

**РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ  
И НЕДОПУСТИМЫЕ ПЛАСТИЧЕСКИЕ ДЕФОРМАЦИИ**

ПК375+30,5-ПК376+52,0

Ввод исходных данных

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Расчетное рабочее давление по ТЗ	$p$	1.2 МПа
Наружный диаметр газопровода по ТЗ	$d_e$	630 мм
Коэффициент несущей способности труб п.5.87 СП42-102-2004	$\eta$	1
Нормативное сопротивление одноосному растяжению металла труб и сварных соединений из условий работы на разрыв	$R_{un}$	470 МПа
Нормативное сопротивление одноосному растяжению, сжатию и изгибу металла труб и сварных соединений из условия достижения предела текучести	$R_{yn}$	265 МПа
Коэффициент условий работы газопровода табл. 1 и табл. 3* СНиП 2.05.06-85*	$m$	0.75
Коэффициент надежности по назначению газопровода табл.11 СНиП 2.05.06-85*	$k_n$	1.00
Расчетный температурный перепад	$\Delta t$	30 °C
Коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла	$\mu_{упр}$	0.3
Модуль упругости материала трубы	$E$	206000 МПа
Коэффициент линейного расширения	$\alpha$	0.000012 град <sup>-1</sup>
Радиус упругого изгиба оси газопровода	$\rho$	5000 м

**Определение толщины стенки газопровода**

Расчетное предельное состояние, за которое принимают условие прочности металла труб на разрыв определяется по формуле:

$$R = \frac{R_{un}}{2,6} = 180.8 \text{ МПа}$$

Расчетное предельное состояние, за которое принимают условие появления пластических деформаций определяется по формуле:

$$R = \frac{R_{yn}}{1,5} = 176.7 \text{ МПа}$$

Значение расчетного сопротивления  $R$  определяют по формуле:

$$R = \min\left(\frac{R_{un}}{2,6}; \frac{R_{yn}}{1,5}\right) = 176.7 \text{ МПа}$$

Расчетная толщина стенки газопровода определяется по формуле:

$$t = \frac{pD_n \eta}{2(R + 0,6p)} = 2.13 \text{ мм}$$

Согласно п. 5.4.3 СНиП 42-01-2002 на подводных переходах следует применять стальные трубы с толщиной стенки на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм, т.е.

$$t = 5 \text{ мм}$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл	

									Лист
									1
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Изоляция: **весьма усиленная, экструдированный полиэтилен**

Срок службы газопровода, лет **40**

Прибавка на общую коррозию, мм/год **0**

Прибавка на толщину стенки газопровода с учетом коррозии составит:

$$40 \cdot 0 = 0 \text{ мм}$$

С учетом вышеизложенного принимаем толщину стенки трубопровода  $t_{nom} =$  **7** мм

### Проверка прочности подземного газопровода

Проверка прочности подземного газопровода при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений состоит в соблюдении следующих условий:

$$\sigma_{npNS} \leq 1,15R; \quad (1)$$

$$\sigma_{npS} \leq 1,3R; \quad (2)$$

где  $\sigma_{npNS}$  - продольное осевое напряжение, МПа;

$\sigma_{npS}$  - продольное фибровое напряжение, МПа;

определяемые по формулам:

$$\sigma_{npNS} = \left| \frac{\mu_{ynp} p (d_e - 1,2t_{nom})}{2t_{nom}} - \alpha E \Delta t \right| + \sigma_c = 75.18 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{npS} = \left| \frac{\mu_{ynp} p (d_e - 1,2t_{nom})}{2t_{nom}} - \alpha E \Delta t \right| + E d_e / (2\rho) + \sigma_{oy} + \sigma_c = 148.15 \text{ МПа}$$

Значения  $\sigma_{oy}$  и  $\sigma_c$  принимаем согласно п. 5.90 СП 42-102-2004:

$$\sigma_{oy} = 60 \text{ МПа}, \quad \sigma_c = 17 \text{ МПа}.$$

Проверяем выполнение условий (1) и (2):

Условие (1):  $75.18 < 203.2$  выполняется

Условие (2):  $148.15 < 229.7$  выполняется

### Проверка газопровода на недопустимые деформации

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p \cdot d_{вн}}{2t_{nom}} = 52.80 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_{yn}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_{yn}} = 0.859 \quad (3)$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №						Лист	
Инв. № подл.	Подп. и дата						0	2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

