Библиотека СОК

Канд. техн. наук В.Я. Магалиф, ООО « НТП Трубопровод»,

канд. техн. наук Я. А Ковылянский ОАО «ВНИПИЭнергопром»

Теоретические основы конструирования трубопроводов тепловых сетей

(справочно-методический материал)

Москва 2005-07-21

Оглавление

Введение. Область применения новых конструкций инженерных сетей с ППУ - изоляцией 3
1. Особенности работы трубопроводов, защемленных в грунте 4
2. Разрушение от нагрева, циклическая прочность 7
3. Допускаемые осевые напряжения от нагрева 11
4. Оценка прочности в программной системе «Старт» 12
5. Данные по коррозии тепловых сетей и прибавкам к толщине стенки. 14
6. Тройниковые соединения 16
7. Номограммы для тепловых сетей бесканальной прокладки 21
8. Влияние подушек 25
9. Расчетные нагрузки 26
10. Применение стартовых компенсаторов 28
11. Прочность ППУ - изоляции и допустимая глубина заложения 30
12. Номограммы для тепловых сетей традиционных конструкций 32
13. Расстояния между промежуточными опорами 35
14. Реальная конструкция и компьютерная модель 38
15. Литература 42

Введение. Область применения новых конструкций инженерных сетей с ППУ - изоляцией

Наиболее распространенными конструкциями инженерных сетей с промышленной ППУ – изоляцией на сегодня являются:

– стальные жесткие,

– полимерные гибкие.

Материалом для полимерных труб с ППУ – изоляцией служит, как правило, сшитый полиэтилен PEX. Для каждого типа существует своя область применения (см. таблицу).

Области применения трубопроводов с ППУ - изоляцией

Трубопроводы с ППУ - изоляцией	Ограничения по		
	диаметру, *мм*	давлению, *МПа*	температуре, *°С*
Жесткие стальные	≤ 1020	≤ 10.0*	≤ 130
Гибкие из сшитого полиэтилена PEX	≤ 160	≤ 1.0	≤ 95

* **Примечание.** Ограничение для тонкостенных (электросварных) труб.

Для примера, в Москве ежегодно прокладывается порядка 300 -т километров инженерных сетей из стальных труб и 120 -ти километров - из полимерных.

Обладая высокой теплоизолирующей способностью, вспененный пенополиуретан склонен к старению (и соответственно - разрушению) при высоких температурах. Согласно зарубежным данным [17] при постоянной температуре 120 ºС срок службы ППУ составляет 30 лет, а при 150ºС – всего 1.5 года. Спасает то обстоятельство, что реально в тепловых сетях высокие температуры действуют весьма непродолжительное время. При графике 150-70ºС продолжительность действия температуры более 130ºС по данным ОАО «Мосэнерго» не превышает 10 суток в году, а 150 ºС – 30 часов в году, даже для магистральных теплопроводов большого диаметра. Как показывает накопленный опыт, кратковременные повышения температуры существенно не сказываются на старении ППУ и поэтому график 150-70 ºС для стальных труб с ППУ – изоляцией можно с определенной натяжкой считать допустимым.

Преимуществом полимерных труб является стойкость против коррозии и высокая компенсирующая способность при нагреве. Имея малый диаметр и гофрированный наружный кожух изоляции, они работают по принципу гибкого шланга. Устройство специальных поворотов и компенсаторов осевых перемещений здесь не требуется. Излишними являются и соответствующие расчеты на прочность. Такие трубы служат десятилетиями. Однако из-за жестких ограничений по рабочему давлению, напрямую зависящему от средней темпера-

туры всего срока эксплуатации, а также максимальному диаметру 160мм, их нельзя рассматривать как альтернативу стальным трубам, особенно в первичных сетях теплоснабжения. Область их применения на сегодня – низкотемпературные внутриквартальные сети с температурным графиком 95 -70 ºС (допускается кратковременное повышение температуры до 110 ºС).

Ниже будем рассматривать только стальные трубопроводы с ППУ - изоляцией (группа «а» согласно классификации СНиП на тепловые сети [4]).

1. Особенности работы трубопроводов, защемленных в грунте

Бесканальная прокладка тепловых сетей имеет определенную специфику. Трубопроводные трассы имеют зоны скольжения, в которых осуществляется компенсация температурных расширений за счет угловых и линейных деформаций, и зоны неподвижности, в которых температурные расширения компенсируются осевыми напряжения растяжения – сжатия. Зоны скольжения обычно имеют место вблизи углов поворота трассы, а неподвижные зоны – на длинных прямых участках. При отсутствии зон неподвижности между смежными зонами скольжения образуются естественные неподвижные точки – так называемые мнимые неподвижные опоры. Примеры трасс даны на рисунках 1 и 2.

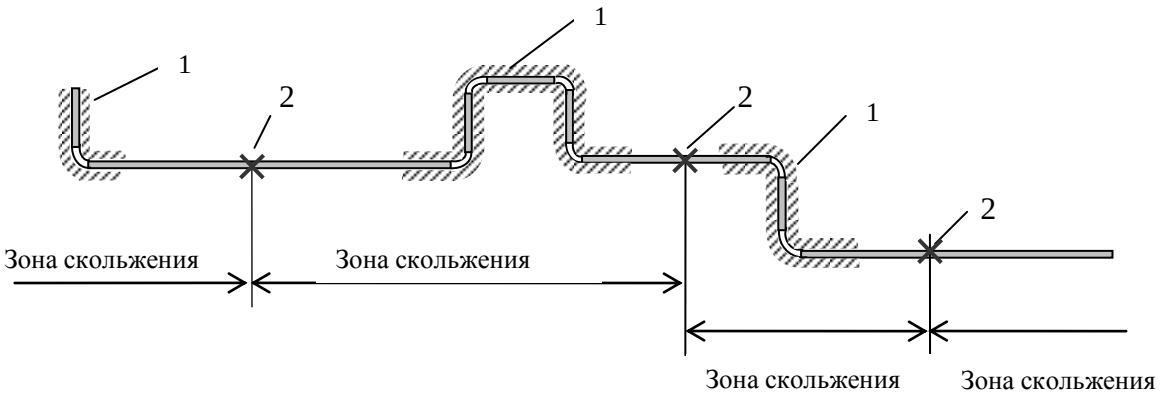


Рис. 1. Трасса без зон неподвижности с мнимыми неподвижными опорами
1 – компенсирующая подушка, 2 – мнимая неподвижная опора

Благодаря сопротивлению грунта продольным и боковым перемещениям на порядок возрастают осевые усилия, вследствие чего такие трубопроводы имеют более низкую компенсирующую способность и в то же время значительно более высокие нагрузки на концевые неподвижные опоры в зонах скольжения. Под компенсирующей способностью понимается восприятие температурных расширений за счет гибкости трубопроводной трассы.

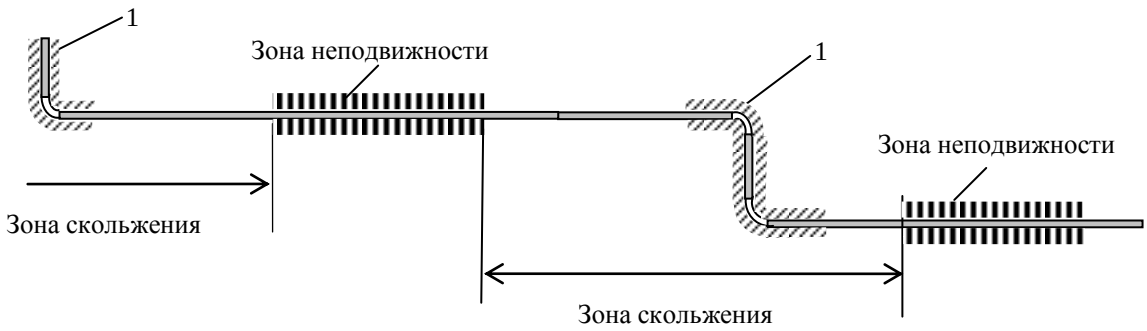


Рис.2. Трасса с зонами скольжения и неподвижности
1 – компенсирующая подушка

Проиллюстрируем это положение на примере типовых схем самокомпенсации: Г и Z – образных поворотов и П – образных компенсаторов. Будем сравнивать плоские горизонтальные схемы воздушной прокладки (на опорах) с такими же схемами бесканальной прокладки в грунте.

Сравнение проводится на примере трубопровода 219х6, материал сталь 20, температурный перепад 130 *°C*, внутреннее давление 1.6 *МПа*.

Задача решается в следующей постановке:

- вылеты одинаковы во всех схемах,

- компенсируемая длина *L* определяется в каждом конкретном случае из условия, что максимальные расчетные напряжения не превышают (на пределе) уровня допускаемых. Эта длина и является критерием компенсирующей способности.

В расчетах принято

- для воздушной прокладки: коэффициент трения в промежуточных скользящих опорах 0.3, изоляция – минеральная вата в оцинкованном кожухе,

- для бесканальной прокладки: глубина заложения от поверхности земли до оси трубы 1.5 метра, изоляция ППУ, окружающий трубу грунт – песок.

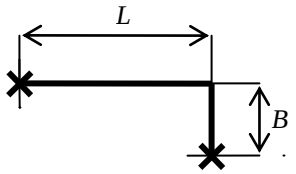
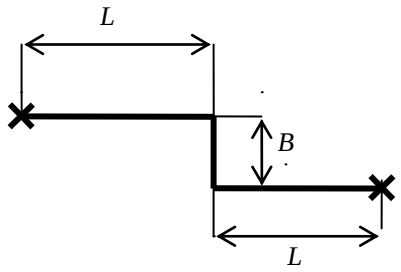
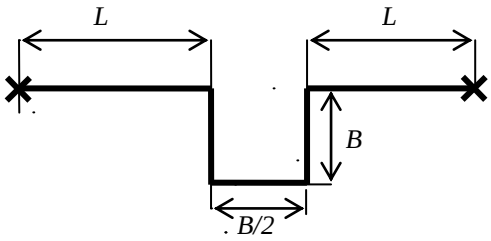
- в *Z* и П – образных схемах плечи одинаковы и равны *L*. Так что общая компенсируемая длина равна 2*L*.

Результаты расчетов по программе **Старт-Экспресс** сведены в таблицу (компенсируемая длина *L* в числителе и нагрузка на неподвижную опору *N* в знаменателе). Из анализа результатов следует

- компенсируемые длины *L* отличаются в 2 – 14 раз, а нагрузки на неподвижные опоры (расположенные в зоне скольжения подземного трубопровода) *N* в 2.5 - 12 раз;
- компенсирующая способность трубопроводов бесканальнй прокладки существенно ниже, а нагрузки на опоры – выше;

- при увеличении вылета B с шести до десяти метров (в 1.7 раза) компенсирующая способность при воздушной прокладке резко возрастает, а в трубопроводах, защемленных в грунте, она наоборот падает.

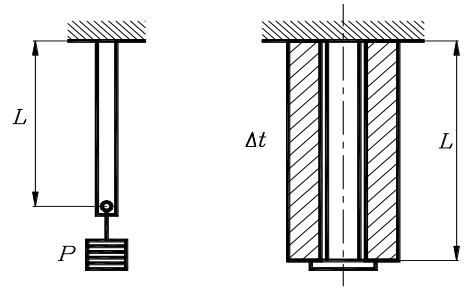
Компенсирующая способность типовых схем и нагрузки на опоры

Схема компенсации	$\frac{L, м}{N, т}$			
	Прокладка			
	воздушная (на опорах)	бесканальная в грунте	воздушная (на опорах)	бесканальная в грунте
	Вылет $B = 6$ *м*		Вылет $B = 10$ *м*	
	$\frac{71}{2.5}$	$\frac{36}{29}$	$\frac{195}{4.8}$	$\frac{30}{24}$
	$\frac{195.5}{5.7}$	$\frac{45}{36}$	$\frac{375.5}{9.1}$	$\frac{35}{28}$
	$\frac{202.5}{5.4}$	$\frac{38}{30}$	$\frac{506}{12}$	$\frac{35}{28}$

Специфика поведения трубопроводов, защемленных в грунте, во многом обесценила тот многолетний опыт, который накапливался и передавался от одного поколения проектировщиков тепловых сетей другому. Теперь проектировать тепловые сети без проведения серьезных расчетов стало намного сложнее. Именно поэтому Госгортехнадзором РФ в 2001 году введены в действие Нормы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей РД-10-400-01 [1], а нами создана линейка программных продуктов **Старт, Старт - Лайт** и **Старт - Экспресс** для расчетов трубопроводов на прочность, в которых эти нормы реализованы. Указанные программные продукты получили широкое распространение в практике проектирования тепловых сетей. Результаты расчетов, приводимые в этом материале, получены с помощью ПС **Старт - Экспресс**.

2. Разрушение от нагрева, циклическая прочность

Нормы подразделяют нагрузки, действующие на трубопровод, на силовые и деформационные. Опасность силового и деформационного нагружения различна.



а) б)

Рис. 3. Варианты нагружения стального образца

На рисунке 3 показано два варианта нагружения стального образца одинаковой длины *L*. На рисунке 3а растяжение осуществляется с помощью подвешенного груза, а на рисунке 3б - путем нагрева массивного цилиндра (сечение заштриховано). В первом случае параметром внешнего воздействия выступает сила *P* (силовое воздействие), а во втором – температурный перепад Δ*t* (деформационное воздействие).

Пусть материал стержня саль 20. При температуре 130°С имеем следующие расчетные характеристики: предел текучести σ_p - 220 *МПа,* временное сопротивление (предел прочности) $\sigma_в$ - 400 *МПа,* модуль упругости Е - $2\cdot10^5$ *МПа*. Начало образования пластических деформаций характеризуется относительной деформацией $\varepsilon_p = \frac{\Delta l}{l} = \frac{\sigma_p}{E}$, $\varepsilon_p = \frac{220}{2\cdot10^5} = 0.0011 = 0.11\%$ и опасность разрушения будет определяться соотношениями

– при силовом воздействии $\frac{\sigma_в}{\sigma_p} = \frac{400}{220} = 1.8$;

– при деформационном $\frac{\delta}{\varepsilon_p} = \frac{100}{0.11} = 910$;

где δ – удлинение при разрыве.

Для того чтобы разрушить образец после появления пластических деформаций, достаточно увеличить силовое воздействие в 1,8 раза, в то время как деформационное (в нашем случае температурный перепад) – почти в тысячу раз. Поэтому, трудно представить себе разрушение, вызванное температурным нагревом.

Пластические деформации вследствие нагрева могут иметь место только в трубопроводах, неподвижно закрепленных на концах. При постоянном температурном перепаде эти деформации в диапазоне интересующих нас температур не могут привести к разрушению, а

потому не опасны. По изложенным соображениям **нормы расчета на прочность [1] жестко ограничивают уровень допускаемых напряжений от силовых воздействий и значительно увеличивают этот уровень при сочетании силовых воздействий с температурным нагревом.**

Для трубопроводов тепловых сетей условия статической прочности выглядят следующим образом

- от внутреннего (избыточного) давления

$$\sigma \le [\sigma]$$

где $[\sigma]$ – номинальное допускаемое напряжение, нормативные значения $[\sigma]$ приведены в разделе 3,

- от веса и давления в рабочем (т. е. нагретом до рабочей температуры) или холодном состоянии трубопровода

$$\sigma \le 1.1[\sigma],$$

допускаемые напряжения увеличиваются на 10%,

- от всех воздействий в рабочем состоянии трубопровода (кроме веса и давления действует температурный нагрев)

$$\sigma \le 1.5[\sigma],$$

допускаемые напряжения увеличиваются на 50% и нередко достигают предела текучести σ_p.

Первые два условия являются обязательными. Последнее может не выполняться, если соблюдается требование циклической прочности, а именно - повреждаемость от действия знакопеременных нагрузок, обусловленных колебаниями температуры, оказывается в допустимых пределах. Колебания температуры характерны для трубопроводов тепловых сетей и именно ими во многом определяется прочность таких теплонапряженных элементов как криволинейные элементы (отводы) и Т- образные соединения (сварные и штампованные).

Разрушение в результате знакопеременных воздействий характеризуется пределом выносливости (усталости) σ_k. Для углеродистых сталей $\sigma_k \approx 0.4\sigma_в$, коэффициент запаса прочности обычно составляет $k_k = 2 \div 6$. При среднем значении $k_k = 4$ для стали 20 будем иметь следующие допускаемые напряжения

$$[\sigma] = \frac{\sigma_k}{k_k} = \frac{0.4 \cdot \sigma_в}{4} = \frac{0.4 \cdot 400}{4} = 40 МПа.$$

Обеспечить напряжения на уровне $40\,МПа$ можно только путем больших запасов компенсирующей способности, т.е. очень неэкономичных решений. Поэтому общепринятым подходом является допущение образования пластических деформаций в циклах нагрев - охлаждение, но при этом допустимое количество циклов должно быть таким, чтобы накопленная пластическая деформация не могла привести к разрушению трубопровода в течение

заданного срока его службы (например, 25 лет).

Формула накопления повреждений при действии циклической нагрузки имеет вид (k - количество циклов знакопеременного нагружения)

$$\sum_{i=1}^{k} \frac{N_{0i}}{[N_0]_i} \le 1 \quad , \; i=1,2, \ldots, k.$$

В числителе здесь число расчетных циклов нагрев - охлаждение, а в знаменателе - допустимое количество этих циклов. **Суммарная повреждаемость должна быть не более единицы.**

Расчетное количество циклов принимается на основании статистической обработки реальных данных приведенных к так называемой «температурной истории», а допускаемое – определяется по кривым усталости для заданного материала и рабочих характеристик каждого расчетного цикла. Ниже приведена типовая (в терминологии программной системы **Старт**) температурная история. Она получена на основании обработки журналов диспетчерской службы тепловых сетей ОАО «Мосэнерго» за три года с наиболее суровыми зимами. Подчеркнем еще раз: это – не действительная картина циклических воздействий, а эквивалентная ей по степени повреждаемости.

Типовая температурная история

Номер цикла, i	Период времени	Перепад температур ΔT_i, °С	Количество циклов в течение		
			периода времени (графа 1)	года	25 -ти лет N_{0i}
1	каждый год	130	1	1	25
2	каждый месяц	65	2	24	600
3	каждую неделю	32,5	4	208	5200
4	каждый день	16,25	8	2920	73000

В зарубежных нормативных материалах формула накопления повреждений при циклических воздействиях выглядит иначе

$$\sum_{i=1}^{k} \frac{N_{0i}}{[N_0]_i} \le \frac{1}{\gamma_{fat}} = \eta, \qquad i = 1, 2, \ldots, k$$

где γ_{fat} - коэффициент запаса по выносливости (усталости), который зависит от класса теплопровода. Классификация, принятая за рубежом в Европейских странах, представлена на рисунке 4, заимствованном из [13]. По оси ординат отложены изменения напряжений при переходе теплопровода из холодного состояния в рабочее

$$\Delta\sigma = \alpha \Delta T E \text{ , } МПа,$$

а по оси абсцисс – характеристика сечения трубопровода, выраженная через отношение $\frac{D_{cp}}{2s}$, где $D_{cp} = D_н - s$, $D_н$ - наружный диаметр, s - толщина стенки. Верхняя граница для трубопро-

водов малого и среднего диаметра $\frac{D_{cp}}{2s} = 28.4$ соответствует типоразмеру 324x5.6 *мм*. Пределу текучести при рабочей температуре σ_p на рисунке 4 соответствует 210 *МПа*.

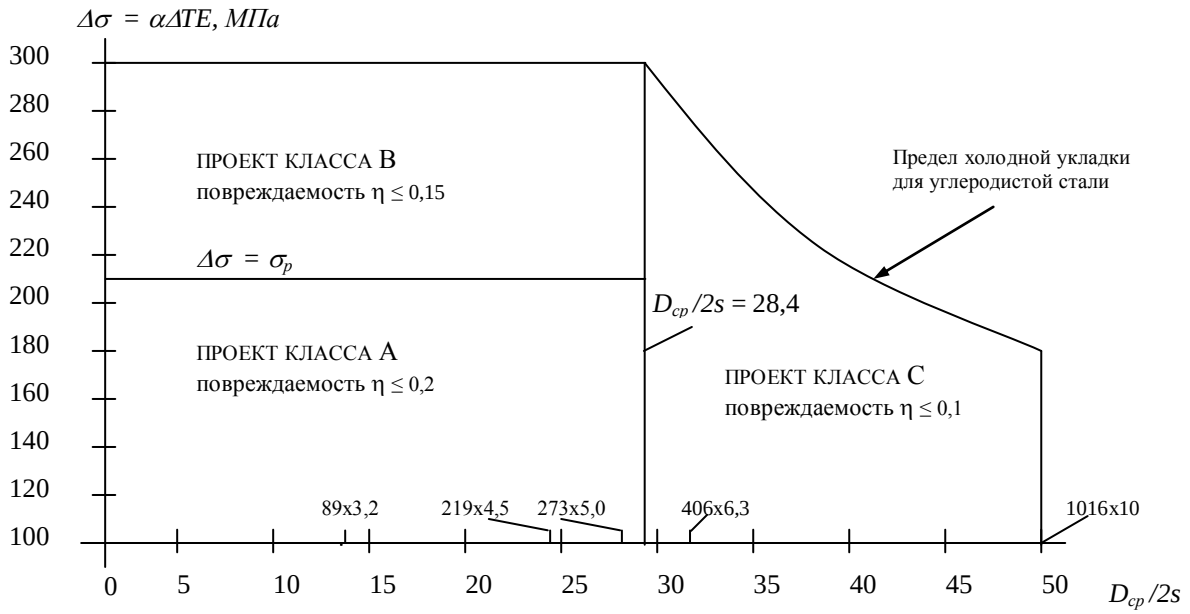


Рис. 4. Классификация теплопроводов

Характеристики классов следующие

- проект класса А - теплопроводы малого и среднего диаметра ($D_N \leq 300$) с напряжениями от нагрева не превышающими предел текучести материала ($\Delta\sigma \leq \sigma_p$, *МПа*) γ_{fat} = 5,0 (η = 0.2),
- проект класса В - теплопроводы малого и среднего диаметра с напряжениями от нагрева, превышающими предел текучести материала ($\Delta\sigma > \sigma_p$, *МПа*) γ_{fat} = 6,67 (η = 0.15),
- проект класса С - теплопроводы большого диаметра ($D_N > 300$ *мм*) γ_{fat} = 10.0 (η = 0.1).

На теплопроводах класса В остановимся подробнее. На рисунке наибольшие напряжения от нагрева для этого класса составляют 300 *МПа*, что превышает предел текучести σ_p =210 *МПа* приблизительно в 1.4 раза. Таким образом, можно определить допустимый уровень пластических деформаций в результате нагрева

$$\varepsilon = \alpha\Delta T = \frac{\sigma}{E} = \frac{300}{2\cdot 10^5} = 0.0015 = 0.15\% .$$

Это в полтора раза больше значения 0.1%, соответствующего 210 *МПа*, но в 670 раз меньше удлинения при разрыве δ =100%. Напомним, что условный предел текучести для сталей, у которых площадка текучести отсутствует, соответствует относительной деформации 0.2% - величине, которая превышает 0.15% в 1.3 раза. Несмотря на то, что столь малые пластиче-

ские деформации от нагрева не опасны, в отечественной практике теплопроводы, аналогичные классу В, не применяются.

В меню программной системы **Старт-Экспресс** предусмотрено задание коэффициента η для того, чтобы пользователь мог сравнивать результаты оценки циклической прочности с требованиями зарубежных стандартов.

3. Допускаемые осевые напряжения от нагрева

Эти напряжения служат только для оценки способности трубопровода безопасно воспринимать собственные температурные расширения (так называемые компенсационные напряжения). В них температурная составляющая отделена от остальных воздействий – веса трубопровода, грунта и внутреннего давления. Допускаемые осевые напряжения по условиям

компенсации температурных расширений для трубопроводов расположенных в горизонтальной плоскости определяются по формуле [1]

$$[\sigma_{OC}] = 1{,}25\varphi_u \sqrt{1{,}04[\sigma]^2 - 0{,}4[\sigma]P\left[\frac{D_{вн}^2}{2\,(D_{вн}+s)\,s\varphi_w}+1\right]}, \quad МПа$$

Для трубопроводов, у которых $D_N \le 400мм$ и P ≤ 1.6 $МПа$ с погрешностью в 15% эту формулу можно заменить приближенной

$$[\sigma_{ос}] = 1{,}25\varphi_u[\sigma], МПа.$$

При наличии изгиба φ_u = 0,9

$$[\sigma_{ос}] = 1{,}125[\sigma],\ МПа,$$

при отсутствии изгиба φ_u = 1.0

$$[\sigma_{ос}] = 1{,}25[\sigma],\ МПа.$$

Номинальные допускаемые напряжения $[\sigma]$, $МПа$ для стальных труб и деталей [3]

Температура, °С	Марка стали				
	ВСтЗспЗ	10	20	17ГС,17ПС, 17Г1СУ	09Г2С
20	150	150	150	208	208
100	142	150	150	208	208
150	134	144	146	201	195
200	125	138	143	194	183
250	115	125	135	183	177

При необходимости использовать стали, не приведенные в таблице, номинальные допускаемые напряжения нужно рассчитывать

$$[\sigma] = A_T \cdot \min\left[\frac{\sigma_в^{20}}{2{,}4}, \frac{\sigma_p^{20}}{1{,}5}\right].$$

Здесь

$\sigma_в^{20}$ - временное сопротивление разрыву (предел прочности) при температуре 20ºС,

σ_p^{20} - предел текучести при температуре 20ºС,

A_T - коэффициент, который служит для приведения к рабочей температуре.

Характеристики прочности $\sigma_в^{20}$ и σ_p^{20} обычно приводятся в сертификатах на стальные изделия, значения A_T для разных сталей даны ниже в таблице.

Значения коэффициентов A_T в зависимости от температуры

Температура, °С	Сталь				
	Углеродистая обыкновенного качества	Углеродистая качественная с содержанием углерода, %		Углеродистая низколегированная или легированная с содержанием углерода, %	
		0.07- 0.14	0.17- 0.24	0.07- 0.12	0.14 - 0.20
20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
100	0,947	1,00	1,00	1,00	1,00
150	0,893	0,960	0,973	0,938	0,966
200	0,833	0,920	0,953	0,880	0,933
250	0,767	0,833	0,900	0,851	0,880

4. Оценка прочности в программной системе «Старт»

В расчетах трубопроводов тепловых сетей на действие постоянных нагрузок (режим ПДН согласно пункту 2.1.2 РД 10-400-01) обязательным является соблюдение условий прочности от веса и давления в рабочем состоянии. При отсутствии растяжки это условие будет выполняться в холодном состоянии автоматически. Соблюдение условий прочности от всех воздействий в рабочем и холодном (при наличии растяжки) состояниях **обязательно только для труб (**см. примечание) **и не обязательно для отводов и тройников (врезок). Условия циклической прочности должны выполняться для всех элементов теплопровода.**

Реализация этих требований в программной системе **Старт** схематично представлена в таблице. Знак «+» означает, что соблюдение условий прочности обязательно, знак «–» – не обязательно.

Оценка прочности для режима ПДН в **ПС Старт**

элемент тепло-провода	постоянные нагрузки			переменные нагрузки (циклы нагрев – охлаждение)
	рабочее состояние трубопровода		холодное состоя-ние трубопровода	
	вес, дав-ление	вес, давление, темпе-ратурный перепад, растяжка	вес, растяжка	
труба	+	+	+	+
отвод	+	–	–	+
тройник (врезка)	+	–	–	+

Примечание. Удовлетворение условий статической прочности от всех воздействий в рабочем и холодном состояниях для труб не обязательно, если строго соответствовать нормам [1], но оно введено с целью обеспечения дополнительных запасов прочности.

Отсюда следует, что в таблице напряжений, выдаваемой программной системой **Старт** (см. ниже), наличие красного цвета недопустимо в графах 3÷4 и 9. В графах 5÷6 и 7÷8 оно допустимо только для тройников (врезок) и отводов.

Напряжения по РД 10-400-01 (режим ПДН)

Элемент	**Узел начальный** / **конечный**	**Напряжения от весовой нагрузки в рабочем состоянии, (кГс/кв.см)**		**Напряжения от всех воздействий в рабочем состоянии, (кГс/кв.см)**		**Напряжения от всех воздействий в холодном состоянии**		**Повреждаемость**	**Примечание**
		расч.	**доп.**	**расч.**	**доп.**	**расч.**	**доп.**		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Участок	42	321.46	1623.60	1489.88	2214.00	1921.01	2250.00		
	38	321.46	1623.60	2924.76	2214.00	996.76	2250.00	0.124	2
Участок	38	321.46	1623.60	2941.87	2214.00	995.65	2250.00	0.125	2
	37	321.46	1623.60	321.46	2214.00	207.07	2250.00		
Тройник сварной	25	418.00	1623.60	3655.94	2214.00	6747.27	2250.00	0.808	
Участок	25	1034.35	1623.60	2360.54	2214.00	1145.14	2250.00	0.105	2
	41	1034.35	1623.60	1964.22	2214.00	1024.76	2250.00		
Участок	41	1034.35	1623.60	1964.22	2214.00	1024.76	2250.00		
	43	1034.35	1623.60	2020.38	2214.00	1108.08	2250.00		
Отвод изо-гнутый	43	332.80	1623.60	1177.13	2214.00	886.02	2250.00	1.023	4
Участок	43	625.28	1623.60	644.27	2214.00	456.72	2250.00		
	27	625.28	1623.60	625.28	2214.00	414.25	2250.00		
Участок	28	625.28	1623.60	1978.73	2214.00	1027.83	2250.00		
	29	625.28	1623.60	641.62	2214.00	361.85	2250.00		

Примечания.
2.Условия прочности от всех воздействий в рабочем состоянии не выполнены
4.Условия циклической прочности не выполнены

Если условия прочности не выполняются, в соответствующей строке на экране появляется красный цвет, а в графе 10 – номер примечания, которое можно прочитать, подведя курсор к этому номеру. В распечатке это примечание располагается внизу под таблицей. При

соблюдении условий прочности графа 10 будет пустой. Если же пустыми оказываются графы 9 и 10, то это означает, что одновременно выполняются критерии как статической, так и циклической прочности

$$\sigma \le 1.5[\sigma] , \qquad \sum_{i=1}^{k} \frac{N_{0i}}{[N_0]_i} \le 1 \quad , \quad i = 1,2, \ldots, k.$$

В приведенной распечатке дан пример, в котором условия прочности трубопровода не соблюдены.

Режим ПДК предназначен для проверки прочности трубопровода при действии на него кратковременных нагрузок (см. раздел 8). В этом режиме оценка циклической прочности не проводится. В остальном требования – те же, что и для режима ПДН (напряжения в отводах и тройниках от всех воздействий в рабочем и холодном состояниях могут превышать допускаемые). Поскольку действие кратковременных нагрузок непродолжительно, для оценки прочности используются пониженные коэффициенты запаса (см. пункт 5.4.2 РД 10-249-01).

5. Данные по коррозии тепловых сетей и прибавкам к толщине стенки.

На сегодня одной из главных причин преждевременного выхода из строя трубопроводов тепловых сетей является коррозия. Коррозия может быть как наружной, так и внутренней.

Наружная коррозия вызвана намоканием изоляции. Практика показала, что защитные покрытия, выполненные из стеклопластика, гидроизола, полимерных пленок, цементной штукатурки, а также гидрофобизация минеральной ваты не защищают ее от увлажнения в период длительной эксплуатации. Внутренняя коррозия обусловлена, как правило, некачественной водоподготовкой. На сегодня существуют три способа борьбы с коррозией: активный, пассивный и конструктивный.

Активный способ состоит в ведении специальных добавок, снижающих коррозионную активность транспортируемой среды. Применим этот способ только в борьбе с внутренней коррозией. Пассивный способ предусматривает использование материалов, химически стойких к коррозии (эмали, пластмассы, нержавеющие стали и т. п.). Конструктивный способ основан на применении металла с увеличенной толщиной стенки, т.е. вводится прибавка к расчетной толщине стенки трубы или детали, которая со временем будет «съедена» коррозией.

Второй и третий способы одинаково пригодны как для наружной, так и для внутренней коррозии. Наиболее простым и широко применяемым в отечественной практике является конструктивный способ, который прописан в нормах расчета на прочность [1].

Считается, что в тепловых сетях внутренняя коррозия должна отсутствовать за счет надлежащего качества водоподготовки. Поэтому в официальных нормативных документах

по тепловым сетям интенсивность внутренней коррозии нигде не упоминается. Допустимая же скорость наружной коррозии прописана в последней редакции СНиПа на тепловые сети [4] и составляет 0,03 *мм/год*. При сроке службы 30 лет соответствующей прибавкой на коррозию будет 0.9 *мм*.

Кроме того, суммарная прибавка к толщине стенки должна учитывать допуск на возможное утонение стенки – так называемый минусовой допуск. Его значения приводится в стандартах на трубы и изделия из листа. Нормативные значения суммарной прибавки, которую следует принимать в расчетах трубопроводов тепловых сетей на прочность, приведены в таблице.

Нормативные прибавки к расчетной толщине

труб и соединительных деталей

Типоразмеры труб и соединительных деталей (в диапазоне от и до включительно), *мм*	Прибавка на		Суммарная прибавка к расчетной толщине, *мм*
	коррозию при сроке службы 30 лет, *мм*	минусовой допуск по толщине стенки, *мм*	
57х3 – 76х3	0.90	0.29	1.20
108х4 – 159х4.5		0.5	1.40
219х6 – 530х7		0.6	1.50
630х7 – 1020х10		0.8	1.70

Толщина стенки труб, используемых в тепловых сетях на давление 1,6 *МПа*, как правило, достаточна при указанных в таблице суммарных прибавках. Так для трубы 219х6 прибавка к расчетной толщине может достигать 4.7 *мм* (превышает 1.5*мм* более чем в три раза!), а для трубы 1020х10 – 4.5 *мм*. Иная ситуация наблюдается в отводах и тройниковых соединениях. Здесь суммарная прибавка 1.35 – 1.7 *мм* может потребовать усиления конструкции. В качестве примера ниже приведены врезки, в которых толщина стенки магистрали оказалась недостаточной на давление 1,6 *МПа* (подробнее см. раздел 6).

Результаты проверки врезок на расчетное давление 1,6 *МПа*

Типоразмер	Суммарная прибавка, *мм*	Толщина стенки , *мм*		Требуемая толщина стенки магистрали, *мм*
		ответвления	магистрали	
426/426	1.5	7.0	7.0	8.6
530/325	1.5	7.0	7.0	8.2
630/325	1.7	7.0	8.0	9.3

По нашему мнению закрывать глаза на наличие внутренней коррозии в тепловых сетях нельзя. В типовой инструкции ОРГРЭС по периодическому техническому освидетельствованию тепловых сетей в процессе эксплуатации [6] приведена следующая классифика-

ция **внутренней коррозии,** которая имеет место в действительности (см. таблицу).

Оценка интенсивности внутренней коррозии

Группа интенсивности	Скорость (проницаемость) коррозии v, *мм/год*	Интенсивность коррозионного процесса
1	$v \le 0.04$	слабая
2	$0.04 < v \le 0.05$	средняя
3	$0.05 < v \le 0.20$	сильная
4	$v > 0{,}20$	аварийная

При сроке службы трубопровода 30 лет соответствующие прибавки на коррозию (за исключением случая аварийной интенсивности) могут составлять соответственно: 1,2 *мм*, 1,5 *мм* и 6,0 *мм*. Поэтому, если существует реальная опасность разрушения в результате внутренней коррозии, прибавку к расчетной толщине нужно увеличивать.

Например, в нормах расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды Госгортехнадзора России РД 10-249-98 [2], которые распространяются на трубопроводы пара и горячей воды любого назначения, для труб наружным диаметром 133*мм* и более рекомендуется прибавка на коррозию не менее 3 *мм*. При нормативном сроке службы 30 лет получаем скорость $\mathrm{v} = \frac{3}{30} = 0.10\ мм/год$ - среднее значение для группы 3 (сильная коррозия).

6. Тройниковые соединения

Рассматриваются тройниковые соединения, которые представляют собой сопряжение двух цилиндрических оболочек под прямым углом.

В дальнейшем используется следующая терминология

- врезка – тройниковое соединение, выполненное без увеличения толщины стенок и без усиливающей накладки. Соединение имеет те же сечения, что и примыкающие трубы (рис. 5а),
- тройник - соединение, имеющее увеличенные толщины стенок магистрали, и /или штуцера,
- усиленная врезка или тройник – врезка или тройник с усиливающей накладкой (рис. 5б).

В трубопроводах бесканальной прокладки тройниковые соединения наряду с отводами являются наиболее напряженными элементами. Поэтому вопросам оценки их прочности нужно уделять особое внимание.

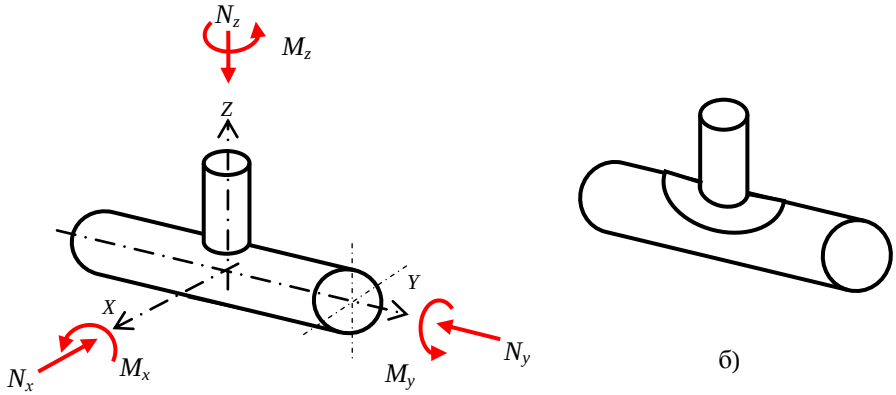


Рис. 5. Тройниковое соединение

Первое и основное требование – прочность от действия внутреннего давления. Если это условие не выполняется, оценка прочности от других воздействий становится бессмысленной. В нормах по расчету трубопроводов на прочность, как зарубежных [12], [14], так и отечественных [1], [2] для определения допустимого давления в тройниках обычно используется метод замещения площади. Его сущность заключается в том, что площадь, удаленная из стенки магистрали (расчетная толщина стенки трубы магистрали, умноженная на диаметр ответвления в свету), замещается избыточной толщиной стенки магистрали, ответвления, а при наличии накладки – дополнительной площадью сечения накладки.

Когда определяемая по давлению расчетная толщина стенки мала по сравнения с номинальной (фактической) толщиной, соединение может выполняться с помощью врезки. Например, при давлении 1.6 *МПа*, расчетная толщина стенки трубы 159х4.5 составляет всего 0.9 *мм* (запас по толщине 3.6 *мм*), а трубы 219х6 – 1.3 *мм* (запас по толщине 4.7 *мм*). Следовательно, велика вероятность, что соединение этих труб можно выполнить с помощью врезки.

В тех случаях, когда запаса по толщине не хватает, для компенсации ослабления вырезом приходиться ставить тройник или делать усиление накладкой. В равнопроходных или почти равнопроходных соединениях больших диаметров устройство накладок вызывает сложности технического плана, поэтому в них, как правило, усиление выполняется одновременным увеличением толщины стенок магистрали и/или штуцера.

Рекомендуемая в ГОСТе 30732-2001 [18] на трубы и детали с ППУ - изоляцией номенклатура тройниковых соединений по нашему мнению имеет серьезные недостатки (см. таблицы ГОСТа В.5 и В.6). Не предусмотрены варианты исполнения сварных тройников с увеличенной толщиной стенки магистрали, а также усиленных врезок и тройников. Из всех способов усиления выбран только один – увеличение толщины стенки ответвления, который в ряде случаев оказывается недостаточным.

В приведенной ниже таблице даны результаты расчета тройниковых соединений по указанному ГОСТу. Расчеты проводились при следующих исходных данных

- материал тройников сталь 20,

- прибавка на коррозию – 0.03 *мм/год* согласно СНиПа на тепловые сети [4],

- допустимые отклонения по толщине стенки (минусовые допуски) – по стандартам на трубы с продольным сварным швом,

- расчетный срок службы – 30 лет,

- расчетное давление – 1,6 *МПа*,

- расчетная температура 130°С.

Буквой «в» на зеленом фоне обозначены врезки. Буквой «т» на желтом фоне - тройники, у которых магистраль имеет толщину стенки как у основной трубы, а толщина стенки штуцера увеличена на 2–3 *мм* (например, тройник 630/327 имеет толщину стенки магистрали 8 *мм*, а толщину стенки штуцера не 7, а 9 *мм*). Зеленый и желтый цвет образуют своеобразную зону «покрытия» номенклатурой ГОСТа. А вот буквой «у» на красном фоне обозначены тройники, которые требуют дополнительного усиления, т.к. **приведенные в ГОСТе изделия не держат расчетное давление.**

Номенклатура тройниковых соединений

Магистраль $D_н$ x *s*, *мм*	Наружный диаметр ответвления, *мм*															
	57	**76**	**89**	**108**	**133**	**159**	**219**	**273**	**325**	**426**	**530**	**630**	**720**	**820**	**920**	**1020**
57x3	в															
76x3	в	в														
89x4	в	в	в													
108x4	в	в	в	в												
133x4	в	в	в	в	в											
159x4.5	в	в	в	в	в	в										
219x6	в	в	в	в	в	в	в									
273x7	в	в	в	в	в	в	в	в								
325x7	в	в	в	в	в	в	в	в	в							
426x7	в	в	в	в	в	в	в	в	в	т						
530x7	в	в	в	в	в	в	в	т	т	у	у					
630x8	в	в	в	в	в	в	т	т	т	у	у	у				
720x8	в	в	в	в	в	в	т	т	т	у	у	у	у			
820x9	в	в	в	в	в	в	т	т	т	у	у	у	у	у		
920x9	в	в	в	в	т	т	т	т	т	у	у	у	у	у	у	
1020x10	в	в	в	в	т	т	т	т	т	у	у	у	у	у	у	у

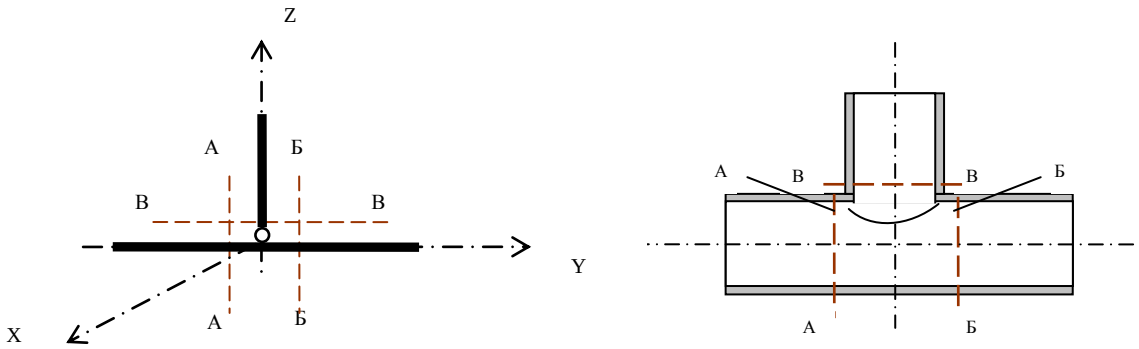
Температурные расширения трубопроводов являются причиной возникновения в тройниковых соединениях осевых сил и изгибающих моментов. Эти силы и моменты показаны на рисунке 5а. При проектировании нужно принимать необходимые меры для локализации и снижения этих воздействий. В этом состоит второе требование к обеспечению прочности тройниковых соединений.

Напряжения изгиба, возникающие у кромок отверстия, характеризуются коэффициентами интенсификации, которые показывают, во сколько раз эти напряжения превышают

напряжения изгиба в сечениях магистрали или ответвления при отсутствии ослабления вырезом. Соответствующая расчетная модель представлена на рис. 6а. Рамный узел с упругим шарниром в месте примыкания ответвления к магистрали. Упругий шарнир моделирует податливость соединения двух цилиндрических оболочек на изгиб. Формулы определения коэффициентов интенсификации приведены в нормах [1].

Для трех сечений А-А, Б-Б и В-В, показанных на рисунке 6, вычисляются напряжения по формуле

$$\sigma = \frac{\sqrt{(i_0 M_0)^2 + (i_i M_i)^2}}{\varphi_w W} \pm \frac{N}{\varphi F}$$



а) б)

Рис. 6. К определению напряжений изгиба в тройниковом соединении

Здесь

M_0 – изгибающий момент из плоскости тройника (на рис. 6а плоскость XY для сечений А-А, Б-Б и плоскость ZX для сечения В-В),

M_i - изгибающий момент в плоскости тройника (плоскость ZY на рис. 6а),

N – осевые усилия растяжения – сжатия, вдоль оси магистрали или ответвления,

i_0 - коэффициент интенсификации напряжений изгиба из плоскости тройника,

i_i - коэффициент интенсификации напряжений изгиба в плоскости тройника,

φ_w – коэффициент снижения прочности поперечного сварного шва,

$$\varphi = \min(\varphi_d ; \varphi_w),$$

φ_d - коэффициент ослабления отверстием магистрали тройника,

W, F – момент сопротивления изгибу и площадь поперечного сечения.

Оценка прочности проводится по наибольшему значению σ. Наиболее эффективным способом снижения напряжений изгиба является усиление с помощью накладки (рис.5б).

Влияние накладок на снижение напряжений изгиба

Врезка	Накладка	Коэффициенты интенсификации напряжений	
		i_i	i_0
219/159	отсутствует	7.4	5.8
	s = 5*мм*	3.0	2.5
630/325	отсутствует	7.0	5.5
	s = 7*мм*	3.5	2.9

Усиление накладкой позволяет снизить коэффициенты интенсификации в среднем в два раза, что влечет за собой соответствующее снижение напряжений изгиба. Расчетные исследования показывают, что условия циклической прочности в тройниках соблюдаются при значениях коэффициентов интенсификации порядка 3 ÷ 4. В таблице приведены коэффициенты интенсификации напряжений для двух не равнопроходных врезок и тех же врезок, усиленных накладкой толщиной s =5*мм*. Как видим, накладки позволяют снизить напряжения изгиба в два и более раз. В тех случаях, когда усиление накладкой выполнить невозможно, нужно увеличивать толщину стенки магистрали тройникового соединения, поскольку увеличение толщины стенки ответвления для снижения напряжений изгиба в подавляющем большинстве случаев оказывается неэффективным.

Подчеркнем, что когда речь идет о снижении напряжений, вызванных температурным нагревом, мероприятия по усилению тройникового ответвления являются дополнительными. Другими словами **выполнение условий прочности от действия давления является необходимым, но не достаточным** – может потребоваться увеличение толщин стенок или устройство накладок в тех случаях, когда для безопасного восприятия давления этого делать не нужно.

Для снижения усилий в тройниковых ответвлениях от температурных расширений нужно использовать специальные приемы конструирования трубопроводов. Выше уже говорилось, что благодаря боковому сопротивлению грунта трубопроводы бесканальной прокладки обладают пониженной компенсирующей способностью. Значительные осевые усилия возникают также в результате трения о грунт.

Поэтому к ответвлениям под прямым углом к магистрали (рис. 7а) здесь нужно относится с особой осторожностью. Если ответвление находится в зоне скольжения со значительными осевыми перемещениями магистрали, то, будучи ей перпендикулярным, оно срабатывает в грунте как анкер. Нужно стремиться к тому, чтобы в точке ответвления осевые перемещения трубопровода были минимальными, а для снижения бокового перемещения от нагрева ставить на достаточно близком расстоянии L (рис.7в) неподвижную опору. Расстояние L зависит от соотношения диаметров основной трубы и ответвления, глубины заложения и т. д., и по зарубежным данным не должно превышать 12-ти метров.

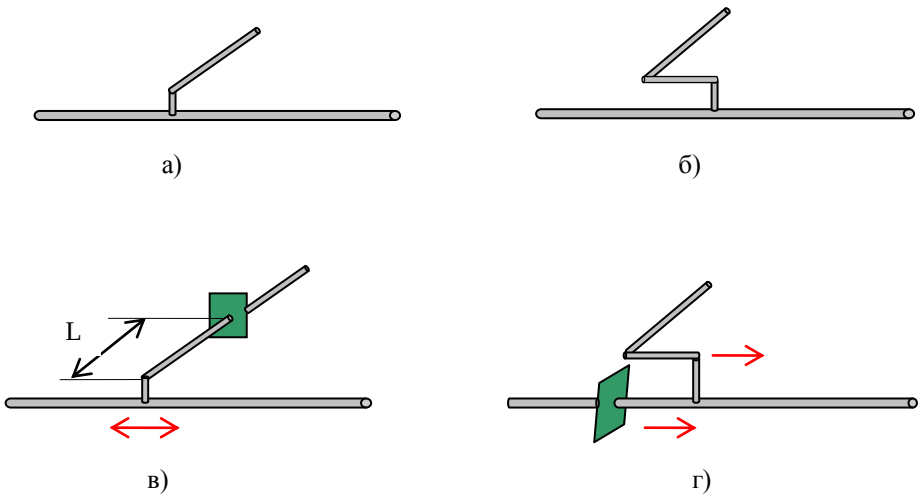


Рис. 7. Варианты устройства тройниковых ответвлений

Более универсальным приемом являются устройство параллельного ответвления в форме Г или Z – образной вставки, расположенной в непосредственной близости от неподвижной точки магистрали (рисунки 7б и 7г). Температурное расширение магистрали и параллельного участка ответвления (красные стрелки на рис.7) при этом должны быть примерно одинаковыми.

7. Номограммы для тепловых сетей бесканальной прокладки

В ряде зарубежных пособий по проектированию теплопроводов с ППУ - изоляцией приводятся номограммы для определения габаритов Г, Z- образных поворотов и П- образных компенсаторов [15]. Некритическое использование этих номограмм может привести к серьезным ошибкам при принятии проектных решений.

Номограммы не обеспечивают нужной степени точности. При их использовании **небольшая погрешность в величине компенсируемого расширения Δ может привести к значительной разнице в размере необходимого вылета.** Эта специфика присуща трубопроводам, защемленным в грунте и, как увидим ниже, не характерна для воздушных трубопроводов.

В качестве иллюстрации возьмем Г – образный поворот из труб 219х6 с ППУ – изоляцией, у которого длинное плечо составляет 20.5*м* (рис. 8). Глубина заложения от поверхности до оси трубы - 1.2*м*, материал сталь 20, температурный перепад 130°С ($T_{раб}$= 130°С, $T_{монт}$= 0°С).

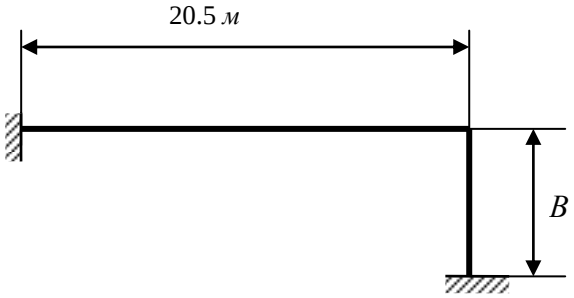


Рис.8. Г – образный поворот с фиксированным размером длинного плеча

Длину короткого плеча (вылета) *B* будем подбирать из условия, чтобы компенсационные напряжения не превышали допускаемых значений. В результате серии расчетов по ПС **Старт- Экспресс** получаем следующие пределы

$$3.3м \le B \le 20.5м.$$

В диапазоне от минимума 3.3 *м* до максимума 20.5 *м* (равносторонний поворот) любое значение *B* удовлетворяет условиям прочности. При этом воспринимаемое температурное расширение Δ изменяется почти в 1.5 раза - от 28 до 40*мм*. Результаты расчетов сведены в таблицу.

Воспринимаемое температурное расширение
при разных значениях плеча *B*

B, *м*	Расчетное температурное расширение Δ, *мм*	
	по ПС **Старт-Экспресс**	по формуле прямой трубы
3,3	28.0	30.0
3.8	28.0	
4,0	28.5	
6,0	29.0	
6.8	30.0	
9,0	31.5	
12,0	34.0	
15,0	36.0	
18,0	38.0	
20,5	40.0	

Расширение, которое нужно скомпенсировать, обычно определяют без учета сопротивления короткого плеча (по формуле прямой трубы). В нашем примере для плеча L =20.5 *м* эта величина составляет 30 *мм*. При таком удлинении вылет *B* по номограммам для Г- образного поворота в грунте [15] получается 3,8 *м* (близко к рассчитанному минимальному значению 3.3 *м*). На самом деле при вылете 3.8 *м* удлинение Δ составит 28 *мм* (разница по сравнению с 30 *мм* вроде бы незначительна), но удлинению 30 *мм* будет соответствовать

вылет не 3.8, а 6.8 метра (разница в 1.8 раза!). Это обстоятельство проясняет еще на одну проблему, с которой сталкиваются проектировщики: в разных зарубежных пособиях для одних и тех же примеров номограммы могут давать разные результаты. Точность, с которой строятся номограммы, как правило, не превышает 15%. Отсюда и различия в размерах определяемого короткого плеча.

Компенсирующая способность трубопроводов, защемленных в грунте, при прочих равных условиях в равной степени зависит

- от величины вылета компенсатора (поворота),
- от толщины стенки трубопровода,
- от глубины его заложения.

В приведенном выше примере было рассмотрено влияние вылета компенсатора. Далее рассмотрим влияние толщины стенки и глубины заложения.

Типоразмеры труб, для которых составлены номограммы, отличаются от применяемых в России. Импортные трубы имеют более тонкие стенки. Например, отечественная труба с наружным диаметром 219*мм* имеет толщину стенки 6*мм*, а импортная - 4.5 *мм*. Сопротивление поперечного сечения изгибу характеризуется произведением *EI*, где *I* - осевой момент инерции, $см^4$. Чем больше значение *I*, тем больше сопротивление изгибу, т.е. тем более жесткой будет труба.

Осевой момент вычисляется по приближенной формуле

$$I = \frac{\pi(D_a - s)^3 s}{8}.$$

Для некоторых типоразмеров труб соответствующие данные приведены в таблице. Наиболее ощутимо разница в сопротивлении изгибу проявляется для труб с $200 \le D_N \le 400$ *мм* (выделено желтым).

Сравнительные данные по осевым моментам инерции труб

Номинальный (условный) диаметр D_N, *мм*	Типоразмер $D_н$ x s , *мм*		Осевой момент инерции для трубы, $см^4$		
	в сортаменте на трубы для тепловых сетей	в каталоге фирмы Logstor Ror	из сортамента на трубы для тепловых сетей	из каталога фирмы Logstor Ror	разница %
150	159x4,5	159x4	652	586	10
200	219x6	219,1x4,5	2276	1746	23
250	273x7	273x5	5171	3776	27
400	426x7	406.4x6.3	20211	15837	21

Из теории балок на упругом основании известно, что для снижения напряжений изгиба нужно чтобы сечение балки было более жестким. Более толстая труба при нагреве лучше

преодолевает сопротивление грунта.

Теперь покажем влияние толщины стенки трубы и глубины заложения на компенсирующую способность Г - образного поворота, защемленного в грунте (рис. 9).

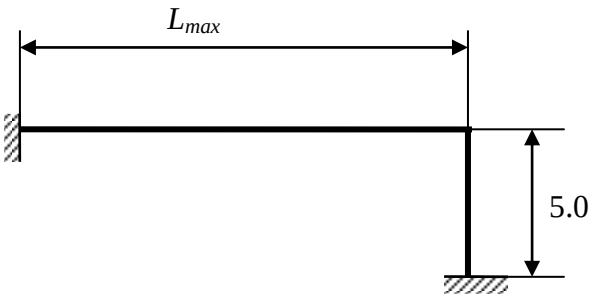


Рис.9. Г - образный поворот, с фиксированной длиной короткого плеча

Исходные данные $D_н$ =219 *мм*, длина короткого плеча 5 метров, ΔT =130°*C*, материал сталь 20, окружающий грунт – песок. Требуется определить предельный размер длинного плеча L_{max} по условиям компенсации температурных расширений. Результаты расчетов представлены в таблице. Из приведенных данных следует, что **чем толще труба, тем лучшей компенсирующей способностью обладает защемленный в грунте трубопровод**. Так, в нашем примере при толщине стенки 6 *мм* и глубине заложения 1,0 метр компенсируемая длина составляет 41 метр, а при толщине стенки 4.5 *мм* – только 28.5 метров (разница в 1.4 раза). С ростом глубины эта разница увеличивается.

Компенсируемая длина L_{max} в Г - образном повороте теплопровода, защемленного в грунте

Глубина заложения Z, *м*	L_{max} при толщине стенки теплопровода, *мм*		Различие, *n* раз
	4.5	6.0	
1.0	28.5	41	1.4
1.5	21.5	34.5	1.6
2.0	13	24.5	1.9
2.5	5	18	3.6

В воздушных трубопроводах, наблюдается иная картина. Возьмем такой же Г - образный поворот, но воздушного трубопровода с ΔT=130°*C*, весом изоляции (минеральная вата в оцинкованном кожухе) 27.8 *кг/м*. По аналогии с разным заглублением трубопроводов бесканальной прокладки проведем расчеты при различных коэффициентах трения в промежуточных скользящих опорах. Результаты сведены в таблицу. Расхождений практически не наблюдается: трение в опорах воздушных трубопроводов в значительно меньшей степени

влияет на их упругую работу.

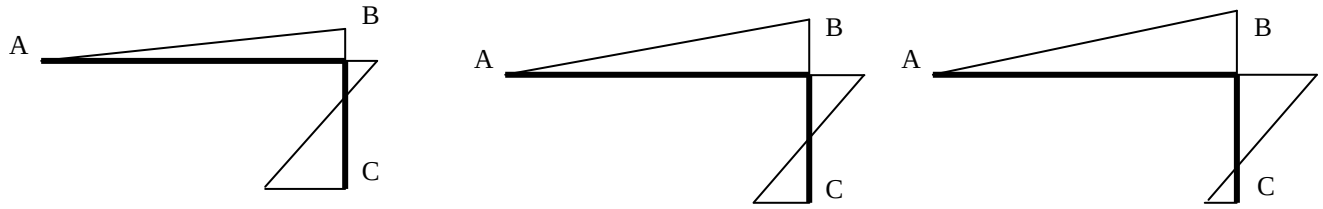
Компенсируемая длина L_{max} в
Г - образном повороте воздушного теплопровода

Коэффициент трения в промежуточных опорах	L_{max} при толщине стенки, *мм*	
	4.5	6.0
0.1	48.5	48.5
0.3	48.5	48
0.4	48.5	48

Поэтому привычные критерии, используемые в трубопроводах воздушной прокладки для определения компенсирующей способности, совершенно не подходят для трубопроводов защемленных в грунте. Хотя внешне номограммы весьма похожи.

8. Влияние подушек

Применение амортизирующих подушек не всегда улучшает компенсирующую способность защемленного в грунте трубопровода. Все зависит от распределения напряжений изгиба, вызванных нагревом. На рисунке 10 показано три варианта изгиба Г- образного поворота в зависимости от соотношения его плеч АВ и ВС (АВ – длинное плечо).



$M_{max} = M_C$ $M_{max} = |M_C| = |M_B|$ $M_{max} = M_B$

а) б) в)

Рис.10. Эпюры изгибающих моментов в Г- образном повороте

В первом варианте (рис. 10а) максимальный изгибающий момент имеет место в точке С, во втором варианте (рис. 10б) наибольшие изгибающие моменты одинаковы по величине и имеют место сразу в двух точках В и С. Наконец, в третьем варианте, показанном на рис. 10в, максимальный момент возникает в точке В.

Рассмотрим следующий пример: трубопровод 219х6, материал - сталь 20, глубина заложения от поверхности земли до оси трубопровода Z = 1 *м*, рабочие параметры – ΔT =130^oC, P = 1.6 *МПа*. Требуется определить предельно допустимую длину плеча АВ при длине короткого плеча ВС соответственно – 3.0, 5.0 и 8.0 метров. В таблице приведены

результаты расчетов по программе **Старт – Экспресс.**

Влияние подушек при различной длине короткого плеча
(подушки ставятся вдоль короткого плеча ВС)

Условия на коротком плече		Результаты расчета	
наличие подушек	длина плеча ВС, *м*	плечо АВ, *м*	макс. перемещение, *мм*
нет	3,0	17	23
есть		13	19
нет	5.0	42	52.5
есть		41	55
нет	8.0	39,5	51
есть		116.5	122

В первом варианте установка подушек ухудшает компенсирующую способность трубопровода, так как она приводит к увеличению напряжений изгиба в точке С. Для того, чтобы снизить эти напряжения до уровня допускаемых нужно уменьшить длину АВ. Во втором варианте влияние упругого отпора грунта на изгиб короткого ничтожно, что делает установку подушек бессмысленной. И только в третьем варианте установка подушек обеспечивает снижение изгибающего момента в точке В, причем этот момент продолжает оставаться в трубопроводе наибольшим. В результате компенсируемая длина АВ возрастает почти в три раза

9. Расчетные нагрузки

Действующие на трубопровод нагрузки обладают разной степенью изученности. Например, деформационные воздействия от температурного нагрева изучены достаточно хорошо, а нагрузки от ветра или снега относятся к категории слабоизученных (носят ярко выраженный вероятностный характер). Такое различие находит отражение в нормах в виде различных коэффициентов надежности: для хорошо изученных эти коэффициенты невелики (для температурного нагрева – 1.0), а для слабоизученных они имеют бо̀льшие значения (для ветровой нагрузки – 1.4).

Расчетные нагрузки получаются в результате умножения на коэффициенты надежности. Их значения, заимствованные из второго раздела РД 10-400-01, приведены в таблице.

Учитываемые нагрузки и воздействия

Нагрузки и воздействия			Способ прокладки		Коэффициент надежности
вид	шифр	наименование	Бесканальный в грунте	Воздушный (на опорах)	
1	2	3	4	5	6
Постоянные	1	Собственный вес труб, деталей, арматуры и обустройств	+	+	1.1 (0.95).
	2	Вес изоляции	+	+	1.2 (0.9)
	3	Вес и давление грунта	+	-	1.2 (0.8)
	4	Предварительная растяжка	+	+	1.0
	5	Силы трения	+	+	1.0
	6.	Натяг упругих опор	-	+	1.0
Длительные временные	7	Внутреннее давление	+	+	1.0
	8	Вес транспортируемой среды - воды - пара	 + +	 + +	 1.0 (0.95) 1.1(1.0)
	9	Температурный перепад	+	+	1.0
	10	Смещения от нагрева присоединенного оборудования	+	+	1.0
	11	Распорные усилия осевых компенсаторов	+	+	1.0
Кратковременные	12	Снеговая	-	±	1.4
	13	Гололедная	-	±	1.3
	14	Ветровая	-	±	1.4

Знак «+» в таблице означает, что воздействия и нагрузки следует учитывать, знак «-» - не учитывать, знак «±» - учитывать в трубопроводах надземных и не учитывать в подземных, прокладываемых в каналах и тоннелях. Указанные в скобках значения принимаются в тех случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы. Поскольку расчеты согласно РД 10-400-01 ведутся с учетом коэффициентов надежности, расчетные нагрузки на опоры при использовании программных средств семейства **Старт** получаются в готовом виде, т. е. их не нужно еще раз умножать на эти коэффициенты при проектировании несущих строительных конструкций.

Данные по песку

Песок	Вес одного кубического метра, $КН/м^3$ ($кг/см^3$)		
	нормативные значения	с учетом коэффициента надежности n_j= 1,2	расчетные значения по DIN 1055-2 и DIN 1054-100
Гравелистый, крупный и средний	15,2 ($1.52 \cdot 10^{-3}$)	18,2 ($1.82 \cdot 10^{-3}$)	18 ($1.8 \cdot 10^{-3}$)
мелкий	14,8 ($1.48 \cdot 10^{-3}$)	17,8 ($1.78 \cdot 10^{-3}$)	18 ($1.8 \cdot 10^{-3}$)
пылеватый	13,9 ($1.39 \cdot 10^{-3}$)	16,7 ($1.67 \cdot 10^{-3}$)	17 ($1.7 \cdot 10^{-3}$)

Благодаря введению коэффициентов перегрузки достигается большая гармонизация отечественных и зарубежных норм по расчетам тепловых сетей на прочность. В качестве примера в таблице приводятся данные по собственному весу песка: нормативные по СНиПу и расчетные по DIN (Германия). Совпадение получается только после введения повышающего коэффициента надежности 1.2.

10. Применение стартовых компенсаторов

Применение стартовых компенсаторов позволяет выполнить растяжку трубопровода, защемленного в грунте. Растяжка осуществляется путем предварительного нагрева трубопровода до температуры, составляющей половину температурного перепада. После срабатывания стартовых компенсаторов и заварки кромок их ограничителей, трубопровод превращается в неразрезную конструкцию. Таким образом, стартовые компенсаторы срабатывают всего один раз. В идеале применение стартовых компенсаторов позволяет прокладывать трубопроводы в виде длинных прямых участков, в которых температурные деформации при нагреве и охлаждении компенсируются осевыми напряжениями растяжения-сжатия в материале труб.

Размах напряжений при переходе трубопровода из холодного состояния в рабочее составляет

$$\Delta\sigma = \alpha\left(T_{раб} - T_{монт}\right)E_{раб},$$

где

$T_{раб}$ - температура в рабочем состоянии,

$T_{монт}$ - температура, при которой монтируются стартовые компенсаторы (температура монтажа),

$E_{раб}$ - модуль упругости при рабочей температуре,

α - коэффициент линейного расширения.

Прямолинейная прокладка с применением стартовых компенсаторов возможна только при соблюдении условия

$$\Delta\sigma < 2[\sigma_{oc}]$$

Если это условие не выполняется, нужно переходить на другие схемы компенсации температурных расширений (например, использовать П- образные компенсаторы). Но сейчас у нас другая задача – показать способы, которые позволяют в это ограничение «вписаться».

Если принять $[\sigma_{oc}] \approx 1.25[\sigma]$, получаем

$$\alpha\left(T_{раб} - T_{монт}\right)E_{раб} < 2.5\,[\sigma],$$

следовательно

$$(T_{раб} - T_{монт}) < \frac{2.5[\sigma]}{\alpha E}.$$

Правая часть здесь зависит только от свойств материала. Например, для стали 20 при рабочей температуре 150ºC получается

$$(T_{раб} - T_{монт}) < \frac{2.5 \cdot 146}{1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^{5}} = 152^{o} C$$

Когда рабочая температура 150°С и монтажные работы выполняются в зимнее время, имеем $(T_{раб} - T_{монт})$ = 150-(-20) = 170ºC >152ºC и применение стартовых компенсаторов невозможно. Но если расчетную рабочую температуру принять на уровне 130ºC, а температуру монтажа 0ºC, то $(T_{раб} - T_{монт}) = 130^{o}C < 152^{o}C$ – картина меняется.

Максимальная длина прямого трубопровода, «обслуживаемого» стартовым компенсатором определяется по формуле

$$L_{\max} = \frac{F}{q_{тр}} \left\{ 2.5[\sigma] - \alpha E (T_{раб} - T_{монт}) \right\},$$

где $q_{тр}$ – сила трения о грунт, приходящаяся на единицу длины трубопровода, а F – площадь поперечного сечения трубопровода. Разность в фигурных скобках весьма «чувствительна» к температурному перепаду. При $(T_{раб} - T_{монт}) = 130^{o}C$ будем иметь

$$L_{\max} = \frac{F}{q_{тр}} \left\{ 2.5 \cdot 147.6 - 1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^{5} \cdot 130 \right\} = \frac{F}{q_{тр}} \cdot 57.$$

Для теплопровода 426х7 при глубине заложения $Z = 1м$ это составит всего 40 метров

$$L_{\max} = \frac{F}{q_{тр}} \cdot 57 = \frac{92}{1.3} \cdot 57 = 4034см = 40.3м.$$

Если же температуру монтажа принять не 0ºC, а 20ºC (монтаж в летнее время), то $(T_{раб} - T_{монт}) = 110^{o}C$

$$L_{\max} = \frac{F}{q_{тр}} \left\{ 2.5 \cdot 147.6 - 1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^{5} \cdot 110 \right\} = \frac{F}{q_{тр}} \cdot 105,$$

расстояние $L_{\max}$ увеличится в 1.84 раза (вместо 40.3 в нашем примере получим 74 метра) и потребное количество стартовых компенсаторов соответственно сократится. В импортных пособиях по проектированию тепловых сетей с ППУ – изоляцией [11] в примерах расчета $L_{\max}$ как правило фигурируют $T_{раб}$ = 120ºC и $T_{монт}$ = 10ºC , т. е. $(T_{раб} - T_{монт})$ = 110ºC, что соответствует

$$L_{\max} = \frac{F}{q_{тр}} \cdot 105,$$

В отечественной практике расчетная температура в тепловых сетях обычно принимается не

ниже 130º*C*.

Вторым способом сокращения количества стартовых компенсаторов является использование материала трубопровода с более высоким значением $[\sigma]$. Например, если вместо стали 20 взять 17ГС1У, то при $(T_{раб} - T_{монт}) = 130^{\circ}C$ получим

$$L_{\max} = \frac{F}{q_{тр}}\left\{2.5 \cdot 202.6 - 1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^{5} \cdot 130\right\} = \frac{F}{q_{тр}} \cdot 194.5.$$

Распространенным заблуждением проектировщиков является мнение, что уменьшение (возрастание) температурного перепада или замена материала на более прочный должно приводить к пропорциональному изменению расстояния между стартовыми компенсаторами.

В свете вышеизложенного, мы видим, что это далеко не так: изменение температурного перепада на 15% приводит к увеличению $L_{\max}$ почти в 2 раза, а замена стали 20 на 17ГС1У (повышение допускаемых напряжений в 1.4 раза) увеличивает максимальное расстояние между стартовыми компенсаторами в 3.5 раза.

Если по каким либо причинам для увеличения $L_{\max}$ выбран второй способ, то бессмысленно оглядываться на рекомендации, приводимые в импортных пособиях – в них предельно допустимые расстояния $L_{\max}$ даны только для трубопроводов из обычных углеродистых сталей.

В заключении отметим следующее.

1. Все формулы даны в предположении, что стартовые компенсаторы ставятся симметрично на одинаковых расстояниях друг от друга. При смещении стартового компенсатора от середины в сторону одного из неподвижных концов осевые напряжения могут возрасти на 20-40 процентов.

2. Для практических целей рекомендуется определять $L_{\max}$ с 20% -м запасом, т.е. использовать формулу

$$L_{\max} = \frac{0.8 \cdot F}{q_{тр}}\left\{2.5[\sigma] - \alpha E(T_{раб} - T_{монт})\right\}.$$

Расчеты на прочность с использованием уменьшенных значений $L_{\max}$ лучше согласуются с критериями оценки прочности теплопроводов на действие всех нагружающих факторов.

11. Прочность ППУ - изоляции и допустимая глубина заложения

Изоляционная конструкция и стальная труба работают как единое целое, т. е. в процессе изгиба и осевого растяжения - сжатия отслоения не допускаются. При бесканальной прокладке трубопровода давление грунта стремится сплющить поперечное сечение трубы,

лежащей на сплошном упругом основании. Из-за трения по грунту возникают значительные усилия в продольном направлении. Связанная конструкция: «стальная труба – пенополиуретановый слой изоляции – наружный полиэтиленовый кожух» – находится в сложном напряженном состоянии, компонентами которого являются касательные и нормальные напряжения. А поскольку прочность ППУ намного ниже прочности материала наружного кожуха, а тем более, материала стальной трубы, именно разрушение слоя ППУ может стать решающим фактором при определении допустимой глубины заложения трубопровода Z (рис. 11).

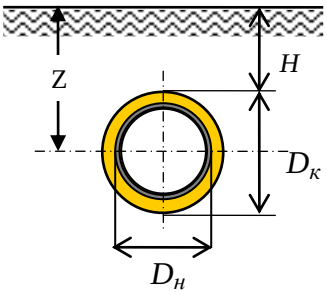


Рис.11. К определению допустимой глубины заложения

Условия прочности для изоляционного слоя ППУ

$$\sigma_{экв} \le [\sigma]_{ппу} = \frac{\sigma_{10/ппу}}{2} = \frac{3.0}{2} = 1.5 кг/см^2,$$

$$\tau_m \le [\tau_m] = \frac{\tau_{m,t}}{2} = \frac{1.3}{2} = 0.65\ кг/см^2, \qquad \tau_n \le [\tau_n] = \frac{\tau_{n,t}}{2} = \frac{0.8}{2} = 0.40\ кг/см^2.$$

Здесь:

$[\sigma]_{ппу}$, $\sigma_{10/ппу}$ - допускаемое напряжение и предел прочности на растяжение – сжатие в радиальном направлении при 10 % -ной деформации,

$[\tau_m]$, $\tau_{m,t}$ - допускаемое напряжение и предел прочности на сдвиг в тангенциальном (окружном) направлении при температуре 140°С,

$[\tau_n]$, $\tau_{n,t}$ – допускаемое напряжение и предел прочности на сдвиг в продольном (воль оси трубы) направлении при температуре 140°С.

Допускаемые напряжения и пределы прочности тепловой изоляции соответствуют ГОСТ 30732 – 2001 [19] на теплоизолированные трубы. Оценка прочности проводится по теории максимальных касательных напряжений. В качестве грунта основания и засыпки принят песок. Результаты расчета для труб большого диаметра по программе **Старт – Экспресс** сведены в таблицу. Для наглядности в графе «примечания» даны значения допускаемых напряжений.

Глубина заложения трубопроводов с ППУ изоляцией

Размеры труб $D_н$ x s, *мм*	426x 7	530x 7	630 x8	720x 8	820x 9	920x 9	1020 x10	Примечание
допустимая глубина заложения *Z*, *м*	4.6	4.05	3.7	3.5	3.15	2.8	2.7	–
высота засыпки над трубой $H = Z - D_к/2$, *м*	4.3	3.7	3.3	3.05	2.65	2.25	2.1	–
$\sigma_{экв}$, *кг/см*^{2}	1.49	1.50	1.50	1.49	1.50	1.51	1.51	1.50
$\tau_т$ в поперечном (тангенциальном) направлении, *кг/см*^{2}	0.52	0.60	0.61	0.63	0.63	0.64	0.63	0.65
$\tau_п$ в продольном (вдоль оси трубопровода) направлении, *кг/см*^{2}	0.24	0.21	0.19	0.17	0.17	0.15	0.15	0.40

Если приведенные в таблице типоразмеры разбить на интервалы и для каждого интервала взять минимальное значение *Z*, то получим четыре глубины заложения, которые можно рекомендовать в качестве справочных (см. приведенную ниже таблицу). Они отличаются от значений, приведенных в Своде Правил [3]. Совпадение наблюдается только для самых больших диаметров в интервале от 820 до 1020 мм.

Рекомендуемая глубина для трубопроводов больших диаметров *Z, м*

$D_н$, *мм*	426 ÷ 530	630 ÷ 720	820 ÷ 920	1020
Минимальное значение *Z* для выделенного диапазона диаметров, *м*	4.0	3.5	2.8	2.7
То же, согласно пункту 4.48 Свода Правил [3], *м*	3.6	2.8		

Нужно иметь в виду, что допустимая глубина заложения уменьшается с увеличением веса грунта засыпки (например, если вместо песка засыпку произвести суглинком), а также при установке амортизирующих подушек. В обоих случаях увеличивается степень овализации стальной трубы, приводящая к росту напряжений в слое ППУ.

Что касается трубопроводов с $D_н < 426$ *мм*, то для них допустимая по условиям прочности ППУ глубина превышает 5 метров и назначать ее следует по конструктивным соображениям.

12. Номограммы для тепловых сетей традиционных конструкций

Номограммы по расчетам П, Г, и Z –образных конфигураций воздушных трубопроводов (в закрытых каналах и наземных) были разработаны в середине прошлого века Тепло-

электропроектом и опубликованы в 1965 году [8]. Тогда это был единственный способ уменьшить трудоемкость расчетов на компенсацию температурных расширений для наиболее распространенных в практике проектирования тепловых сетей случаев. На основе этих номограмм ведущие проектные институты разработали собственные методические материалы, большинство из которых, к сожалению, используются до сих пор. На сегодня эти материалы безнадежно устарели. И не только потому, что появились персональные компьютеры, и необходимость в упрощенных способах расчета отпала. Просто за последние 50 лет существенно изменились критерии оценки прочности, основанные на теоретических и опытных данных, которые в такой огромной стране, как Россия, к сожалению, во время не доходят до проектировщиков.

О том, насколько эти изменения существенны, покажем на примере допускаемых номинальных $[\sigma]$ и компенсационных $[\sigma_{ос}]$ напряжений, для трубопроводов тепловых сетей с наружными диаметрами 159 и 219 мм из стали 20, с рабочими параметрами $P_{раб}$ =1.6 *МПа* и $T_{раб}$ =150 *ºС*.

Сравнительные данные по оценке прочности

Нормы ЦКТИ 1958 г.		Номограммы Теплоэлектропроекта [8]		Свод правил 2003 г. Госстроя РФ[3]	
$[\sigma]$, *МПа*	$[\sigma_{ос}]$, *МПа*	$[\sigma]$, *МПа*	$[\sigma_{ос}]$, *МПа*	$[\sigma]$, *МПа*	$[\sigma_{ос}]$, *МПа*
136.5	113	136.5	80	146	164

Номограммы основаны на Нормах расчета элементов паровых котлов на прочность 1958 г. (Нормы ЦКТИ). По сравнению с ныне действующими нормами номинальные допускаемые напряжения в этих нормах отличаются незначительно – всего на 7%

$$\left(\frac{146}{136.5}-1\right)\cdot 100 = 7\%.$$

Однако допускаемые компенсационные напряжения увеличились почти в 1.5 раза,

$$\frac{164}{113} = 1.45,$$

а по сравнению с теми, которые были приняты при составлении номограмм, – в 2раза

$$\frac{164}{80} = 2.0.$$

При пользовании номограмм также не учитывалась повышенная гибкость крутоизогнутых и сварных (секторных) отводов. Крутоизогнутых отводов 50 лет назад не изготавливали, а работа на изгиб сварных отводов тогда не была хорошо исследована. Уже позднее было установлено, что описанные конструкции отводов радиусом 1-1.5 D_N обладают повы-

шенной гибкостью даже по сравнению с гладкими гнутыми отводами радиуса 3 -3.5 D_N. Напомним, что во всех современных стандартах и технических условиях на крутоизогнутые отводы радиусы гиба составляют для $D_N \leq 400$*мм* - $R = 1.5\ D_N$, а для $D_N > 400$*мм* - $R = 1.0\ D_N$.

Различия в схемах работы углов поворота показаны на рисунке 12. В номограммах принято, что при наличии крутоизогнутого или сварного отвода точка излома оси трассы *C* работает как жесткий рамный узел (рис. 12а). На самом деле имеет место упруго податливое соединение, в котором взаимный поворот сходящихся в узле труб изменяется пропорционально величине возникающего в угле поворота изгибающего момента. Схематическое изображение такого соединения показано на рисунке 12б.

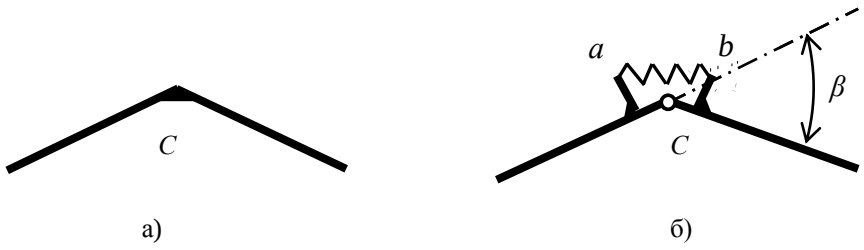


Рис.12. Схемы упругой работы углов поворота

Угол взаимного поворота стержней определяется выражением $\varphi = kM$, где k – коэффициент податливости отвода. Если первоначально угол между стержнями равен β, а изменение этого угла в результате температурного расширения трубопровода составит $\Delta\beta$, то в результате деформации угол между стержнями станет $\beta + \Delta\beta$, тогда $\varphi = \Delta\beta$. Если же узел *C* считать жестким, как это показано на рисунке 12а, то угол β меняться не будет, т.е. $\varphi = 0$.

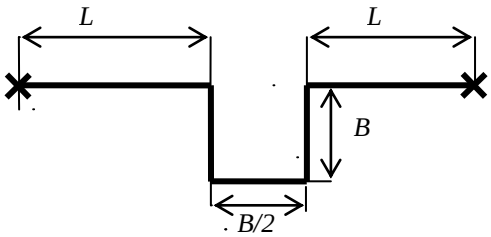


Рис.13. Трубопровод с П – образным компенсатором

На рисунке 13 показан трубопровод на скользящих опорах лежащий в горизонтальной плоскости. Трубы 630х7, $P_{раб}$ =1.6 *МПа*, $T_{раб}$ =150ºС, температура монтажа -20ºС, материал сталь 20; габариты L =78.5 *м*, B = 6 *м*, отводы крутоизогнутые, радиус 600 *мм* (R=1.0D_N). В номограммах упругая работа П – образных компенсаторов такого диаметра оценивается без учета гибкости отводов. Расчет нашего примера с жесткими углами по программе **Старт –**

Экспресс дает достаточно высокие расчетные напряжения - 517 *МПа*, если же гибкость отводов учитывать, то эти напряжения снижаются до 186 *МПа*. Разница почти в 3 раза!

Согласно РД 10 - 400 - 01 [2] и значений $[\sigma]$, приведенных выше в разделе 3, допускаемые напряжения в нашем случае составляют $\sigma = 1.5[\sigma] = 1.5 \cdot 146 = 219$ *МПа*, таким образом, в первом варианте расчетные напряжения превышают допускаемые в 2 с лишним раза, а во втором они с приличным запасом укладываются в допускаемые.

Таким образом, если повышенную гибкость отводов игнорировать, то при оценке компенсирующей способности можно ошибиться в несколько раз.

Вывод очевиден: использование номограмм сегодня приводит к резко заниженной оценке компенсирующей способности трубопроводов тепловых сетей и, как следствие, к искусственному завышению габаритов компенсаторов, повышенному расходу труб и материалов строительных конструкций. Нам представляется, что стоимость персонального компьютера и программы **Старт – Экспресс** несоизмерима с той экономией, которую можно получить в результате их использования вместо номограмм при реконструкции и строительстве тепловых сетей.

13. Расстояния между промежуточными опорами

Основным видом прокладки тепловых сетей до сих пор является подземная в каналах (80%). В качестве теплоизоляционных материалов в конструкциях таких сетей используются маты и плиты из минеральной ваты. На сегодня установлено, что через 8 лет эксплуатации тепловые потери теплопроводов с минеральной ватой в непроходных каналах в два раза превышают расчетные. В ближайшем будущем на смену им должна придти ППУ – изоляция с наружным кожухом из тонкостенных оцинкованных труб (в настоящее время выпущен стандарт ассоциации производителей и потребителей трубопроводов с ППУ - изоляцией на такие изделия [16]).

Расстояния между промежуточными опорами, к которым привыкли проектировщики тепловых сетей, основаны на нормах полувековой давности. Они не соответствуют действующему СНиПу на тепловую изоляцию и нормам расчета на прочность РД 10-400-01.

Расстояния между промежуточными опорами для любого пролета, кроме примыкающего к неподвижной опоре или компенсатору, определяются из расчета трубопровода как неразрезной многопролетной балки нагруженной равномерно-распределенной нагрузкой.

Эти расстояния $l_{ср}$ должны быть такими, чтобы одновременно выполнялись два условия: прочности и допустимого прогиба.

1. Условие прочности – напряжения изгиба от веса в нагретом до рабочей температуры трубопроводе не должно превышать допускаемых

$$l_{cp} = \sqrt{\frac{15\sigma W\varphi_{bw}}{q}}.$$

В этой формуле

σ - допускаемое напряжение от веса трубопровода в рабочем состоянии

$$\sigma = 1.1[\sigma] - \frac{P(D_н - 2s)^2}{4(D_н - s)s\varphi_w};$$

является разностью между $1.1[\sigma]$ (см. второй критерий прочности на странице 6) и продольными напряжениями от внутреннего избыточного давления *P*,

φ_{bw} – коэффициент снижения прочности сварного соединения на изгиб,

W – момент сопротивления сечения трубы изгибу, *см*^{3},

$$W = \frac{\pi(D_н - s)^2 s}{4},$$

q – вес одного сантиметра длины трубопровода вместе с изоляцией и продуктом, *кг/см*.

2. Условие допустимого прогиба - описываются системой двух уравнений. Первое – соблюдение допустимого прогиба в пролете, равного $0.02D_N$, согласно требованиям СНиПа на тепловые сети [4], второе – предотвращение образования обратного уклона, который может привести к созданию "мешков" при остывании трубопровода.

$$\begin{cases} \frac{q}{24EI}\left(l_{cp}{}^2 x^2 - 2l_{cp}x^3 + x^4\right) - ix = 0.02D_N \\ \frac{q}{24EI}\left(2l_{cp}{}^2 x - 6l_{cp}x^2 + 4x^3\right) - i = 0 \end{cases}.$$

В приведенных уравнениях

x – расстояние от левого конца пролета до места с максимальным прогибом,

i – уклон трубопровода (минимальное значение для тепловых сетей 0.002),

D_N - условный диаметр, *см*.

Из двух значений l_{cp}, полученных по условиям прочности и прогиба, выбирается наименьшее.

Результаты расчетов сведены в таблицу. В расчетах принимались следующие данные: материал сталь ВСтЗсп5 (как наименее прочная), прибавка на коррозию 3*мм*, на технологический допуск - согласно данным, приведенным в разделе 5, веса изоляции – по таблице, составленной на основании СНиП 2.04.14-88* на тепловую изоляцию (приведена ниже), уклон трубопровода 0,002, рабочая температура 150ºС, испытания водой при температуре 20ºС.

В таблице приведены предельно допустимые (расчетные) и рекомендуемые расстояния между опорами. Рекомендуемые значения получаются из предельно допустимых путем деления на понижающие коэффициенты, зависящие от способа прокладки и диаметра трубопровода (приведены в таблице). Коэффициенты получены опытным путем [8] и, по-видимому, предназначены для:

- увязки принимаемых пролетов с модульной координацией размеров в строительстве,
- снижения расчетных нагрузок на типовые конструкций промежуточных опор.

Расстояния между подвижными опорами согласно требованиям РД 10-400-01

Размеры труб D_H x s, *мм*	Предельно допустимое расстояние, *м*	Способ прокладки			
		Надземная и подземная в тоннелях		Подземная в непроходных каналах	
		принимаемое расстояние, *м*	понижающий коэффициент	принимаемое расстояние, *м*	понижающий коэффициент
57x3,0	4,6	3,5	1.3	3,5	1,3
76x3,0	5,7	4,4		3,0	1.7
89x4,0	6,7	5,0		4,0	
108x4	7,7	6,0		4,5	
133x4	8,7	6,5		5,0	
159x4,5	10,0	7,5		6,0	
219x6	12,8	10.0		6,5	2.0
273x7	15.2	11.5		7.5	
325x7	16,9	13,0		8,5	
426x7	19,8	15.0		10.0	
530x7	22,3	17.0		11.0	
630x8	25,2	19.0		12.5	
720x8	27,1	21.0		13,5	
820x9	29,4	22,5		14.5	
920x9	29,4	22,5		14,5	
1020x10	31.3	24,0		15,5	

Разница в величине расстояний, по сравнению с приведенными в справочнике под редакцией А.Д. Николаева [8], составляет минимум 6% и максимум 28% (в зависимости от диаметра).

В тех случаях, когда используются предельно допустимые значения пролетов (переходы через дороги, овраги и т.п.), строительные конструкции для промежуточных опор должны проектироваться индивидуально.

Вес изоляции из минераловатных матов, *кгс/м*

Размеры труб $D_н$ x s, *мм*	Наружный кожух изоляции		
	Стеклопластик	Алюминиевый лист	Оцинкованная сталь.
57x3,0	6.6	6,8	8,3
76x3,0	7.4	7,7	9,3
89x4,0	9.4	9.7	11,4
108x4	10.3	10.6	12,5
133x4	13.2	14,1	17,0
159x4,5	14.5	15,6	18,6
219x6	19.9	21.0	24,8
273x7	25.5	27,0	31,3

325x7	28.8	30,4	35,1
426x7	31.9	35.4	44.0
530x7	41.7	45.8	56,1
630x8	48.0	52,6	64,7
720x8	53.5	58,8	71,4
820x9	65.1	70,9	85,1
920x9	71.8	78.1	93,7
1020x10	78.6	85.4	102,2

14. Реальная конструкция и компьютерная модель

Современная наука по расчетам на прочность пока не может рассчитывать реальные трубопроводы. Поэтому при использовании самых современных программных комплексов приходится иметь дело не с реальной конструкцией трубопровода, а с его компьютерной моделью - расчетной схемой. Неопытный расчетчик обычно видит свою задачу в том, чтобы по возможности точнее воспроизвести чертеж реального трубопровода на экране компьютера. При этом упускается из виду, что между чертежом трубопровода и его расчетной схемой существует большая разница. Расчетная схема - это конструкция трубопровода, освобожденная от несущественных с точки зрения оценки прочности особенностей. Для одной и той же конструкции можно выбрать несколько расчетных схем, в зависимости от того, какая сторона работы трубопровода интересует проектировщика. Применение расчетной схемы является необходимостью, поскольку полный учет всех свойств реальной конструкции невозможен.

Например, отпор грунта перемещениям трубопровода вдоль и поперек его оси моделируется упругими связями, жесткость которых зависит от величины и направления перемещения закрепляемой точки на оси трубопровода, свойств грунта, глубины заложения и ряда других факторов. Причем, зависимости эти нелинейные и определяются на основании экспериментальных исследований. Наиболее изученными на сегодня являются свойства песка [11]. Этим по-видимому и объясняются требования к бесканальной прокладке тепловых сетей в траншее – подстилающий слой и засыпка должны выполняться утрамбованным песком. В иной грунтовой среде результаты могут оказаться не достоверными.

В программной системе **Старт** сплошная грунтовая среда моделируется (и это еще одна схематизация реальности) расставленными на достаточно близком расстоянии друг от друга упругими опорами [5], [7], [11]. Если участок расположен в горизонтальной или почти горизонтальной плоскости (угол наклона к горизонту не более 10°-12°), то ставится опора с тремя связями (рис.14а), причем связь вдоль оси трубы моделирует силу трения. Если же участок имеет угол наклона от 12° до 90°, то силой трения вдоль оси трубы можно пренебречь, а грунт моделировать двумя упругими связями, препятствующими перемещениям поперек оси трубы (рис.14б). Связи можно вообще не накладывать, если длина наклонного участка мала по сравнению с протяженностью трубопровода, поскольку ее влияние на рас-

пределение усилий будет пренебрежимо мало. Как видим, компьютерная модель представляет собой некоторое приближение к действительности, которое учитывает только наиболее существенные факторы, влияющие на распределение усилий в трубопроводе.

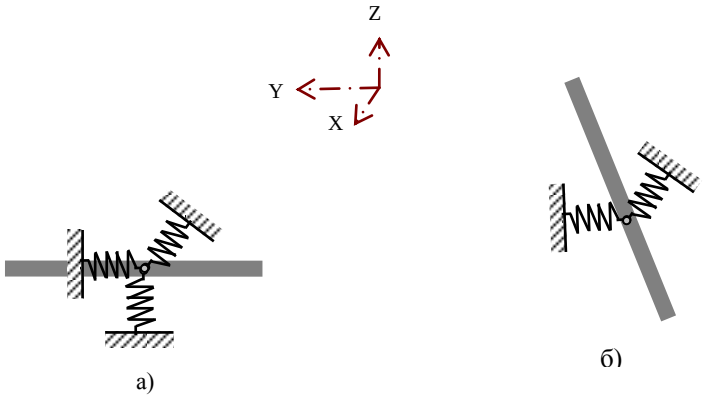


Рис.14. Модель взаимодействия трубопровода с грунтом

Для правильного выбора расчетной схемы нужен определенный опыт. Ниже рассмотрены отдельные характерные примеры.

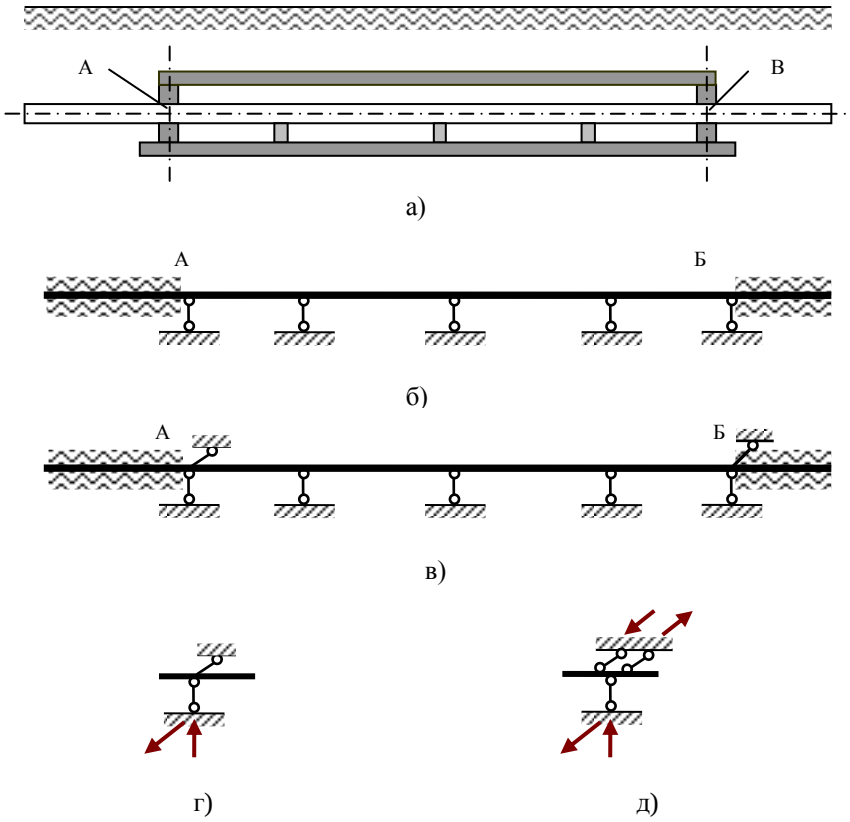


Рис.15. Схема подземного трубопровода
грунт - канал -грунт

Пример 1. На рисунке 15 показан трубопровод бесканальной прокладки, который частично проходит в канале. Если в точках А и Б отсутствуют боковые (поперек оси трассы)

перемещения, то расчетная схема будет соответствовать показанной на рис. 15б – по всей длине участка в канале стоят скользящие опоры. Если же боковые перемещения на входе-выходе из канала могут иметь место и для их предотвращения ставится ограничитель (например, круглое отверстие с гильзой), то возможны два варианта:

- когда конструкция ограничителя не препятствует повороту сечений трубопровода в горизонтальной плоскости (короткая гильза), имеем расчетную схему, показанную на рис. 15в – две направляющие опоры в точках А и Б. Схема работы направляющей опоры, обеспечивающей свободу перемещений вдоль оси трубы, показана на рис. 15в;

- когда конструкция ограничителя такому повороту препятствует (например, длина гильзы больше диаметра трубопровода), вместо направляющих опор ставятся нестандартные крепления с двухсторонней жесткой угловой связью в горизонтальной плоскости (рис. 15г). Наконец, если участок АБ расположен на длинной прямой трассе и имеет сравнительно малую протяженность, его вообще можно не учитывать, рассматривая точно также, как подземные участки за пределами границ канала.

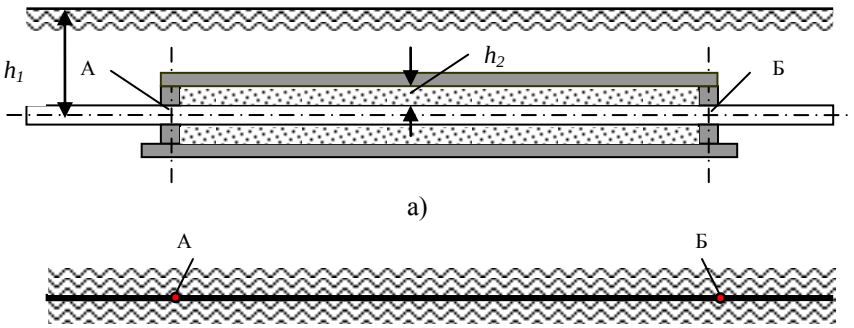


Рис.16. Схема подземного трубопровода
грунт – грунт в канале - грунт

Пример 2. При реконструкции тепловой сети часть трубопровода с ППУ – изоляцией проходит в старом канале, который засыпается песком (рис. 16а). При отсутствии боковых перемещений на входе – выходе из канала, весь трубопровод можно рассчитывать как защемленный в грунте (рис. 16б). Разница будет только в расчетной глубине заложения: слева и справа от отрезка АБ она будет равна h_1 (от поверхности земли до оси трубы), а между точками А и Б – h_2 (от оси трубы до низа плиты перекрытия канала), так как вес грунта выше перекрытия канала на трубу не передается.

Описанная модель корректна применительно к решению задачи оценки прочности. Если же участок АБ проверяется устойчивость – возможность потери прямолинейной формы

равновесия в результате осевого сжатия, то нужно дополнительно учитывать не только вес грунта, лежащего над каналом, но и вес плит перекрытия канала.

Пример 3. Трубопровод проложен в футляре под дорогой. Поскольку все нагрузки от транспорта, вышележащего грунта и т.п., воспринимаются футляром, а напряжения от веса трубопровода, проложенного в футляре, не могу привести к его разрушению в виду практически непрерывного опирания, участок АБ можно рассматривать как невесомый (рис.17а).

На входе – выходе достаточно приложить горизонтальные силы трения $P_{тр}$, собранные с половины длины L

$$P_{тр} = q_{тр} \frac{L}{2}$$

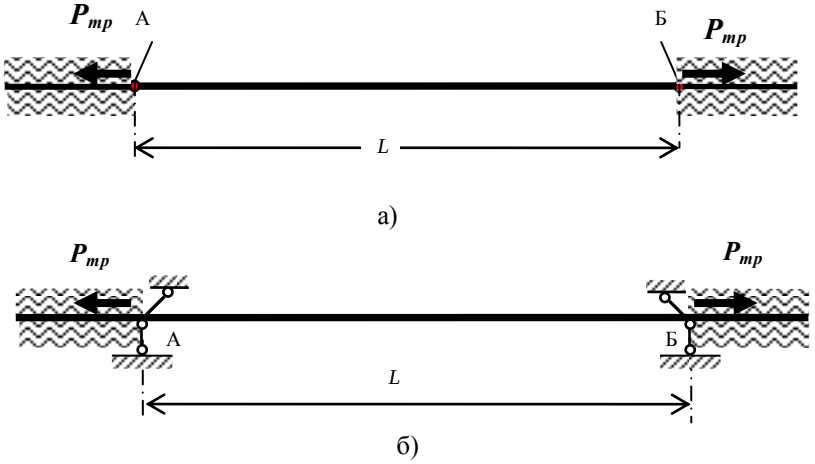


Рис.17. Расчетная схема подземного трубопровода грунт – футляр - грунт

Такая схема, хотя и отличается от реальной, но она учитывает наиболее существенные особенности упругой работы и обеспечивает некоторый запас прочности по отношению к участкам трубопровода, защемленным в грунте. Если на концах футляра ставятся диафрагмы для предотвращения боковых перемещений от примыкающих подземных участков, то это моделируется направляющими опорами (рис.17б). Другими вариантами компьютерной модели для этого случая могут служить расчетные схемы, показанные на рисунках 15б и 15в. Правда такое усложнение, по нашему мнению, не будет окупаться точностью получаемых результатов расчета.

Пример 4. Врезка в существующий трубопровод бесканальной прокладки АГ (рис. 18), который был смонтирован с предварительной растяжкой (стартовый компенсатор в точке Б). Распространенной ошибкой проектировщиков в этом случае является совместный расчет старого и нового участка теплопровода с включением в расчетную модель стартового компенсатора. Это верно только в случае, если растяжка участка АГ с помощью предварительного подогрева осуществляется заново.

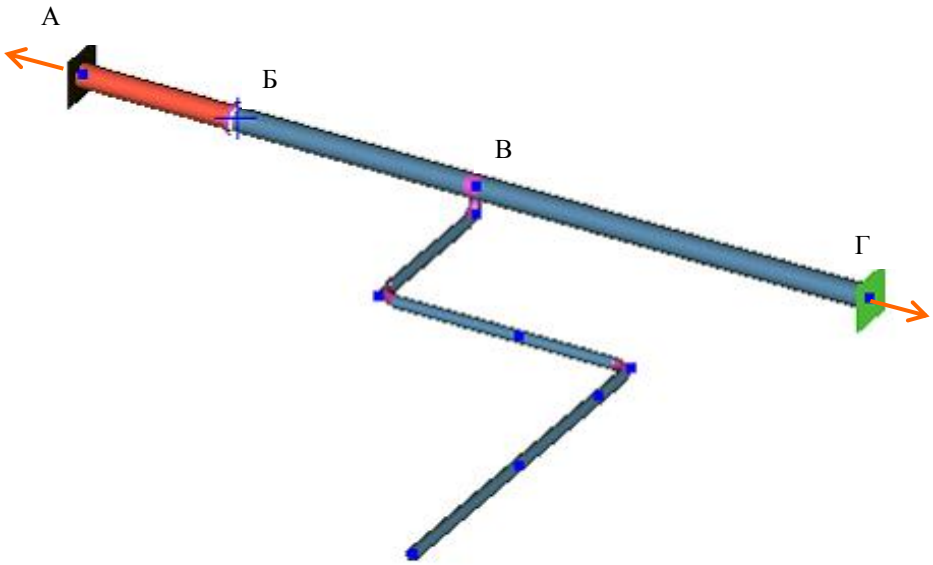


Рис. 18. Схема врезки в существующий трубопровод

Если же врезка ответвления производится без перекладки существующей трассы, то точка В останется неподвижной и трубопровод от точки А до точки Г будет постоянно находиться в напряженном (растянутом) состоянии. Пусть с помощью предварительного нагрева трубопровод первоначально был растянут на величину Δ, *мм* (деформация стартового компенсатора в момент его замыкания). Равномерное по всей длине растяжение можно смоделировать смещениями неподвижных опор в точках А и Г, причем эти смещения должны быть одинаковы по величине $\frac{\Delta}{2}$, *мм* и направлены в противоположные стороны вдоль оси участка АГ (на рисунке показаны красными стрелками) .

Таким образом, применение любой программной системы по расчету прочности трубопроводов не избавляет специалистов от необходимости много и серьезно думать над тем, как правильно воспринимать реальную конструкцию и как выбирать для нее компьютерную модель для оценки прочности.

15. Литература

1. Нормы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей РД 10-400-01, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», М., 2001,

2. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды РД 10-249-98, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», М., 2001,

3. Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной теплоизоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке, СП 41-105-2002, Госстрой России, М, 2003,

4. Тепловые сети, СНиП 41-02-2003, Госстрой России, М. 2004

5. А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн, Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость, «Недра», М., 1982,

6. Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию тепловых сетей в процессе эксплуатации РД 153-34.20.522-99, ОРГРЭС, Москва, 2000,

7. П. Рандлов, Справочник по централизованному теплоснабжению, ЕиНР, Копенгаген, 1997,

8. ВГПИ Теплоэлектропроект. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей, под ред. Д.А. Николаева, Изд-во литературы по строительству, М.,1965,

9. Водяные тепловые сети. Справочное пособие по проектированию, под ред. Н.К. Громова, Е.П. Шубина, Энергоатомиздат, М., 1988,

10. Бесканальные трубопроводы. Расчет и проектирование. Справочник, под ред. Р.М. Сазонова, В.С. Еременко, Киев, «Будівельник», 1985,

11. Arbeitsblatt FW 401: Verlegung und static von KMR für Fernwärmenetze Arbeitsgemeinschaft Fernwärme- AGFW-e, V.- bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, 1992,

12. Code of practice for distribution networks for district heating, Dansk Standard, DS 448, 1994,

13. H. Steffensen, Recent Development, Danish Board of District Heating (DBDH), 2/2001,

14. ANSI/ASME B. 31.1. Code for pressures piping, B. 31. Power piping, 1998,

15. Logstor Ror A/S, Absorption of expansion, p.p. 4.1.37-4.1.39, 1992,

16. Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана со стальным защитным покрытием. Технические условия, СТ 4937-18929664-04, АП и ПТИПИ, М., 2004,

17. Датский стандарт DS/EN 253 ru, второе издание, Copyright Dansk Standard, DS tryk, 1994,

18. ГОСТ 30732-2001, Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке, Технические условия, Госстрой России, ГУП ЦПП, 2001.