

Минжилкомхоз РСФСР

ГИПРОНИГАЗ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Порядок расчета на устойчивость  
положения (против всплытия)  
газопроводов прокладываемых на  
обводненных участках трассы

РД 3-137-88

Саратов  
1988

УТВЕРЖДАЮ

Директор института

*Владимир Е.П. Щуркин*

" 8 " *августа* 1988 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Порядок расчета на устойчивость положения (против всплытия)	РД 3-137-88
газопроводов проклады- ваемых на обводненных участках трассы	Взамен РДР 3-30-82

Дата введения 1 апреля 1988 г.

Настоящий руководящий документ обязателен для всех подразделений института, филиалов и отделов комплексного проектирования и устанавливает порядок расчета на устойчивость положения (против всплытия) газопроводов прокладываемых на обводненных участках трассы.

4774

4285

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Подводным переходом называется газопровод, проходящий по дну водной преграды (река, озеро, залив, пролив) и находящийся при эксплуатации постоянно или временно в воде.

1.2. Подводные переходы газопроводами экономически целесообразно прокладывать при ширине водных преград при горизонте межени вод (ГМВ) 75 м и более (см. черт. 1 и черт. 2).

Допускается прокладка подводных газопроводов при ширине водных преград менее 75 м в случае, если другие условия прокладки по техническим причинам невозможны.

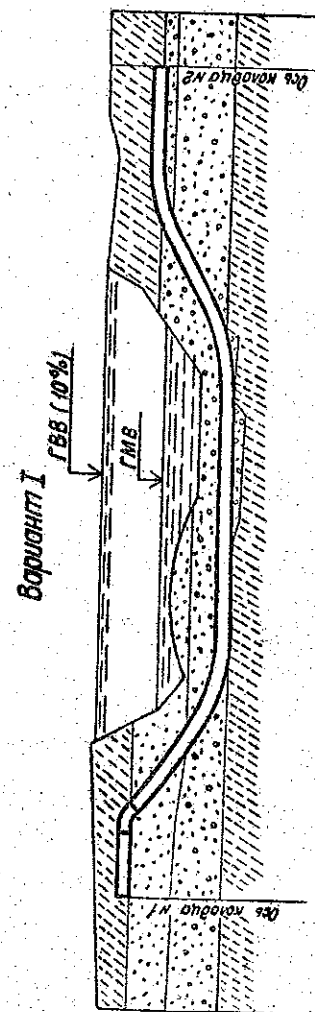
1.3. Границами подводного перехода газопровода, определяющими длину перехода, следует считать участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10 % обеспеченности при двадцатидневном стоянии (самый высокий уровень паводковых вод за 10 лет, см. черт. 1 и черт. 2). Запорную арматуру следует размещать вне границ этого участка.

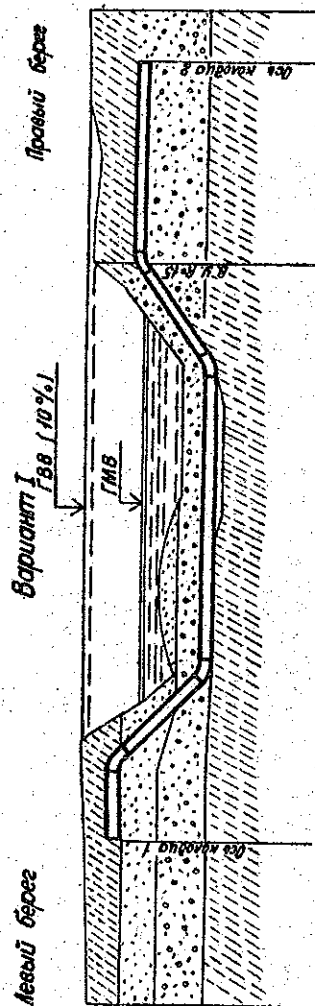
1.4. Подводный переход делится на два участка:

- 1) подводный – в пределах урезов рабочего горизонта в открытых береговых траншеях;
- 2) пойменный – в пределах границ затопления при ГВВ 10 % обеспеченности.

1.5. Выбор подводного или надводного перехода должен быть обоснован технико-экономическими расчетами и местными условиями производства работ.

1.6. Подводные переходы через реки должны, по возможности, предусматриваться на прямолинейных плесовых участках перпендикулярно к оси потока, в местах наименьшей ширины заливаемой поймы с пологими неразмываемыми берегами русла реки.





Черт. 2

4285/3-4

4285

1.7. При выборе створа подводного перехода, на одном из берегов желательно иметь в створе перехода ровную площадку, не занятую постройками, для возможности укладки подводного перехода способом протаскивания, либо предусмотреть возможность монтажа газопровода вдоль берега.

1.8. Толщину стенок труб для подводных переходов следует принимать на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм.

1.9. Газопроводы, прокладываемые через водные преграды, должны быть проверены расчетом на устойчивость положения (против всплывания) и на прочность и устойчивость в продольном направлении.

1.10. При расчетах на устойчивость (против всплывания) подводных газопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, воздействия на них веса грунта засыпки не учитывается.

1.11. Для предотвращения всплывания газопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, их следует балластировать для создания им отрицательной плавучести.

Газопроводы, прокладываемые на участках болот, обводненных земель и на поймах рек, не подвергающихся размыву и перфорированию следует применять армо-бетонные седловидные грузы. Такие грузы следует применять как для газопроводов, прокладываемых подземно (т.е. в траншее), так и в насыпях и наземно на заболоченных и периодически затапливаемых участках трасс.

Технические характеристики седловидных балластных грузов приведены в табл. 1 и на черт. 3.

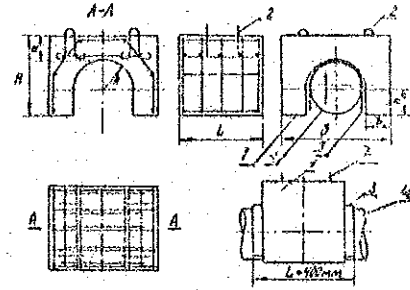
Для балластировки газопроводов на переходах через водные преграды шириной русла в межень не более 30 м при укладке газопровода методом протаскивания применяют кольцевые железобетонные грузы, состоящие из двух симметричных сегментов, скрепляемых между собой четырьмя болтами М20.

Таблица 1

Техническая характеристика  
седловидных балластировочных грузов

Наружный диаметр газопровода, мм $D_1$	Объем груза, $m^3$	Масса, кг, $m$	Размеры груза, мм (черт. 3)							
			$B$	$L$	$H$	$a$	$b$	$c$	$h$	$R$
273-325	0,14	300	840	400	590	200	200	20	170	220
377-425	0,23	500	1080	400	760	260	260	30	220	280
478-530	0,59	1500	1320	800	900	330	330	30	240	330
530-725	1,37	3000	1540	1100	1120	340	340	40	240	430
820	1,37	3000	1640	1200	1210	340	340	40	350	430

Армобетонный седловидный груз



1 - тело груза; 2 - строповочные петли;  
3 - предохранительный коврик; 4 - труба

Черт. 3

Для переходов через водные преграды шириной более 30 м при укладке труб методом протаскивания следует применять чугунные кольцевые балластировочные грузы, состоящие из двух полугрузов, скрепленных между собой четырьмя металлическими болтами М16-М24. Техническая характеристика чугунных балластировочных грузов приведена в табл. 2. Установка чугунных грузов на газопроводе показана на черт. 4.

Допускается в качестве балластировки применять сплошное покрытие труб бетоном. Подобный способ балластировки является наиболее эффективным для газопроводов большого диаметра и широко используется за рубежом, но требует укладки труб без изгиба или по кривым большого радиуса во избежание трещин в бетоне с последующим ржавлением арматуры.

Сплошное покрытие газопровода бетоном является хорошей защитой антикоррозионной изоляции от повреждений ее при строительстве и исключает необходимость применения защитной деревянной футеровки и значительно уменьшает тяговые усилия при прокладке трубопровода способом протаскивания по дну.

Для газопроводов диаметром менее 250 мм, прокладываемых под водой через водные преграды, допускается вместо пригрузов увеличивать толщину стенки трубы для обеспечения газопроводу устойчивого положения против всплытия.

1.12. Газопроводы, прокладываемые через водные преграды, должны быть покрыты весьма усиленной изоляцией по ГОСТ 9.015-74.

1.13. В целях защиты антикоррозионного покрытия от повреждения при использовании для балластировки седловидных кольцевых чугунных или железобетонных грузов, газопроводы должны быть покрыты деревянной футеровкой (рейками толщиной 20-30 мм).

Таблица 2

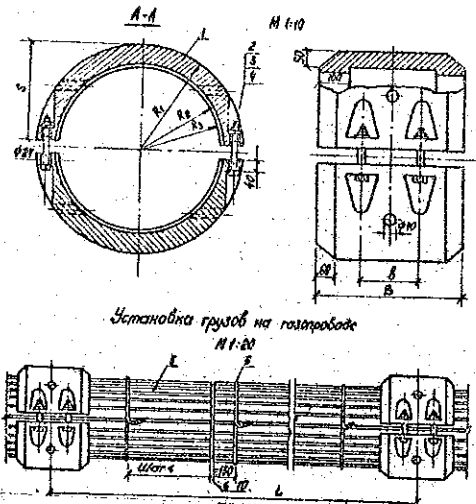
Техническая характеристика  
чугунных балластировочных грузов

Наружный диаметр газопровода, $D_H$ , мм	Масса груза, $M$ , кг	Размеры груза, мм (черт. 4)						Размер болта, мм
		$R_1$	$R_2$	$R_3$	$B$	$\rho$	$S$	
219	150	-	-	-	-	-	-	-
325	200	275	210	200	400	150	260	20x120
377	300	305	245	230	450	180	285	20x130
426	300	330	264	255	455	190	310	20x140
476	400	355	294	280	500	200	335	20x170
530	400	385	320	310	500	200	350	20x170
630	500	435	373	360	500	200	410	-
720	1100	480	415	405	960	600	455	24x180
820	1100	530	455	455	870	500	505	24x180

4285

2-4) 2224

Установка чугунных балластировочных грузов на газопроводе



1 - полугруз; 2,3,4 - болт, гайка, шайба соответственно; 5 - рейка (60x25);  
6 - проволока ( $d = 0,25$  мм)

Черт. 4

1.14. Подводные переходы газопроводов должны предусматриваться, как правило, в две нитки с пропускной способностью каждой 0,75 расчетного расхода газа. Прокладка в одну нитку допускается:

- 1) при закольцованном газопроводе;
- 2) при тупиковом газопроводе к промышленному потребителю, если данные потребители могут перейти на другой вид топлива на период ремонта подводного перехода.

1.15. При пересечении водных преград шириной менее 75 м газопроводами, предназначенными для газоснабжения потребителей, не допускающих перерыв в подаче газа, или при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню горизонта высоких вод при 10 % обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней, а также горных рек и водных преград с неустойчивым дном, и берегами допускается прокладка второй (резервной) нитки.

1.16. Расстояние между осями параллельных газопроводов на подводных переходах следует принимать не менее 30 м.

1.17. На концах подводного перехода сооружаются колодцы с запорными устройствами.

При одностороннем переходе отключающие устройства сооружаются только перед переходом по ходу газа.

1.18. При ширине водной преграды менее 75 м установка отключающих устройств не обязательна, и в каждом конкретном случае решение об установке отключающих устройств принимается в зависимости от местных условий строительства.

1.19. Места расположения береговых колодцев необходимо выбирать исходя из условий невозможности их затопления при высоком горизонте воды 10 % обеспеченности.

4285/9-10

1.20. Прокладку газопроводов на подводных переходах следует предусматривать с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Проектную отметку верха забалластированного газопровода следует принимать на 0,5 м, а на переходах через судоходные и сплавные реки на 1 м ниже прогнозируемого профиля дна, определяемого с учетом возможного размыва русла в течении 25 лет после окончания строительства перехода.

На основании опыта эксплуатации, заглубление подводных переходов принимается значительно больше (3-4 м в русловой части и 6-7 м в берегах).

1.21. Наиболее опасным на подводных переходах являются береговые участки, подверженные наиболее интенсивному размыву течением воды. Поэтому уменьшение заглубления на этих участках производить не следует.

Для предотвращения возможных аварий, вертикальные отводы-утки следует предусматривать с врезкой в берега на значительном расстоянии 100 м и более.

1.22. Профиль подводного перехода следует выбирать в зависимости от способа укладки газопровода и геологических данных грунтов.

Укладка подводного газопровода с кривыми механического гнуща (утками) на береговых участках требует значительной врезки отводов за пределы возможного размыва берегов, но компенсируется некоторым уменьшением баласта и рекомендуется для газопроводов Ду 700 и более.

1.23. Материалы изысканий по трассе подводного перехода должны включать:

общий план участка реки, охватывающий всю пойму в горизонталях и не менее чем на 1 км в обе стороны от трассы перехода;

план перехода в М = 1:200 + 1:2000 (в зависимости от его длины) при ширине полосы по 100 м вверх и вниз по течению от границ перехода;

продольные профили по каждому из трубопроводов (с указанием урезов воды), характеризующих размыв берегов и русла реки;

скорости течения реки в межень, зимой, при строительном горизонте и в период весеннего половодья с распределением этих скоростей по живому сечению потока;

количество твердого стока и степень мутности воды и степень агрессивности речных и грунтовых вод;

сведения о возможной толщине ледяного покрова, сроках и продолжительности ледостава и ледохода.

1.24. При определении проектных решений по прокладке газопроводов через водные преграды, кроме настоящего руководящего документа следует руководствоваться требованиями СНиП 2.04.08-87.

## 2. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЕЛИЧИН

В настоящем руководящем документе приняты обозначения и их единицы измерения, указанные в табл. 3.

Таблица 3

Условное обозначение	Наименование величины и единицы измерения
$Q_{акт}$	Суммарная расчетная нагрузка на газопровод действующая вверх, $H$
$Q_{пас}$	Суммарная расчетная нагрузка действующая вниз, $H$
$K_{н.в.}$	Коэффициент надежности устойчивости положения газопровода против всплытия
$Q_{в}$	Расчетная выталкивающая сила воды действующая на 1 м длины газопровода, $H/M$



Условное обозначение	Наименование величины и единицы измерения
$q_{изг}$	Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе газопровода, на 1 м длины, Н/м
$q_n, q_m$	Сила лобового сопротивления и подъемная сила от воздействия скорости течения потока воды соответственно на 1 м длины газопровода, Н/м
$L$	Ширина водной преграды, м
$q_{bal}^n, q_{bal}^m$	Нормативная балластировка на 1 м длины газопровода, Н/м без учета и с учетом скорости течения потока воды соответственно
$q_{тр}, q_{из}, q_{ф}$	Расчетные нагрузки от массы соответственно от трубы, изоляции от коррозии и от футеровки на 1 м длины газопровода, Н/м
$E_0$	Модуль упругости стали, МПа
$J$	Момент инерции сечения стенки трубы, см <sup>4</sup>
$D_n, D$	Диаметры газопровода, м, наружный и внутренний соответственно
$D_{н.и.ф}$	Наружный диаметр трубы с учетом изоляции от коррозии и футеровки, м
$g$	Ускорение свободного падения принимается равным 9,81 м/с <sup>2</sup>
$\rho_s$	Плотность пригрузов, кг/м <sup>3</sup>
$\rho_a$	Плотность воды с учетом растворимых в них солей, кг/м <sup>3</sup>

Условное обозначение	Наименование величины и единицы измерения
$m$	Масса одного пригруза, кг
$n$	Количество пригрузов, шт.
$L_p$	Расстояние между пригрузами, м
$\sigma_{пр.л}$	Продольное осевое напряжение, МПа
$R_1$	Расчетное сопротивление металла трубы, МПа
$\psi_2$	Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы при сжимающих осевых продольных напряжениях
$\sigma_{кис}$	Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа
$\Delta t$	Расчетный температурный перепад, принимается положительным, °С
$p$	Рабочее нормативное давление, МПа

Остальные обозначения величин указаны непосредственно в тексте.

### 3. РАСЧЕТ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ПОЛОЖЕНИЯ (ПРОТИВ ВСПЛЫТИЯ) ГАЗОПРОВОДОВ ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

3.1. Устойчивость положения (против всплытия) газопроводов прокладываемых через водные преграды проверяется по условию

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{K_{н.в}} \cdot Q_{пас} \quad (1)$$

*Устойчивость?*  
*Одн. и н. осн.*

3.2. Коэффициент надежности устойчивости положения газопровода против всплывания, принимается равным для участков перехода:

пойменных за границами  
производства подводно-  
технических работ - 1,05

русловых через реки шириной  
до 200 м по среднему меженному  
уровню, включая прибрежные  
участки в границах производства  
подводно-технических работ - 1,1

через реки и водохранилища  
шириной свыше 200 м, а также  
горные реки - 1,15

3.3. Суммарная расчетная нагрузка на трубопровод действующая вверху, включая упругий отпор,  $H$ , определяется по формулам:

без учета скорости течения потока воды

$$Q_{акт} = (Q_{в} + Q_{изг})L, \quad (2)$$

с учетом скорости течения потока воды

$$Q_{акт} = (Q_{в} + Q_{изг} + Q_{м} + Q_{л})L \quad (3)$$

3.4. Суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз,  $H$ , определяется по формуле

$$Q_{нас} = (Q_{бал}^H + Q_{гр} + Q_{изг} + Q_{ф})L \quad (4)$$

3.5. Расчетная интенсивность нагрузки  $q_{изг}$  от упругого отпора при свободном изгибе газопровода определяется по формулам

для вогнутых кривых

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E_0 \cdot J}{9 \cdot \beta^2 \cdot R^3} \cdot 10^4, \quad (5)$$

для выпуклых кривых

$$q_{изг} = \frac{8 \cdot E_0 \cdot J}{9 \cdot \beta^2 \cdot R^3} \cdot 10^4, \quad (6)$$

где  $E_0$  - модуль упругости стали, МПа, принимается равной  $2.1 \cdot 10^5$ ;

$J$  - момент инерции сечения газопровода на рассматриваемом участке, см<sup>4</sup> определяется в соответствии с приложением I или по формуле

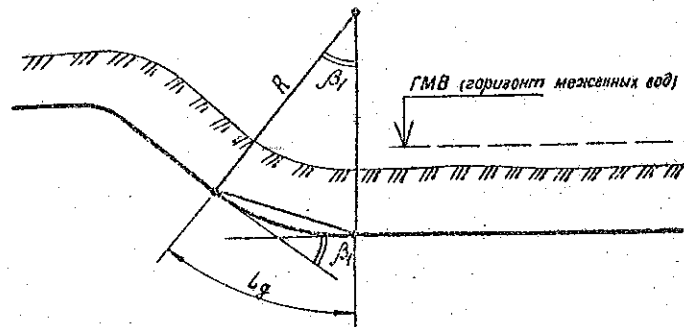
$$J = \frac{10^8 \pi}{64} (D_n^4 - D^4); \quad (7)$$

$R$  - радиус оси упругого изгиба при свободной прокладке газопровода, см, рекомендуется принимать равным не менее  $100000 D_n$ ;

$\beta$  - угол поворота оси газопровода, рад, определяется по формуле

$$\beta = \frac{\pi \cdot \beta_1}{180} \quad (8)$$

$\beta_1$  - угол поворота оси газопровода в градусах, определяется геометрическим методом по профилю в соответствии с проектом (черт. 5)



$L_g$  - длина дуги оси поворота газопровода

Черт. 5

3.6. Выталкивающая сила воды  $Q_0$ , Н/м, приходящаяся на 1 м длины газопровода, полностью погруженного в воду при отсутствии течения потока воды определяется в соответствии с приложением 2 или по формуле

$$Q_0 = 0,785 \cdot D_{н.и.ф.}^2 \cdot \rho_0 \cdot g \quad (9)$$

3.7. Наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия от коррозии и футеровки, м, определяется по формуле

$$D_{н.и.ф.} = D_n + 2\delta_{из} + 2\delta_p \quad (10)$$

где  $\delta_{из}$  - толщина весьма усиленной изоляции от коррозии, м, принимается равной:  
для битумной - 0,009 м,  
для полимерных лент - 0,0015 м;

$\delta_p$  - толщина футеровки, деревянной рейки принимается равной 0,02-0,03 м;

$\rho_0$  - плотность воды с учетом растворимых в ней солей, кг/м<sup>3</sup>, допускается принимать равной 1000.

Примечание. При проектировании трубопроводов на участках перехода, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидко-пластическое состояние, и при определении выталкивающей силы следует вместо плотности воды принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным изысканий.

3.8. Сила лобового сопротивления  $Q_L$  и подъемная сила  $Q_H$  от воздействия скорости течения потока воды на 1 м длины газопровода, Н/м соответственно определяется по формулам

$$Q_L = C_x \cdot D_{н.и.ф.} \cdot \rho_0 \cdot g \frac{w^2}{2g} \quad (11)$$

$$Q_H = C_y \cdot D_{н.и.ф.} \cdot \rho_0 \cdot g \frac{w^2}{2g} \quad (12)$$

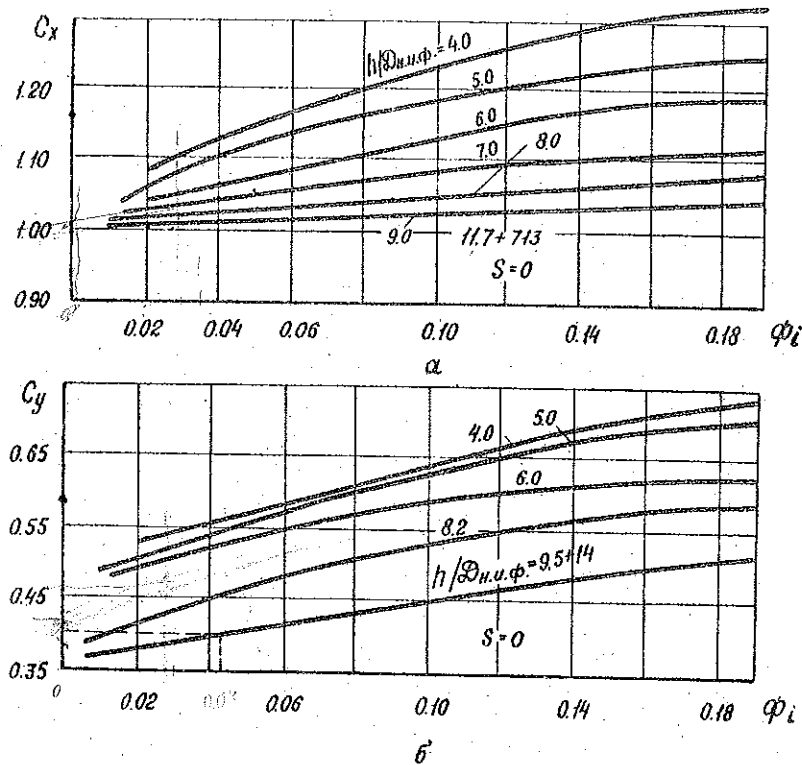
где  $C_x, C_y$  - коэффициенты лобового сопротивления и подъемной силы течения потока воды соответственно определяются в соответствии с черт. 6 в зависимости от числа Фруда

$$Fr = \frac{w \sqrt{D}}{g h}$$

и отношения  $h/D_{н.и.ф.}$

$h$  - глубина потока, м;

График зависимости коэффициентов  $C_x(a)$  и  $C_y(b)$   
и от числа Фруда  $\varphi_i$   
и отношения  $h/D_{н.и.ф.}$



Черт. 6

$W_{ср}$  – средняя скорость течения потока, м/с,  
замеренная на глубине от  $0,6h$  от  
уровня потока воды;

$W$  – скорость течения потока воды по дну  
реки, м/с принимается равной  
 $W = 0,7W_{ср}$

3.9. Нормативная балластировка на I м длины газо-  
провода,  $H/м$ , без учета скорости течения потока  
воды  $Q_{бал}^H$  и с учетом скорости течения потока  
определяется соответственно по формулам

$$Q_{бал}^H = \frac{1}{\eta S} (K_{н.в} \cdot Q_0 + Q_{уз} - Q_{тр} - Q_{из} - Q_{ф}) \frac{\rho_s}{\rho_s - \rho_{к.в.}}; \quad (13)$$

$$Q_{бал}^W = \frac{1}{\eta S} (K_{н.в} \cdot Q_0 + Q_{уз} + K_{н.с} \cdot Q_{м} + \frac{K_{н.с} \cdot Q_{л}}{f} -$$

$$- Q_{тр} - Q_{из} - Q_{ф}) \frac{\rho_s}{\rho_s - \rho_{к.в.}}, \quad (14)$$

где  $\eta S$  – коэффициент надежности по нагрузке прини-  
мается равным:

0,9 – для железобетонных грузов;

1 – для чугунных грузов;

$f$  – коэффициент трения газопровода вместе с  
балластировкой о грунт принимается равный  
0,65;

$\rho_s$  – плотность пригрузов,  $кг/м^3$ , принимается:  
для чугунных  $\rho_s = 7150$ ,  
для железобетонных  $\rho_s = 2200$ .

Если балластировка достигается за счет увеличения  
толщины стенки газопровода, то плотность балластировки  
принимается равной плотности стали трубы – 7850.

Примечание. При укладке подводного газопровода с кривыми механического гнущья (утками) на береговых участках в формулах II и I2 значение параметра  $q_{из}$  не учитывается.

3.10. Расчетная нагрузка от массы трубы на I м длины,  $H/м$  определяется в соответствии с приложением I или по формуле

$$q_{тр} = 0,785 \cdot \rho_{ст} \cdot g (D_H^2 - D^2) \quad (15)$$

где  $\rho_{ст}$  - плотность стали, принимается равным 7850 кг/м<sup>3</sup>.

3.11. Расчетная нагрузка от массы изоляции от коррозии на I м длины трубы,  $H/м$ , определяется в соответствии с приложением I или по формуле

$$q_{из} = 0,785 \cdot \rho_{из} \cdot g [(D_H + 2\delta_{из})^2 - D_H^2] \quad (16)$$

где  $\rho_{из}$  - плотность изоляции от коррозии, кг/м<sup>3</sup>, принимается:

для битумной с учетом наполнителей

$$\rho_{из} = 1400,$$

для полимерных лент:

$$\text{полихлорвиниловой } \rho_{из} = 1300 ;$$

$$\text{полиэтиленовой } \rho_{из} = 920-935.$$

3.12. Расчетная нагрузка от массы футеровки на I м длины трубы,  $H/м$ , определяется в соответствии с приложением I или по формуле

$$q_{фр} = 0,785 \cdot \rho_{фр} \cdot g [D_{дн.ф}^2 - (D_H + 2\delta_{из})^2], \quad (17)$$

где  $\rho_{фр}$  - плотность деревянной рейки, рекомендуется принимать равным 600 кг/м<sup>3</sup>.

3.13. Расчетное количество пригрузов, шт., определяется по формулам

при отсутствии скорости течения потока воды

$$n = \frac{q_{из} \cdot L}{m \cdot g} \quad (18)$$

при наличии скорости течения потока воды

$$n = \frac{q_{из} \cdot L}{m \cdot g} \quad (19)$$

3.14. Расстояние между пригрузами, м, определяется по формуле

$$L_p = \frac{L}{n} \quad (20)$$

#### 4. ПРОВЕРКА ГАЗОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ В ПРОДОЛЬНОМ НАПРАВЛЕНИИ

4.1. Проверку на прочность и устойчивость газопровода в продольном направлении следует производить по условию, что

$$|\sigma_{пр.н}| \leq \psi_2 \cdot R_1 \quad (21)$$

4.2. Коэффициент учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб при сжимающих осевых продольных напряжениях определяется по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кч}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кч}}{R_1} \quad (22)$$

4.3. Расчетное сопротивление металла трубы, МПа, определяется по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot K_2}{K_1 \cdot K_H}, \quad (23)$$

- где  $R_1^H$  - временное сопротивление материала трубы, МПа принимаются по государственным стандартам, принимаются минимальные значения;
- $K_2$  - коэффициент условия работы трубопровода, принимается равным 0,75;
- $K_1$  - коэффициент надежности по материалу, принимается равным 1,4;
- $K_H$  - коэффициент надежности по назначению газопровода, принимается равным единице.

4.4. Продольные осевые напряжения  $\sigma_{пр.н}$ , МПа от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упруго-пластической работы металла определяются по формуле

$$\sigma_{пр.н} = -\alpha \cdot E_0 \Delta t + m \frac{K \cdot P \cdot D}{2 \delta_n}, \quad (24)$$

- где  $\alpha$  - коэффициент линейного расширения металла трубы, рекомендуется принимать равным  $12,0 \cdot 10^{-6}$ ;
- $E_0$  - обозначение то же, что и в формулах 5 и 6;
- $m$  - коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), принимается равным  $m = 0,3$ ;
- $K$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению, принимается равной 1,1;
- $P$  - рабочее нормативное давление, МПа;
- $D$  - внутренний диаметр трубы, м;
- $\delta_n$  - номинальная толщина стенки трубы, м.

4.5. Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяется по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{K \cdot P \cdot D}{2 \delta_n} \quad (25)$$

4.6. Температурный перепад  $\Delta t$ , °C, при котором толщина стенки определялась только из условия восприятия внутреннего давления определяется по формуле

$$\Delta t = \frac{m \cdot R_1}{\alpha \cdot E_0} \quad (26)$$

Главный инженер института *В.В. Вожедомов* Г.В. Вожедомов

Начальник научно-исследовательского отдела стандартизации

*В.А. Задумина* В.А. Задумина

Начальник технического отдела

*Б.Ф. Пушкин* Б.Ф. Пушкин

Главный специалист технического отдела

*В.М. Котов* В.М. Котов

4285 (1-2)

ПРИЛОЖЕНИЕ I  
Рекомендуемое

Геометрические характеристики и вес труб, изоляции ст коррозии,  
футеровки на I м длины газопровода

Диаметр труб, мм	Толщина стенки трубы, $\delta$ , мм		Момент инерции сечения стенки трубы, $J$ , см <sup>4</sup>	пустой трубы	Вес, H		Общий вес трубы, H графы (5+6+7)
	наруж- ний, $D_n$	внут- ренний, $D$			изоляция на трубе при $\delta_{из} = 0,009$ м	футеровки на трубе при $\delta_{ф} = 0,02$ м	
I	2	3	4	5	6	7	8
219	209	5	1926	258,9	88,3	95	442,2
	207	6	2276	309,2	88,3	95	492,5
	205	7	2623	359,0	88,3	95	542,3
	203	8	2955	409,0	88,3	95	591,2
	201	9	3280	457,2	88,3	95	640,5
	199	10	3594	505,2	88,3	95	688,5
	197	11	3899	553,3	88,3	95	736,6
	195	12	4195	601,3	88,3	95	784,6

4285

13-3/5877

Диаметр труб, мм	Толщина стенки трубы, $\delta$ , мм		Момент инерции сечения стенки трубы, $J$ , см <sup>4</sup>	пустой трубы	Вес, H		Общий вес трубы, H графы (5+6+7)
	наруж- ний, $D_n$	внутрен- ний, $D$			изоляция на трубе при $\delta_{из} = 0,009$ м	футеровки на трубе при $\delta_{ф} = 0,02$ м	
I	2	3	4	5	6	7	8
273	263	5	3781	323,7	108,9	125,6	558,2
	261	6	4489	387,5	108,9	125,6	622,0
	259	7	5177	450,3	108,9	125,6	684,8
	257	8	5853	513,0	108,9	125,6	747,5
	255	9	6512	574,7	108,9	125,6	809,2
	253	10	7157	635,7	108,9	125,6	870,2
	251	11	7784	695,5	108,9	125,6	930,0
	249	12	8398	757,3	108,9	125,6	991,8
325	315	5	6442	366,5	129,5	141,2	637,2
	313	6	7652	463,0	129,5	141,2	737,7

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, $\delta$ мм	Момент инерции сечения стенки трубы, $J$ <i>см<sup>4</sup></i>	Вес, $H$			Общий вес трубы, $H$ трафал (5+6+7)	
			пустой трубы	изоляция на трубе при $\delta_{из} = 0,009$ м	бутеровки на трубе при $\delta_p = 0,02$ м		
наруж- ний, $D_n$	внутрен- ний, $D$	3	4	5	6	7	8
325	311	7	8847	537,6	129,5	141,2	808,3
	309	8	10010	613,2	129,5	141,2	888,9
	307	9	11160	687,7	129,5	141,2	958,4
	305	10	12290	762,2	129,5	141,2	1032,9
	303	11	13390	835,8	129,5	141,2	1106,5
426	301	12	14470	908,4	129,5	141,2	1179,0
	414	6	17460	608,2	167,7	261,9	1037,8
	412	7	20310	708,3	167,7	261,9	1137,9
	410	8	22960	808,3	167,7	261,9	1237,9
	408	9	25650	907,4	167,7	261,9	1337,0
406	10	28290	1010,4	167,7	261,9	1440,0	

19-37-3004

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, $\delta$ мм	Момент инерции сечения стенки трубы, $J$ <i>см<sup>4</sup></i>	Вес, $H$			Общий вес трубы, $H$ трафал (5+6+7)	
			пустой трубы	изоляция на трубе при $\delta_{из} = 0,009$ м	бутеровки на трубе при $\delta_p = 0,02$ м		
наруж- ний, $D_n$	внутрен- ний, $D$	3	4	5	6	7	8
426	404	11	30900	1108,5	167,7	261,9	1538,1
	402	12	33470	1206,6	167,7	261,9	1636,2
530	516	7	39299	885,6	213,8	333,5	1432,9
	514	8	44647	1010,3	213,8	333,5	1557,6
	512	9	49950	1134,4	213,8	333,5	1681,7
	510	10	55185	1258,0	213,8	333,5	1805,3
	508	11	60861	1381,2	213,8	333,5	1928,5
505	12	65476	1508,9	213,8	333,5	2051,2	
630	616	7	66700	1055,5	246,2	399,2	1700,9
	614	8	75620	1196,8	246,2	399,2	1842,2



Диаметр трубы, мм		Толщина стенки трубы, δ мм	Момент инерции сечения стенки трубы, J см <sup>4</sup>	пустой трубы	Вес, Н		Общий вес трубы, Н (5+6+7)
наружный, D <sub>н</sub>	внутренний, D				изоляция на трубе при δ <sub>из</sub> = 0,009 м	футеровки на трубе при δ <sub>ф</sub> = 0,02 м	
I	2	3	4	5	6	7	8
630	612	9	84680	1353,8			
	610	10	93610	1500,9	246,2	399,2	1999,2
	608	11	102500	1648,0	246,2	399,2	2146,3
	606	12	111300	1795,2	246,2	399,2	2293,4
720	706	7	99850	1207,5			
	704	8	113500	1378,3	281,5	460,0	1949,0
	702	9	127100	1548,0	281,5	460,0	2119,8
	700	10	140600	1717,7	281,5	460,0	2289,5
	698	11	154000	1886,5	281,5	460,0	2459,2
	696	12	167300	2055,2	281,5	460,0	2628,0
820	806	7	147900	1376,3	319,8	515,0	2211,1

4285

(2-2) 5227

Диаметр трубы, мм		Толщина стенки трубы, δ мм	Момент инерции сечения стенки трубы, J см <sup>4</sup>	пустой трубы	Вес, Н		Общий вес трубы, Н (5+6+7)
наружный, D <sub>н</sub>	внутренний, D				изоляция на трубе при δ <sub>из</sub> = 0,009 м	футеровки на трубе при δ <sub>ф</sub> = 0,02 м	
I	2	3	4	5	6	7	8
820	804	8	166400	1571,5			
	802	9	186500	1765,8	319,8	515,0	2406,3
	800	10	208800	1960,0	319,8	515,0	2600,6
	798	11	228800	2153,3	319,8	515,0	2794,8
	796	12	248700	2345,6	319,8	515,0	2986,1
920	906	7	209500	1546,0			
	904	8	238500	1734,8	358,0	582,7	2486,7
	902	9	267300	1933,6	358,0	582,7	2705,5
	900	10	296000	2201,4	358,0	582,7	2924,3
	898	11	324500	2419,2	358,0	582,7	3142,1
	896	12	352900	2636,0	358,0	582,7	3359,9

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, $\delta$ , мм	Момент инерции сечения стенки трубы, $J$ , $см^4$	Вес, $H$			Служб. вес трубы, $H$ град. (5+6+7)	
			пустой трубы	изоляции на трубе при $\delta_{из} = 0,009$ м	футеровки на трубе при $\delta_f = 0,02$ м		
наруж- ный $D_n$	внутрен- ний $D_n$		5	6	7	8	
1020	2	3	4	5	6	7	8
	1004	8	325900	1989,0	397,3	652,3	3094,6
	1002	9	365400	2201,4	397,3	652,3	3251,0
	1000	10	404700	2443,6	397,3	652,3	3493,2
	998	11	443000	2685,0	397,3	652,3	3734,5
	996	12	482800	2926,3	397,3	652,3	3975,6
	992	14	550000	3407,0	397,3	652,3	4456,6
1220	2	3	4	5	6	7	8
	1202	9	625000	2656,0	472,8	759,3	3686,1
	1200	10	695900	2927,3	472,8	759,3	4159,4
	1198	11	763600	3217,7	472,8	759,3	4449,8
	1196	12	831200	3507,0	472,8	759,3	4739,1
	1192	14	964700	4084,9	472,8	759,3	5317,0
	1188	16	1102000	4660,7	472,8	759,3	5892,8

1005

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, $\delta$ , мм	Момент инерции сечения стенки трубы, $J$ , $см^4$	Вес, $H$			Общий вес трубы, $H$ град. (5+6+7)	
			пустой трубы	изоляции на трубе при $\delta_{из} = 0,009$ м	футеровки на трубе при $\delta_f = 0,02$ м		
наруж- ный $D_n$	внутрен- ний $D_n$		5	6	7	8	
1420	2	3	4	5	6	7	8
	1400	10	1101000	3410,9	549,3	882,9	4843,1
	1398	11	1208000	3749,4	549,3	882,9	5181,6
	1396	12	1316000	4087,8	549,3	882,9	5520,0
	1392	14	1529000	4761,8	549,3	882,9	6194,0
	1388	16	1740000	5434,7	549,3	882,9	6866,9

ПРИЛОЖЕНИЕ 2  
Рекомендуемое

Выталкивающая сила без учета скорости течения потока воды при толщине изоляции  $\delta_{из} = 0,009$  м; футеровки (деревянные рейки)  $\delta_r = 0,02$  м и плотности воды  $\rho_0 = 1000$  кг/м<sup>3</sup>

Диаметр трубы, м		Выталкивающая сила, $Q_B$ , Н/м	Выталкивающая сила, $Q_B$ , Н/м
наружный $D_n$	наружный с изоляцией и футеровкой $D_{н.и.ф}$		
0,219	0,277	590,88	4661,20
0,273	0,331	843,72	5936,50
0,325	0,383	1129,63	7355,74
0,426	0,484	1804,0	8949,10
0,530	0,588	2662,53	12578,00
0,630	0,688	3645,2	16822,40

ПРИЛОЖЕНИЕ 3  
Рекомендуемое

Пример 1. Расчет на устойчивость положения (против всплывания) газопровода прокладываемого через реку

Исходные данные

Ширина реки	$L$ = 197 м
Глубина потока воды	$h$ = 7,0 м
Средняя скорость течения потока воды	$V_{ср}$ = 1 м/с
Диаметр трубы наружный	$D_n$ = 0,219 м
Толщина стенки трубы	$\delta$ = 0,006 м
Толщина изоляции от коррозии	$\delta_{из}$ = 0,009 м
Толщина рейки для футеровки	$\delta_r$ = 0,02 м
Тип пригруза	чугунные
Масса одного пригруза	$m$ = 150 кг
Угол поворота оси газопровода	$\beta_1$ = 8°

Расчет

1. Коэффициент учитывающий надежность положения газопровода против всплывания  $K_{наз} = 1,1$
2. Модуль упругости стали  $E_0 = 2,1 \cdot 10^5$  МПа
3. Диаметр трубы с учетом изоляции и футеровки, м

$$D_{н.и.ф} = D_n + 2\delta_{из} + 2\delta_r = 0,219 + 2 \cdot 0,009 + 2 \cdot 0,02 = 0,277.$$

4. Внутренний диаметр трубы, м

$$D = D_n - 2\delta = 0,219 - 2 \cdot 0,006 = 0,207$$

5. Плотность пригрузов, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_s = 7150$$

6. Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_0 = 1000$$

7. Коэффициент надежности по нагрузке  $\gamma_8 = 1$  (СНиП 172.05.06-85)

8. Момент инерции сечения стенки трубы,  $\text{см}^4$  9.37.

$$J = \frac{10^8 \cdot \pi}{64} (D_n^4 - D_{in}^4) = \frac{10^8 \cdot \pi}{64} (0,219^4 - 0,207^4) = 2276,5$$

9. Радиус оси упругого изгиба при свободной прокладке трубопровода, см

$$R = 100000 D_n = 100000 \cdot 0,219 = 21900$$

10. Угол поворота оси газопровода, рад

$$\beta = \frac{\pi}{180} = \frac{3,14}{180} \cdot 8 = 0,139$$

11. Интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе газопровода на 1 м длины трубы,  $\text{Н/м}$

$$q_{изз} = \frac{32 \cdot E_0 \cdot J \cdot 10^4}{g \cdot \beta^2 \cdot R^3} = \frac{32 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 2276,5 \cdot 10^4}{9 \cdot 0,139^2 \cdot 21900^3} = 124,3$$

12. Выталкивающая сила направленная вверх на 1 м длины газопровода,  $\text{Н/м}$  без учета скорости течения потока воды

$$q_0 = 0,785 D_{н.п.}^2 \cdot \rho_w \cdot g = 0,785 \cdot 0,277^2 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 590,88$$

13. Скорость течения потока воды, по дну реки, м/с

$$W = 0,7 W_{ср} = 0,7 \cdot 1 = 0,7$$

14. Число Фруда

$$Fr_i = \frac{W_{ср}^2}{g \cdot h} = \frac{1}{9,81 \cdot 7} = 0,0145$$

15. Отношение

$$\frac{h}{D_{н.п.}} = \frac{7}{0,305} = 22,95$$

16. Коэффициент подъемной силы воды

$$C_y = \chi \left( Fr_i, \frac{h}{D_{н.п.}} \right) \quad \text{по черт. 6}$$

$$C_y = 0,38$$

17. Коэффициент лобового сопротивления

$$C_x = \chi \left( Fr_i, \frac{h}{D_{н.п.}} \right) \quad \text{по черт. 6}$$

$$C_x = 1$$

18. Плотность стали,  $\text{кг/м}^3$

$$\rho_{ст} = 7850$$

19. Расчетная нагрузка от массы трубы на 1 м длины,  $\text{Н/м}$

$$q_{тр} = 0,785 \cdot \rho_{ст} \cdot g (D_n^2 - D^2) = 0,785 \cdot 7850 \cdot 9,81 (0,219^2 - 0,207^2) = 309,03$$

20. Плотность битумной изоляции с учетом наполнителей

$$\rho_{из} = 1400 \text{ кг/м}^3$$

21. Плотность деревянной рейки

$$\rho_{р} = 600 \text{ кг/м}^3$$

22. Расчетная нагрузка от массы изоляции от коррозии на 1 м длины газопровода,  $\text{Н/м}$

$$q_{из} = 0,785 \cdot \rho_{из} \cdot g [(D_n + 2 \cdot \delta_{из})^2 - D_n^2] = 0,785 \cdot 1400 \cdot 9,81 [(0,219 + 2 \cdot 0,009)^2 - 0,219^2] = 88,49$$

23. Расчетная нагрузка от массы футеровки на 1 м длины газопровода,  $\text{Н/м}$

$$q_{р} = 0,785 \cdot \rho_{р} \cdot g [D_{н.п.}^2 - (D_n + 2 \cdot \delta_{из})^2] = 0,785 \cdot 600 \cdot 9,81 [0,277^2 - (0,219 + 2 \cdot 0,009)^2] = 95,0$$

24. Коэффициент трения трубопровода вместе с балластировкой при протаскивании по дну

$$f = 0,65$$

25. Подъемная сила от воздействия скорости течения потока воды на 1 м длины газопровода, Н/м

$$Q_w = C_y \cdot D_{н.ч.ф} \cdot \rho \cdot \rho_0 \cdot \frac{W^2}{2g} =$$

$$= 0,38 \cdot 0,277 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot \frac{0,7^2}{2 \cdot 9,81} = 25,8$$

26. Сила лобового сопротивления течения потока воды на 1 м длины газопровода, Н/м

$$Q_n = C_x \cdot D_{н.ч.ф} \cdot \rho \cdot \rho_0 \cdot \frac{W^2}{2g} =$$

$$= 1 \cdot 0,277 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot \frac{0,7^2}{2 \cdot 9,81} = 67,87$$

27. Нормативная балластировка на 1 м длины газопровода, Н/м

$$Q_{бал}^{н} = \frac{1}{n_6} (K_{н.в} \cdot Q_0 + Q_{ч.з.2} + K_{н.в} \cdot Q_w + \frac{K_{н.в} \cdot Q_n}{f} -$$

$$- Q_{тр} - Q_{ч.з.} - Q_{ф}) \frac{\rho_0}{\rho_0 - \rho_0 \cdot K_{н.в}} =$$

$$= \frac{1}{1} (1,1 \cdot 590,88 + 124,3 + 1,1 \cdot 25,8 + \frac{1,1 \cdot 67,87}{0,65} -$$

$$- 309,03 - 88,49 - 95) \frac{7150}{7150 - 1000 \cdot 1,1} = 501,5$$

28. Суммарная расчетная нагрузка направленная вниз, Н

$$Q_{нас} = (Q_{бал}^{н} + Q_{тр} + Q_{ч.з.} + Q_{ф}) \cdot L =$$

$$= (501,5 + 309,03 + 88,49 + 95) \cdot 197 = 195822,0$$

29. Суммарная выталкивающая сила действующая вверх, Н

$$Q_{акт} = (Q_0 + Q_{ч.з.2} + Q_w + Q_n) \cdot L =$$

$$= (590,88 + 124,3 + 25,8 + 67,87) \cdot 197 = 169344,0$$

30. Проверка газопровода на устойчивость положения против всплытия

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{K_{н.в}} \cdot Q_{нас}$$

$$169344 \leq \frac{1}{1,1} \cdot 195822$$

$$169344 < 178020$$

Результат расчета удовлетворяет условию.

31. Расчетное количество пригрузов на подводный переход, шт.

$$n = \frac{Q_{бал}^{н} \cdot L}{m \cdot g} = \frac{501,5 \cdot 197}{150 \cdot 9,81} = 67,14$$

Принимаем  $n = 68$  шт.

32. Расстояние между пригрузами, м

$$L_p = \frac{L}{n} = \frac{197}{68} = 2,89$$

4285

ПРИЛОЖЕНИЕ 4  
Рекомендуемое

Пример 2. Расчет на устойчивость положения (против всплытия) газопровода прокладываемого на обводненном участке трассы

## Исходные данные

Ширина обводненного участка	$L = 100$ м
Глубина потока воды	$h = 3$ м <i>98</i>
Скорость течения потока воды	$W_{ср} = 0$ м/с
Диаметр трубы наружный	$D_n = 0,325$ м <i>0,225</i>
Толщина стенки трубы	$\delta = 0,006$ м <i>0,001</i>
Толщина изоляции от коррозии	$\delta_{из} = 0,009$ м <i>—</i>
Толщина рейки для футеровки	$\delta_p = 0,02$ м <i>—</i>
Тип пригруза	железобетонные
Масса одного пригруза	$m = 392$ кг <i>180</i>
Угол оси поворота газопровода	$\beta_1 = 8^\circ$

## Расчет

1. Коэффициент учитывающий надежность положения газопровода против всплытия  $K_{на} = 1,1$

2. Модуль упругости стали  $E_s = 2,1 \cdot 10^5$  МПа.

3. Диаметр трубы наружный с учетом изоляции и футеровки, м

$$D_{н.и.ф} = D_n + 2\delta_{из} + 2\delta_p = 0,325 + 2 \cdot 0,009 + 2 \cdot 0,02 = 0,383$$

4. Внутренний диаметр трубы, м

$$D = D_n - 2\delta = 0,325 - 2 \cdot 0,006 = 0,313$$

5. Плотность пригрузов, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_s = 2200$$

6. Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_b = 1000$$

7. Коэффициент надежности по нагрузке  $\gamma_s = 0,9$

8. Момент инерции сечения стенки трубы, см<sup>4</sup>

$$J = \frac{10^8 \pi}{64} (D_n^4 - D^4) = \frac{10^8 \cdot 3,14}{64} (0,325^4 - 0,313^4) = 7652$$

9. Радиус оси упругого изгиба при свободной прокладке газопровода, см

$$R = 100000 \cdot D_n = 100000 \cdot 0,325 = 32500$$

10. Угол поворота оси трубопровода, рад.

$$\beta = \frac{\pi}{180} \cdot \beta_1 = \frac{3,14}{180} \cdot 8 = 0,139$$

11. Интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E_s \cdot J \cdot 10^4}{9 \cdot \beta^2 \cdot R^3} = \frac{32 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 10^4 \cdot 7652}{9 \cdot 0,139^2 \cdot 32500^3} = 86,14$$

12. Выталкивающая сила направленная вверх на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_{в} = 0,785 \cdot D_{н.и.ф}^2 \cdot \rho_s \cdot g = 0,785 \cdot 0,383^2 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1129,63$$

13. Плотность стали, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{ст} = 7850$$

14. Расчетная нагрузка от массы трубы на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_{тр} = 0,785 \cdot \rho_{ст} \cdot g (D_n^2 - D^2) = 0,785 \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot (0,325^2 - 0,313^2) = 463,0$$

15. Плотность битумной изоляции, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{из} = 1400$$

16. Плотность деревянной рейки, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{р} = 600$$

17. Расчетная нагрузка от массы изоляции от коррозии на 1 м длины газопровода, Н/м

$$\begin{aligned} Q_{из} &= 0,785 \cdot \rho_{из} \cdot g [(D_{н.и} + 2 \cdot \delta_{из})^2 - D_{н.и}^2] = \\ &= 0,785 \cdot 1400 \cdot 9,81 (0,325 + 2 \cdot 0,009)^2 - 0,325^2 = \\ &= 129,63 \text{ Н/м} \end{aligned}$$

18. Расчетная нагрузка от массы футеровки на 1 м длины газопровода, Н/м

$$\begin{aligned} Q_{ф} &= 0,785 \cdot \rho_{ф} \cdot g [D_{н.ф.ф}^2 - (D_{н.и} + 2 \cdot \delta_{из})^2] = \\ &= 0,785 \cdot 600 \cdot 9,81 [0,383^2 - (0,325 + 2 \cdot 0,009)^2] = 134,2 \end{aligned}$$

19. Нормативная балластировка на 1 м длины газопровода, Н/м

$$\begin{aligned} Q_{бал}^{н} &= \frac{1}{n_s} (\text{Кл.в. } Q_0 + Q_{из2} - Q_{тр} - Q_{из} - Q_{ф}) \frac{\rho_s}{\rho_1 - \rho_0 \cdot \text{Кл.в.}} = \\ &= \frac{1}{0,9} (1,1 \cdot 1129,63 + 86,14 - 463 - 129,63 - 134,2) \frac{2200}{2200 - 1000 \cdot 1,1} = \\ &= 1337,6 \end{aligned}$$

20. Суммарная расчетная нагрузка направлена вниз, Н

$$\begin{aligned} Q_{нас} &= (Q_{бал}^{н} + Q_{тр} + Q_{из} + Q_{ф}) \cdot L = \\ &= (1337,6 + 463 + 129,63 + 134,2) \cdot 100 = 206439,2 \end{aligned}$$

21. Суммарная выталкивающая сила действующая вверх, Н

$$Q_{акт} = (Q_0 + Q_{из1}) \cdot L = (1337,6 + 86,14) \cdot 100 = 142374,0$$

22. Условие устойчивости положения против всплытия газопровода

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{\text{Кл.в.}} Q_{нас}$$

$$142374 \leq \frac{1}{1,1} 206439,2$$

142374 < 187672 *результат расчета* удовлетворяет условию.

23. Расчетное количество пригрузов на подводный переход, шт.

$$n = \frac{Q_{бал}^{н} \cdot L}{m \cdot g} = \frac{1337,6 \cdot 100}{392 \cdot 9,81} = 34,78$$

Принимаем = 35 шт.

24. Расстояние между пригрузами, м

$$L_p = \frac{L}{n} = \frac{100}{35} = 2,85$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 5  
Рекомендуемое

Пример 3. Расчет на устойчивость положения (против всплытия) газопровода прокладываемого на обводненном участке трассы (без балластировки - за счет увеличения толщины стенки)

Исходные данные

Ширина обводненного участка	$L = 100$ м	550
Глубина потока воды	$h = 3$ м	
Скорость течения потока воды	$V_{\text{теп}} = 0$ м/с	
Диаметр трубы наружный,	$D_n = 0,219$ м	100
Толщина стенки трубы	$\delta = 0,012$ м	43
Толщина изоляции от коррозии	$\delta_{\text{из}} = 0,009$ м	
Толщина рейки для футеровки	$\delta_r = 0,02$ м	
Угол оси поворота газопровода	$\beta_1 = 8^\circ$	

Расчет

1. Коэффициент учитывающий надежность положения газопровода против всплытия  $K_{н.в} = 1,1$

2. Модуль упругости стали  $E_s = 2,1 \cdot 10^5$  МПа.

3. Диаметр трубы с учетом изоляции и футеровки, м

$$D_{н.и.ф} = D_n + 2\delta_{\text{из}} + 2\delta_r = 0,219 + 2 \cdot 0,009 + 2 \cdot 0,02 = 0,277$$

4. Внутренний диаметр трубы, м

$$D = D_n - 2\delta = 0,219 - 2 \cdot 0,012 = 0,195$$

5. Плотность пригрузов, кг/м<sup>3</sup>.

Пригрузом является собственный вес газопровода за счет увеличения толщины стенки, следовательно, принимаем  $\rho_s = 7850$ .

6. Плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_B = 1000$$

7. Коэффициент надежности

$$n_s = 1,$$

8. Момент инерции сечения стенки трубы, см<sup>4</sup>

$$J = \frac{10^8 \pi}{64} (D_n^4 - D^4) = \frac{10^8 \cdot 3,14}{64} (0,219^4 - 0,195^4) = 4195$$

9. Радиус оси упругого изгиба при свободной прокладке трубопровода, см

$$R = 100000 \cdot D_n = 100000 \cdot 0,219 = 21900.$$

10. Угол поворота оси газопровода, рад.

$$\beta = \frac{\pi \cdot \beta_1}{180} = \frac{3,14 \cdot 8}{180} = 0,139$$

11. Интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_{\text{изг}} = \frac{32 \cdot E_s \cdot J \cdot 10^4}{9 \cdot \beta^2 \cdot R^3} = \frac{32 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4195 \cdot 10^4}{9 \cdot 0,139^2 \cdot 21900^3} = 120,98$$

12. Выталкивающая сила направленная вверх на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_0 = 0,785 \cdot D_{н.и.ф}^2 \cdot \rho_B \cdot g = 0,785 \cdot 0,277^2 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 590,88$$

13. Плотность стали трубы, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{\text{ст}} = 7850$$

14. Расчетная нагрузка от массы трубы на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_{\text{тр}} = 0,785 \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g (D_n^2 - D^2) = 0,785 \cdot 7850 \cdot 9,81 (0,219^2 - 0,195^2) = 600,65$$

15. Плотность битумной изоляции с учетом наполнителей

$$\rho_{\text{из}} = 1400 \text{ кг/м}^3.$$



16. Плотность деревянной рейки

$$\rho_{\text{д}} = 600 \text{ кг/м}^3.$$

17. Расчетная нагрузка от массы изоляции от коррозии на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_{\text{из}} = 0,785 \cdot \rho_{\text{из}} \cdot g [(D_{\text{н}} + 2\delta_{\text{из}})^2 - D_{\text{н}}^2] =$$

$$= 0,785 \cdot 1400 \cdot 9,81 [(0,219 + 2 \cdot 0,009)^2 - 0,219^2] = 88,49$$

18. Расчетная нагрузка от массы футеровки на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_{\text{ф}} = 0,785 \cdot \rho_{\text{ф}} \cdot g [D_{\text{н.и.ф}}^2 - (D_{\text{н}} + 2\delta_{\text{из}})^2] =$$

$$= 0,785 \cdot 600 \cdot 9,81 [0,277^2 - (0,219 + 2 \cdot 0,009)^2] = 95,0$$

19. Нормативная балластировка на 1 м длины газопровода, Н/м

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = \frac{1}{\pi \delta} (K_{\text{н.о}} \cdot q_{\text{в}} + q_{\text{из}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{из}} - q_{\text{ф}}) \frac{\rho_{\text{с}}}{\rho_{\text{с}} - \rho_{\text{н.к.в}}} =$$

$$= -\frac{1}{1} (1,1 \cdot 590,88 + 120,98 - 600,65 - 88,49 - 95) \frac{7850}{7850 - 1000 \cdot 1,1} =$$

$$= -15,33$$

Отрицательное значение нормативной балластировки

( $q_{\text{бал}}^{\text{н}} = -15,33 \text{ Н/м}$ ) показывает, что принятая толщина стенки газопровода обеспечит ему отрицательную плавучесть (стойчивое положение против всплытия) без пригрузов.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение: утверждены Государственным комитетом СССР по делам строительства 16.03.87. № 54.

2. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы: утверждены Государственным комитетом СССР по делам строительства 18.03.85. № 30.

3. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов: утверждены Государственным комитетом СССР по делам строительства 07.04.86. № 41.

4. Государственные стандарты. Трубы металлические и соединительные части к ним: Сборник - М.: Изд. Стандартов, 1978.

5. Логинов В.С., Волков В.С., Жуков Г.В. Материалы для строительства городских газопроводов. Справочное пособие: - М.: Стройиздат, 1984.

6. Лавин С.И. Подводные трубопроводы. - М.: Недра, 1970.

7. ГОСТ 9.015-74\* Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения: утвержден Государственным комитетом стандартов Совета Министров СССР 25.01.74. № 250.

8. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии: утверждена Министерством жилищно-коммунального хозяйства РСФСР 21.12.79. № 822.

9. Современные изоляционные покрытия для защиты городских подземных сооружений от коррозии. Обзорная информация: М.: ЦЕНТИ Минжилкомхоза РСФСР, 1982.

10. Поливанов П.М., Поливанова Е.П. Таблицы для подсчета массы деталей и материалов. Справочник: - М.: Изд. Машиностроение, 1987.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения . . . . .	2
2. Условные обозначения величин . . . . .	13
3. Расчет на устойчивость положения (против всплытия) газопроводов прокладываемых через водные преграды . . . . .	15
4. Проверка газопровода на прочность и устойчивость в продольном направлении . . . . .	23
Приложение 1. Геометрические характеристики и вес труб, изоляции от коррозии, футеровки на 1 м длины газопровода . . . . .	26
Приложение 2. Выталкивающая сила без учета скорости течения потока воды при толщине: изоляции $\rho_{из} = 0,009$ м, футеровки (деревянные рейки) $\rho_f = 0,02$ м и плотности воды $\rho_w = 1000$ кг/м <sup>3</sup> . . . . .	34
Приложение 3. Пример 1. Расчет на устойчивость положения (против всплытия) газопровода прокладываемого через реку . . . . .	35
Приложение 4. Пример 2. Расчет на устойчивость положения (против всплытия) газопровода прокладываемого на обводненном участке трассы . . . . .	40
Приложение 5. Пример 3. Расчет на устойчивость положения (против всплытия) газопровода прокладываемого на обводненном участке трассы (без балластировки - за счет увеличения толщины стенки . . . . .	44
Список использованных источников . . . . .	47

© Государственный научно-исследовательский  
и проектный институт "ГипроНИИгаз", Саратов, 1988г.  
Подписано к печати 9.03.88г. формат 60x84 1/16  
Объем 3л. л. тираж 150экз. Заказ 4285  
Ротапринт "ГипроНИИгаз" 410730, Саратов, пр. Кирова, 54