузок и воздействий должны приниматься в наиболее невыгодных комбинациях для трубопровода и отдельных элементов конструкции (опор, тросов, шпренгелей, подвесок, узлов и т. п.).

25. Основные сочетания нагрузок состоят: из собственного веса, веса транспортируемого продукта, продольных усилий от внутреннего давления газа, нефти или нефтепродуктов, температурных воздействий. Дополнительные сочетания состоят из нагрузок, входящих в основные сочетания, с добавлением нагрузок от обледенения и ветровой нагрузки или снеговой нагрузки с умножением расчетных нагрузок, кроме собственного веса и веса транспортируемого продукта, на коэффициент 0,9.

Особые сочетания состоят из сейсмических нагрузок, а также нагрузок, входящих в основные сочетания, с до-

бавлением снеговой нагрузки или нагрузки от обледенения с умножением расчетных нагрузок, кроме собственного веса и веса транспортируемого продукта, на коэффициент 0,8.

Примечание. Сочетание нагрузок с учетом монтажных при расчете на период строительства или ремонта трубопровода относится к дополнительным.

26. Расчетный вес транспортируемого газа вычисляют по формуле

$$q_{\text{газ}} = \gamma_{\text{газ}} \frac{\pi T_0}{4ZT} P_0 D_{\text{вн}}^2 = 215\,\gamma_{\text{газ}} \frac{P_0 D_{\text{вн}}^2}{ZT} \quad кг/м, \qquad (8а)$$

P_0 — расчетное давление газа в $кг/см^2$;

$D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр трубы в $м$;

$\gamma_{\text{газ}}$ — удельный вес газа в $кг/м^3$ при $T_0 = -273°$ и $P_0 = 1$ *ати*;

Z — коэффициент сжимаемости газа;

T — абсолютная температура $T = 273 + t°$, где $t°$ — температура газа в град.

Для природного газа можно принимать

$$q_{\text{газ}} \approx P_0 D_{\text{вн}}^2 \quad кг/м. \qquad (8б)$$

Расчетный вес транспортируемой нефти или нефтепродукта определяется:

$$q_{\text{прод}} = \gamma \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \quad кг/м, \qquad (9)$$

где γ — объемный вес транспортируемой нефти или нефтепродукта.

27. Расчетные нагрузки (с учетом коэффициента перегрузки $n = 1{,}2$) от обледенения трубы принимаются по формуле

$$q_{\text{лед}} = K_{\text{лед}} D_{\text{н}} \quad кг/м, \qquad (10)$$

где $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубы в $м$;

$K_{\text{лед}}$ — коэффициент, принимаемый по табл. 5 в зависимости от района гололедности.

Таблица 5

Район гололедности	I	II	III	IV
$K_{\text{лед}}$	35	35	50	65

Примечание. Район гололедности принимается в соответствии с картой климатических районов гололедности или по данным наблюдений гидрометеослужбы.

28. Расчетная снеговая нагрузка на 1 $м^2$ горизонтальной проекции конструкции перехода (пешеходный мостик, примыкающий к нему трубопровод и т. п.) принимается равной:

$$q_c = 1{,}4\, F_0^c. \qquad (11)$$

Здесь F_0^c — нормативный вес снегового покрова на 1 $м^2$ горизонтальной поверхности земли, принимаемый по табл. 4 гл. II—Б. I СНиП;

1,4 — коэффициент перегрузки.

29. Расчетная нагрузка от воздействия ветра в горизонтальной плоскости для одиночной трубы перпендикулярно ее оси определяется по формуле

$$q_в = 1{,}3 \cdot 0{,}6\, Q D_н \ кг/м, \qquad (12)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы в $м$;

Q — скоростной напор ветра в $кг/м$, определяется по главе II—Б. I СНиП[1].

30. Расчетные значения сжимающих или растягивающих напряжений σ_t и усилия N_t вдоль оси трубы от воздействия изменения температуры без компенсации температурных деформаций в продольном направлении определяются по формулам:

$$\sigma_t = E\alpha\Delta t = 25{,}2\Delta t \ кг/см^2, \qquad (13)$$

$$N_t = \sigma_t F = 25{,}2\, \Delta t F \ кг, \qquad (14)$$

где F — площадь поперечного сечения стенки трубы в $см^2$;

$\Delta t = 50°$ — расчетный перепад температуры; для районов с расчетной температурой воздуха t_p ниже $-40°$ или выше $+40°$ значение температурного перепада принимается $\Delta t = 10 + |t_p|$.

Примечание. На участках трубопроводов, расположенных на расстоянии до 25 $км$ от компрессорных станций со стороны высокого давления, при определении расчетного температурного перепада нужно учитывать нагрев трубопровода транспортируемым продуктом.

При расчете переходов без компенсации продольных деформаций с количеством пролетов не более трех продольное усилие N_t (напряжение σ_t) в трубопроводе от изменения температуры уменьшается на 20%.

31. Расчетное значение продольного растягивающего напряжения от расчетного значения внутреннего давления газа, нефти или нефтепродукта определяют по формуле

$$\sigma_{р.вн} = \xi \sigma_{кц}, \qquad (15$$

[1] Изменение табл. 2 гл. II—Б. I СНиП опубликовано в «Бюллетене строительной техники» № 6, 1959 г.

а расчетное значение продольного усилия — по формуле

$$N_{р.вн} = \sigma_{р.вн} F, \qquad (16)$$

где $\xi = 0{,}5$ — для прямолинейных балочных, шпренгельных и висячих систем при наличии самокомпенсации продольных деформаций, а также для арочных систем;

$\xi = 0{,}3$ — для балочных, шпренгельных и прямолинейных висячих систем без компенсации продольных деформаций при проверке напряжений в растянутой зоне;

$\xi = 0{,}2$ — то же, при проверке напряжений в сжатой зоне;

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного значения внутреннего давления, определяемое по формуле (1а).

Примечание. При расчете арочных систем продольное относительное удлинение оси арки $\varepsilon_{прод}$, возникающее от внутреннего давления, определяется по формуле

$$\varepsilon_{прод} = 0{,}2 \frac{\sigma_{кц}}{E}. \qquad (17)$$

32. Расчетные нагрузки от сейсмических воздействий в вертикальной или горизонтальной плоскости определяются в соответствии с указаниями «Норм и правил строительства в сейсмических районах» (СН 8—57).

33. Определение усилий в балочных, шпренгельных, висячих и арочных системах призводится по упругой стадии их работы согласно общим правилам строительной механики, при этом трубопровод принимается за упругий стержень (прямолинейный или криволинейный), поперечное сечение которого в напряженном состоянии остается плоским и сохраняет свою круговую форму.

При определении усилий следует учитывать изменение расчетной схемы в зависимости от метода монтажа трубопровода, например при расчете арочной системы на собственный вес в зависимости от метода монтажа, арка может рассчитываться как двух или трехшарнирная, а на остальные нагрузки после сварки всех стыков трубопроводов — как бесшарнирная.

34. Сжатые трубопроводы в балочных, арочных, шпренгельных и других системах должны быть рассчитаны на устойчивость (продольную) как в плоскости, так и из плоскости системы.

Висячие переходы пролетом более 150 *м* при расчете на ветровую нагрузку должны проверяться на резонанс применительно к указаниям «Технических условий расчета высоких сооружений на ветровую нагрузку» (СН 40—58).

35. В висячих системах трубопроводы и вспомогательные конструкции подвешивают к тросам или цепям, а для восприятия ветровой нагрузки в соответствии с расчетом устанавливают ветровые связи из тросов (оттяжки и др.) или из профильного металла (элементы ферм).

В конструкциях пролетом до 150 *м* вместо специальных ветровых связей могут быть поставлены наклонные, поддерживающие трубопровод подвески, прикрепленные к раздвинутым по ширине основным несущим тросам.

Переходы трубопроводов диаметром до 529 *мм* включительно могут подвешиваться на пилонах в виде «гибкой нити» без несущих тросов или цепей («висячая труба»), если это допускается по условиям эксплуатации.

36. В шпренгельных системах поперечная жесткость трубопровода обеспечивается устройством двух наклонных или одного вертикального и двух горизонтальных шпренгелей, воспринимающих ветровую нагрузку. Шпренгели (тяжи и стойки) прикрепляют на сварке к муфтам, полумуфтам или накладкам, приваренным к трубопроводу.

37. Арочные переходы осуществляются из одной или двух соединенных между собой связями ниток трубопровода. В однониточных арочных переходах при недостаточной их поперечной жесткости следует устанавливать связи (расчалки) из тросов или устраивать вспомогательные арки из труб меньшего диаметра (или из другого профиля), соединенные с основными трубопроводами связями жесткости; расстояние между арками может быть постоянным или увеличивающимся к опорам.

38. В висячих, шпренгельных и арочных системах в тяжах, тросах и расчалках, воспринимающих ветровую нагрузку, следует создавать предварительное натяжение, равное половине усилия от расчетной ветровой нагрузки.

39. Надземные трубопроводы при воздействии поперечных нагрузок и продольных (осевых) усилий рассчитываются по формуле

$$\frac{N}{F} \pm \frac{M}{W} \leqslant R_2. \qquad (18)$$

В соответствующих случаях следует вводить коэффициент сочетания нагрузок, согласно п. 25 настоящих указаний.

В формуле (18):

R_2 — расчетное сопротивление материала трубы, определяемое по табл. 2;

N — расчетное продольное (осевое) усилие в трубопроводе в *кг*, полученное как алгебраическая сумма усилий от температурных воздействий (п. 30), от внутреннего давления продукта (п. 31), а также усилий, определяемых в соответствии с принятой конструктивной схемой сооружения, каждое со своим коэффициентом перегрузки.

$$M = M_1 + M_2, \tag{19}$$

где M — расчетный изгибающий момент в рассматриваемом сечении от воздействия поперечных расчетных нагрузок (M_1) и от внецентренного приложения расчетной продольной силы с учетом прогиба трубопровода (M_2). M_1 и M_2 определяют в зависимости от вида загружения, схемы конструкции и ее опирания (см. п. 40); если в процессе монтажа трубопровода расчетная схема конструкции изменяется, то это необходимо учитывать при расчете (суммируя значения M_1 и M_2, найденные при двух различных расчетных схемах и соответствующих им нагрузках);

W,F — момент сопротивления и площадь стенки поперечного сечения трубы (приложение 2, табл. 6).

40. Изгибающие моменты M_1 и M_2 в формуле (19) для балочных конструкций определяют:

от поперечных нагрузок по формуле

$$M_1 = aql^2; \tag{20}$$

от продольных усилий по формуле

$$M_2 = \frac{Nf}{1 \mp \psi}. \tag{21}$$

В формулах (20) и (21):

a — коэффициент, принимаемый равным: 0,125 — при расчете разрезных конструкций; 0,084 — при расчете неразрезных конструкций для определения момента в опорном сечении; 0,042—то же, для определения момента в сечении по середине пролета;

q — сумма расчетных нагрузок на единицу длины трубопровода;

l — расчетный пролет трубопровода;

$f = \frac{bql^4}{EJ}$ — прогиб трубопровода в рассматриваемом сечении от расчетной поперечной нагрузки;

b — коэффициент, принимаемый равным: 0,013 — при расчете разрезных конструкций; 0,0026 — при расчете многопролетных неразрезных конструкций с равными пролетами и защемленными концами;

$$\psi = \frac{Nl_0^2}{\pi^2 EJ},$$

где l_0 — свободная длина рассчитываемого участка трубопровода.

Для прямолинейных переходов с защемленными концами принимается: при одном пролете $l_0 = 0{,}6l$;

при двух и более пролетах $l_0 = 0{,}7l$,

где l — расчетная длина данного пролета.

При сжимающем усилии N в знаменателе формулы (21) принимают знак минус (—), а при растягивающем усилии N — знак плюс (+).

41. При зигзагообразной прокладке трубопроводов в виде ломаной линии (с вваренными коленами в местах поворота) напряжения изгиба в местах поворота трубопровода проверяются по формуле

$$\sigma_и = \frac{3\cos\varphi J\,(E\alpha\Delta t + 0{,}2\,\sigma_{кц})\left(\frac{1}{W} - \frac{1}{f_{зм}F}\right)}{f_{зм}} + \frac{0{,}0833\,q_в l^2}{W} + 0{,}5\,\sigma_{кц} \leqslant R_2, \qquad (22)$$

где φ — угол между осью трубопровода и прямой, соединяющей неподвижные (мертвые) опоры;

l — величина рассматриваемого пролета (расстояние между центрами опор);

$f_{зм}$ — расчетная (начальная) стрелка «змейки», равная расстоянию от места изгиба трубопровода (вершины волны) до прямой, соединяющей неподвижные опоры;

J, W и F — момент инерции, момент сопротивления и площадь поперечного сечения трубы;

$q_в$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод в *кг/м*.

VI. РАСЧЕТ КОМПЕНСАТОРОВ

42. При определении изменения длины надземного трубопровода для компенсации его продольных деформаций должны учитываться деформации от изменения температуры стенок труб Δ_t и изменения давления в трубопроводе Δ_p.

Суммарная продольная деформация трубопровода

$$\Delta = \Delta_t + \Delta_p. \tag{23}$$

Удлинение (укорочение) трубопровода от изменения температуры стенок труб на компенсируемом участке трубопровода

$$\Delta_t = \pm \alpha \Delta t L_{\text{комп}} \tag{24}$$

Удлинение трубопровода от внутреннего давления на компенсируемом участке

$$\Delta_p = \frac{0{,}2\,\sigma_{\text{кц}} L_{\text{комп}}}{E}, \tag{25}$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ — расчетные кольцевые напряжения от внутреннего давления в *кг/см*^{2}, определяемые по формуле (1а);

$L_{\text{комп}}$ — длина компенсируемого участка трубопровода, равная расстоянию между неподвижными опорами или местами выхода трубопровода из грунта.

Укорочение трубопровода вычисляется только от температуры при отсутствии внутреннего давления.

Значение Δ не должно превышать допускаемых величин деформаций $\Delta_к$ компенсатора, определяемых согласно указаниям п. 43.

43. Допускаемые деформации компенсаторов в сантиметрах без предварительной растяжки определяются по формулам:

а) для П-образных компенсаторов

$$\Delta_к = \frac{2\,\sigma_{\text{комп}}}{E D_н l_к m_к} A; \tag{26}$$

$$A = \frac{1}{K_ж}(\pi \rho_к l_к - 2{,}28\,\rho_к^2 l_к + 1{,}4\,\rho_к^3) + 0{,}67 l_к^3 + l_п l_к^2 - 4\rho_к l_к^2 + 2\rho_к^2 l_к - 1{,}33\rho_к;$$

б) для Z-образных компенсаторов (компенсаторов с двумя свободными коленами)

$$\Delta_к = \frac{\sigma_{\text{комп}}}{E D_н l_к m_к} B; \tag{27}$$

$$B = \frac{1}{K_ж}(\pi\rho_к l_к^2 - 2{,}28\rho_к^2 l_к + 1{,}4\rho_к^3) + 0{,}67 l_к^3 - 2\rho_к l_к^2 + 2\rho_к^2 l_к - 1{,}33\rho_к;$$

в) для Г-образных компенсаторов (компенсаторов с одним свободным коленом)

$$\Delta_к = \frac{0{,}67\sigma_{комп} l_к^2}{E D_н}. \qquad (28)$$

В формулах (26), (27) и (28) приняты обозначения:

$\sigma_{комп}$ — расчетные напряжения в продольном направлении в коленах компенсатора в *кг/см*^{2}, величина которых не должна превышать значений, указанных в п. 44;

$K_ж$ — коэффициент уменьшения жесткости колена, определяемый согласно п. 45;

$m_к$ — коэффициент увеличения напряжений в коленах, определенный согласно п. 45;

$D_н$ — наружный диаметр трубы в *см*;

$\rho_к$ — радиус кривизны колена в *см*;

$l_к$ — вылет компенсатора в *см*;

$l_п$ — ширина полки компенсатора в *см*.

При расчетах деформативности компенсаторов допускается учет их предварительной растяжки.

44. Расчетные напряжения $\sigma_{комп}$ в продольном направлении в коленах компенсатора должны удовлетворять условиям:

а) для компенсаторов, работающих без восприятия моментов от вертикальной или горизонтальной нагрузок (горизонтальных или наклонных компенсаторов),

$$\sigma_{комп} \leqslant R_2 - 0{,}5\,\sigma_{кц}; \qquad (29)$$

б) для вертикальных компенсаторов, являющихся одновременно опорами, при отсутствии поворота сечения на этих опорах

$$\sigma_{комп} = R_2 - 0{,}55\,\sigma_{кц}; \qquad (30)$$

в) то же, при наличии поворота сечения на опорах-компенсаторах

$$\sigma_{комп} \leqslant R_2 - (0{,}5\,\sigma_{кц} + \sigma'_и), \qquad (31)$$

где R_2 — расчетное сопротивление по табл. 2;

$\sigma_{кц}$ — расчетные кольцевые напряжения по формуле (1а);

$\sigma'_и$ — наибольшее напряжение изгиба в опорном сечении компенсатора от расчетных нагрузок, определяемое по общим правилам согласно принятой

конструктивной схеме данного участка надземного трубопровода.

Примечание. Толщину стенок труб компенсатора обычно принимают такой же, как и в остальной части данного надземного трубопровода.

45. Коэффициент уменьшения жесткости $K_к$ и увеличения напряжений $m_к$ для колен компенсатора при $\lambda_к < 0{,}3$ определяют по формулам:

для гнутых колен

$$K_ж = \frac{\lambda_к}{1{,}65}; \tag{32}$$

для сварных колен

$$K_ж = \frac{\lambda_к^{5/6}}{1{,}52}; \tag{33}$$

для гнутых и сварных колен

$$m_к = \frac{0{,}9}{\lambda_к^{2/3}}, \tag{34}$$

где

$$\lambda_к = \frac{\delta \rho_к}{r_с^2};$$

δ — толщина стенки колена в *см*;

$r_с$ — средний радиус трубы в *см*;

$\rho_к$ — радиус изгиба оси колена в *см*.

46. Реакция отпора (распор) $H_к$ компенсаторов при продольных деформациях надземного трубопровода определяют по формулам:

а) для П-образных и Z-образных компенсаторов

$$H_к = \frac{2W \sigma_{комп}}{m_к l_к}; \tag{35}$$

б) для Г-образных компенсаторов

$$H_к = \frac{W \sigma_{комп}}{l_к}, \tag{36}$$

где W — момент сопротивления сечения трубы;

$m_к l_к$ и $\sigma_{комп}$ — имеют прежние значения.

VII. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК НА ОПОРЫ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

47. Опоры надземных трубопроводов устраиваются свайными, сборными из железобетонных колец, рамными из железобетонных элементов, бутобетонными, каменными, а также в виде земляных отсыпок.

Трубопровод может опираться на опоры сверху либо подвешиваться к ригелям или балкам снизу. В балочных системах надземных трубопроводов крайние (береговые) опоры, как правило, не устраиваются; при слабых грунтах, неустойчивых откосах и при максимальных расчетных пролетах применяются опоры из железобетонных плит.

Размер плитных опор определяется величиной вертикальной опорной реакции опирающегося на них трубопровода и характером грунта; площадь опирания должна быть не менее 0,4 $м^2$. Поверх плит (под трубопровод) подсыпается песчаная подушка толщиной 12—18 *см* или устраивается специальное бетонное ложе, допускающее продольные перемещения трубопровода.

При наличии электрозащиты трубопровода от коррозии на участках, прилегающих к месту надземной прокладки на переходах небольшой протяженности (до 100—300 *м*), следует в пределах открытого участка предусмотреть электроизоляцию трубопровода от опор.

48. В прямолинейных балочных переходах опорные части не должны допускать поперечных смещений.

При зигзагообразной укладке опорные части неподвижных опор лучше устраивать вращающимися.

Опорные части на подвижных опорах при зигзагообразной укладке должны допускать свободное перемещение трубопровода вдоль и перпендикулярно его оси в пределах расчетных деформаций, увеличенных в 1,5 раза. По краям опорных частей должны ставиться ограничительные упоры.

49. Все опоры и опорные части должны рассчитываться на восприятие как вертикальных, так и горизонтальных усилий, передаваемых трубопроводами и вспомогательными конструкциями.

Опоры висячих и арочных конструкций рассчитываются на совместное действие вертикальных и горизонтальных нагрузок.

При расчете опор арочных систем и анкерных опор висячих систем обязательны проверки на опрокидывание и сдвиг.

50. Промежуточные опоры в балочных конструкциях при подвижных опорных частях должны проверяться на изгиб вдоль оси трубопровода от воздействия силы трения.

При жестком креплении трубопровода к опорам последние вдоль оси трубопровода проверяются на величину возможного продольного смещения трубопровода от изменения внутреннего давления и температуры стенок труб. Сме-

щение прямолинейного трубопровода определяется по формулам:

при укладке без устройства компенсаторов

$$\Delta_{оп} = 0{,}2L\,\frac{\sigma_{р.\,вн} + \sigma_t}{E}; \qquad (37)$$

при укладке с постановкой компенсаторов

$$\Delta_{оп} = L_{оп}\,\frac{\sigma_{р.\,вн} + \sigma_t}{E}, \qquad (38)$$

где L — полная длина открытого участка трубопровода;

$L_{оп}$ — расстояние от неподвижной опоры до рассчитываемой подвижной опоры;

σ_t и $\sigma_{р.вн}$ — продольные напряжения, определяемые по формулам (13) и (15) в трубопроводе от изменения температуры и от внутреннего давления (растяжения или сжатия);

E — модуль упругости металла труб.

51. Промежуточные опоры, помимо вертикальных и горизонтальных продольных нагрузок, должны рассчитываться на горизонтальные нагрузки, действующие перпендикулярно оси трубопровода.

В прямолинейных конструкциях без компенсации продольных деформаций расчет производится на ветровую нагрузку и составляющую продольных усилий при возможном отклонении трубопровода от прямой линии в плане; в этих случаях расчетное усилие (горизонтальная составляющая опорной реакции), действующее на опору перпендикулярно оси перехода в горизонтальной плоскости, определяется по формуле

$$A_{го} = A_в + A_{rf} = q_в\left(\frac{l_{лев} + l_{прав}}{2}\right) + 0{,}01(N_{р.\,вн} + N_t). \qquad (39)$$

В прямолинейных конструкциях с компенсаторами, когда невозможно смещение трубопровода перпендикулярно его оси, горизонтальная составляющая опорной реакции определяется только от ветра по формуле

$$A_{го} = A_в = q_в\left(\frac{l_{лев} + l_{прав}}{2}\right), \qquad (40)$$

где $A_в$ — усилие от ветра, действующее на опору перпендикулярно оси трубопровода;

A_{rf} — усилие, возникающее перпендикулярно оси трубопровода вследствие его отклонения в плане от прямой линии, принимаемое равным 0,01 от величины продольного усилия;

$q_в$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод, определяемая по формуле (12);

N_t и $N_{р.вн}$ — продольные усилия в трубопроводе, определяемые по формулам (14) и (16).

На подвесных опорах горизонтальная составляющая опорной реакции, приложенная к вершине опоры, равняется:

$$A_{го} = q_{полн} \frac{l_{лев} + l_{прав}}{2} \cdot \frac{S}{h}, \qquad (41)$$

где $q_{полн}$ — полная вертикальная расчетная нагрузка от собственного веса, веса продукта и обледенения;

S — суммарное поперечное горизонтальное перемещение трубопровода на опоре, вызываемое внутренним давлением в трубопроводе, изменением температуры и ветровой нагрузкой;

h — расстояние от места крепления подвески к опоре до оси трубопровода.

52. В трубопроводах, уложенных зигзагообразно в плане в виде «змейки» на неподвижные (мертвые) опоры, вдоль оси трубопровода передается горизонтальная составляющая опорной реакции от изменения температуры и внутреннего давления, равная:

при скользящих промежуточных опорах

$$A_{tp} = \frac{3 \cos \varphi_{зм} J (E \alpha \Delta t + 0{,}2 \sigma_{кц})}{f_{зм}^2} + \frac{q_{полн} \theta_{макс} k_{оп} L^2}{8 f_{зм}}; \qquad (42)$$

при подвесных промежуточных опорах

$$A_{tp} = \frac{3 \cos \varphi_{зм} J (E \alpha \Delta t + 0{,}2 \sigma_{кц})}{f_{зм}^2} + \frac{q_{полн} L^2}{12 f_{зм}} \frac{S}{h}; \qquad (43)$$

горизонтальная составляющая от ветровой нагрузки:

при скользящих промежуточных опорах

$$A_в = \frac{q_в k_{оп} L^2}{8 f_{зм}}; \qquad (44)$$

где S и h—для средней (угловой) опоры;

при подвесных промежуточных опорах

$$A_в = \frac{q_в L^2}{8 f_{зм}}. \qquad (45)$$

Передающиеся на неподвижную опору от смежных пролетов усилия от ветровой нагрузки $A_{в1}$ и $A_{в2}$ действуют в одну и ту же сторону, а усилия от изменения температу-

ры и внутреннего давления A_{tp1} и A_{tp2} — в разные стороны. Исходя из этого расчетное продольное усилие на подвижную опору определяется по формуле

$$A_{гн} = A_{в1} + A_{в2} + (A_{tp1} - 0{,}8A_{tp2}); \qquad (46)$$

здесь индекс 1 относится к пролету большей длины.

Продольные горизонтальные усилия, действующие на скользящие или катковые промежуточные опоры, определяются по формуле

$$A_{гп} = \Theta_{макс}\, q_{полн}\, \frac{l_{лев} + l_{прав}}{2}. \qquad (47)$$

В формулах (42)—(45):

$\varphi_{зм}$ — угол между осью трубопровода и прямой, соединяющей неподвижные опоры;

L — расстояние между неподвижными опорами по прямой;

$f_{зм}$ — расчетная (начальная) стрелка «змейки», т. е. расстояние от места изгиба трубопровода (вершины волны) до прямой, соединяющей неподвижные опоры;

J — момент инерции поперечного сечения трубопровода;

$q_{полн}$ — полная вертикальная расчетная нагрузка от собственного веса, веса продукта и обледенения;

$q_в$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод;

$l_{лев}$ и $l_{прав}$ — размеры пролетов, примыкающих к рассчитываемой опоре;

$\Theta_{макс}$ и $\Theta_{мин}$ — максимальное и минимальное значение коэффициента трения; при трении стали по стали $\Theta_{макс} = 0{,}3$ и $\Theta_{мин} = 0{,}15$;

$k_{оп}$ — коэффициент, учитывающий передачу части нагрузки на промежуточные опоры, принимаемый равным при одной промежуточной опоре 0,8, при трех промежуточных опорах 0,6, при пяти промежуточных опорах 0,5 и при семи промежуточных опорах 0,4.

53. При прямолинейных трубопроводах с П- или Г-образными компенсаторами продольное усилие, действующее на неподвижную опору, равно:

$$A_{гн} = (\Sigma A_{гп} + N_{к_1}) - 0{,}8\,(\Sigma A_{гп} + N_{к_2}), \qquad (48)$$

где $N_{к1}$ и $N_{к2}$ — отпоры компенсаторов на соответствующих участках трубопровода слева и справа от неподвижной опоры;

$\Sigma A_{гп}$ — сумма продольных горизонтальных усилий, действующих на промежуточные подвижные опоры на участках от неподвижной опоры до компенсаторов слева и справа. Индекс 1 относится к большей величине $(\Sigma A_{гп} + N_к)$ слева или справа от рассчитываемой неподвижной опоры.

54. Расчет конструкций опор производится согласно указаниям технических условий проектирования конструкций из соответствующего материала.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

I. Общие указания 3

II. Стальные трубы для магистральных трубопроводов 4

III. Расчет трубопроводов на внутреннее давление 7

IV. Определение радиусов изгиба подземных трубопроводов и веса балласта для подводных трубопроводов 9

V. Расчет надземных трубопроводов 11

VI. Расчет компенсаторов 19

VII. Определение нагрузок на опоры надземных трубопроводов . 21

Государственный Комитет Совета Министров СССР

УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ МАГИСТРАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

* * *

Госстройиздат
Москва, Третьяковский проезд, д. 1

* * *

Редактор издательства В. П. Страшных
Технический редактор Н. К. Боровнев
Корректор И. В. Бошнякович

Сдано в набор 29/IX-1961 г.
Подписано к печати 2/I-1962 г.
Бумага 84×108¹/₃₂=0,44 бум. л. — 1,43 усл. печ. л. (1,32 уч.-изд. л.). Тираж 8 000 экз. Изд. № XII-6559
Зак. № 472 Цена 7 коп.

Типография № 4 Госстройиздата,
г. Подольск, ул. Кирова, д. 25.

gost.e-ecolog.ru