МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ВНИИСТ

# РУКОВОДСТВО

## ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ В ШЕЛЬФОВЫХ ЗОНАХ МОРЕЙ (НА ЭСТАКАДАХ ДЛЯ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ)

Р 235-76



Москва 1976

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ВНИИСТ

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
ГИПРОМОРНЕФТЬ

# РУКОВОДСТВО

## ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ В ШЕЛЬФОВЫХ ЗОНАХ МОРЕЙ (НА ЭСТАКАДАХ ДЛЯ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ)

Р 235-76

Москва 1976

УДК 622.692.47(260)

"Руководство по проектированию трубопроводов в шельфовых зонах морей" разработано применительно к трубопроводам, прокладываемым на эстакадах в районах акватории Каспийского моря.

Этот документ - результат обобщения отечественного и зарубежного опыта проектирования и строительства трубопроводов на эстакадах и отдельных морских основаниях, надземных трубопроводов в различных районах нашей страны, а также ряда научно-исследовательских работ.

В Руководство включены рекомендации по расчету трубопроводов на статические и динамические воздействия, приведены некоторые требования к конструкциям и т.д.

Ряд положений, включенных в Руководство, основываются на указаниях действующей главы СНиП П-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования".

В составлении Руководства участвовали кандидаты техн.наук В.В.Спиридонов, А.С.Гехман, Н.Г.Фигаров (ВНИИСТ), кандидаты техн.наук Р.П.Кулиев, Ф.А.Мамедов, инж. Б.А.Каменцер(Гипроморнефть).

Замечания и предложения направлять по адресу: Москва,105058, Окружной проезд, 19, ВНИИСТ, лаборатория трубопроводов, сооружаемых в особых условиях.

---

© Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ), 1976

| | | |
|---|---|---|
| ВНИИСТ | Руководство по проектированию трубопроводов в шельфовых зонах морей (на эстакадах для акватории Каспийского моря) | Р 235-76 |

## I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящее Руководство распространяется на проектирование линейной части вновь строящихся и реконструируемых стальных трубопроводов различного назначения, прокладываемых на эстакадах от месторождений нефти или газа, расположенных в море, до береговой полосы или мест бункеровки судов, а также на стальные трубопроводы различного назначения, расположенные на отдельных морских основаниях.

Руководство составлено применительно к трубопроводам, сооружаемым в акватории Каспийского моря.

I.2. Руководство разработано в развитие главы СНиП П-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования".

I.3. Трубопроводы, прокладываемые на эстакадах и отдельных морских основаниях, подразделяются на нефтепроводы, газопроводы, трубопроводы, транспортирующие смесь газа и нефти, продуктопроводы, водопроводы, трубопроводы пожарные и для закачки воды в пласт.

Проектом должна быть предусмотрена окраска трубопроводов в зависимости от вида транспортируемого продукта: нефтепроводов - в черный или серый цвет; газопроводов и трубопроводов, транспортирующих смесь нефти и газа, - в красный; водопроводов - в зеленый. Кроме того, трубопроводы, работающие под давлением более 0,30 кН/см$^2$, должны иметь поперечные белые полосы и закрепленные на хомутах предупреждающие знаки с указанием величины давления.

| | | |
|---|---|---|
| Внесено ВНИИСТом (ЛОУ) и институтом Гипроморнефть | Утверждено 25 июня 1976 г. | Разработано впервые |

I.4. Трубопроводы, прокладываемые на эстакадах и отдельных морских основаниях, относятся к I-й категории. Разрывы между отдельными нитками трубопроводов устанавливаются проектом исходя из возможности размещения необходимого числа ниток, их монтажа и ремонта. Газопроводы, нефтепроводы и водопроводы высокого давления рекомендуется располагать за перильным ограждением эстакад на внешних консолях в рядах, наиболее удаленных от проезжих, пешеходных и селитебных частей сооружения.

I.5. Трубы для сооружения трубопроводов на эстакадах и отдельных морских основаниях следует выбирать в соответствии с требованиями главы СНиП I-Д. 4-62 "Магистральные стальные трубопроводы. Материалы и изделия" и "Указаниями по применению стальных труб в газовой промышленности" ($\frac{\text{ВСН I-7-73}}{\text{Миннефтегазстрой}}$).

I.6. Проектирование эстакад и опорных конструкций трубопроводов осуществляется в соответствии с главами СНиП П-В.I-62 "Бетонные и железобетонные конструкции. Нормы проектирования", П-В. 3-72 "Стальные конструкции. Нормы проектирования" с учетом требований "Технических условий проектирования железнодорожных, автодорожных и городских мостов и труб" (СН 200-62) и "Указаний по проектированию железобетонных и бетонных конструкций, железнодорожных, автодорожных и городских мостов и труб" (СН 365-67).

I.7. Приемочные испытания трубопроводов осуществляют гидравлическим или пневматическим способом. Испытательное давление при проверке трубопровода на прочность должно быть в I,5 раза выше рабочего, предусмотренного проектом.

Испытание трубопроводов проводят в два этапа: первый - испытание отдельных участков, второй - испытание всей нитки трубопровода. При испытании гидравлическим способом время выдержки трубопровода под давлением должно быть не менее 6 ч, при испытании пневматическим способом - I2 ч. Герметичность трубопровода проверяют после проверки на прочность при давлении, равном рабочему. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для осмотра испытуемого участка.

Трубопровод следует считать выдержавшим испытания, если при проверке на прочность за время испытания падение давления

не превышало I%, а также если при давлении, равном рабочему, че было обнаружено утечек.

I.8. Изыскания в районе сооружения трубопроводных эстакад и морских оснований следует проводить в соответствии с "Временными указаниями по составу и объему инженерных изысканий для строительства сооружений морского транспорта" ( $\frac{ВСН\ 4-67}{ММФ}$ ); "Временными указаниями по полевой документации буровых скважин при производстве инженерно-геологических изысканий для строительства сооружений морского транспорта"( $\frac{ВСН\ I3-69}{ММФ}$ ).

## 2 РАСЧЕТНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.I. Стальные напорные трубопроводы, их узлы и детали следует рассчитывать в соответствии с главой СНиП П-А. IO-7I "Строительные конструкции и основания. Основные положения проектирования" на силовые воздействия (на нагрузки, смещение опор, изменение температуры и давления) по методу предельных состояний, при которых конструкции перестают удовлетворять заданным эксплуатационным требованиям или требованиям при возведении.

Для напорных стальных трубопроводов предельное состояние определяется несущей способностью трубопровода (прочностью, устойчивостью, выносливостью) с ограничением развития чрезмерных пластических деформаций (из условия обеспечения нормальной эксплуатации данной конструкции).

2.2. Основные характеристики нагрузок и воздействий - их нормативные величины. Расчетные нагрузки и воздействия получают умножением их нормативных значений на коэффициент пере - грузки $n$

Надежность конструкций трубопроводов и их систем должна обеспечиваться расчетом,которым учитываются возможные неблагоприятные характеристики материалов и возможные невыгодные сочетания нагрузок и воздействий, а также условия эксплуатации и особенности работы конструкций и оснований. Нагрузки и воздействия, входящие в различные сочетания, а также степень

учета полноты действия нагрузок в различных сочетаниях определяются коэффициентом сочетания $n_c$ . Нормативные нагрузки и воздействия, сочетания нагрузок, а также коэффициенты перегрузки $n$ и сочетаний $n_c$ определяются в результате специальных исследований или в соответствии с главами СНиП П-6-74 "Нагрузки и воздействия. Нормы проектирования" и СНиП П-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования" с учетом требований настоящего Руководства.

2.3. Расчетные схемы и основные предпосылки расчета должны отражать действительные условия работы взаимодействия трубопровода с опорами, а также взаимодействие элементов конструкции между собой.

2.4. При проектировании трубопроводов необходимо учитывать требования, предъявляемые к качеству материалов и изделий, изложенные в ГОСТах или технических условиях, с учетом результатов контрольных испытаний, а также условий строительства и эксплуатации.

2.5. Нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводы, подразделяются на постоянные и временные. Временные нагрузки могут быть длительными, кратковременными и особыми.

Перечень основных нагрузок и воздействий, действующих на трубопроводы, прокладываемые на эстакадах, и коэффициенты перегрузок приведены в табл.I.

Величины основных нагрузок и воздействий устанавливаются заданием на проектирование и уточняются в процессе разработки проекта.

2.6. При расчете конструкции трубопровода на прочность, устойчивость и деформативность расчетную температуру участка трубопровода определяют теплотехническим расчетом, исходя из средней температуры наиболее холодных суток и абсолютной максимальной температуры, определяемых согласно главе СНиП П-А.6-72.

При определении средней температуры наиболее холодных суток скорость ветра следует принимать равной удвоенной скорости наибольшей из средних скоростей ветра по направлениям в зимний период в соответствии с главой СНиП А.6-72.

При определении абсолютной максимальной температуры солнечная радиация учитывается согласно п.2.24.

Таблица I

Основные нагрузки и воздействия на трубопроводы, прокладываемые на эстакадах в акватории Каспийского моря

| Вид нагрузок и воздействий | Название нагрузок и воздействий | Коэффициент перегрузки |
|---|---|---|
| Постоянные | Вес трубопровода | I,I (0,9) |
| | Вес постоянных конструктивных элементов, закрепленных на трубопроводе | I,I (0,9) |
| | Вес антикоррозийного изоляционного покрытия | I,I (0,9) |
| | Вес теплоизоляционного покрытия | I,2 (0,8) |
| | Нагрузки, связанные с постоянно действующим предварительным напряжением (например, сжимающие напряжения в надземных вантовых переходах с распором, воспринимаемым самим трубопроводом) | I,2 (I,3) |
| Временные длительные | Вес транспортируемого продукта | I,0 (0,8) |
| | Давление транспортируемого по трубопроводу продукта: | |
| | а) газа | I,I |
| | б) газонефтяной смеси | I,I5 |
| | в) нефти и нефтепродуктов | I,I5 |
| | г) воды | I,I |
| | Температурные технологические воздействия | I,0 |
| | Температурные климатические воздействия | I,0 |
| | Пульсация транспортируемого по трубопроводу продукта | I,I5 |
| Кратковременные | Ветровые нагрузки | I,2 |
| | Нагрузка от обледенения | I,3 |
| | Нагрузка снеговая | I,4 |
| | Нагрузки от проезжающего транспорта | I,3 |
| | Нагрузки от работающих механизмов, установленных вблизи трубопровода | I,3 |
| | Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств | I,2 |

Окончание табл.I

| Вид нагрузок и воздействий | Название нагрузок и воздействий | Коэффициент перегрузки |
|---|---|---|
| | Сейсмические нагрузки | Определяются согласно главе СНиП П-А.I2-69 |
| Особые | Нагрузки, вызванные резким нарушением технологического процесса, временной неисправностью или поломкой оборудования | I,5 |

Примечание. Указанные в скобках значения коэффициента перегрузки принимаются при расчете трубопроводов на выпучивание и в других случаях, когда уменьшение нагрузок вызывает ухудшение работы конструкции.

2.7. Расчетная температура трубопровода в период строительства зависит от температуры воздуха в естественных условиях, а в период эксплуатации - от технологии перекачки продукта конструкции трубопровода и температуры окружающей среды с учетом ее изменения в период эксплуатации.

2.8. Расчетная температура трубопровода по условиям строительства, необходимая для выбора стальных труб по ударной вязкости, должна приниматься равной средней температуре воздуха за наиболее холодную пятидневку года, определяемую в соответствии с главой СНиП П-А.6-72 "Строительная климатология и геофизика".

2.9. Расчетную температуру трубопровода по условиям эксплуатации, необходимую для выбора стальных труб по ударной вязкости (оценка возможности лавинного разрушения), следует определять теплотехническим расчетом трубопровода с учетом технологических параметров транспорта продукта и возможной остановки трубопровода. При этом температура среды принимается равной средней температуре воздуха за наиболее холодный период согласно главе СНиП П-А.6-72.

При определении расчетной температуры участков трубопровода расчетную скорость ветра $V_{в.расч}$ следует принимать равной удвоенной максимальной скорости $V_{в\,max}$, взятой из средних

скоростей ветра по направлениям в январе, т.е. $V_{в\,расч} = 2V_{в\,max}^{янв}$ согласно главе СНиП П-А. 6-72.

Расчетный перепад температур для трубопроводов, имеющих особый температурный режим эксплуатации (горячие нефтепроводы, газопроводы для транспортировки охлажденного или сжиженного газа или других продуктов), может приниматься с учетом действительных условий строительства и эксплуатации, а также расчетной схемы сооружения.

2.10. Ветровая нагрузка на трубопроводы должна определяться как сумма статической и динамической составляющих. Статическая составляющая, соответствующая установившемуся скоростному напору ветра, должна учитываться во всех случаях. Динамическая составляющая, вызываемая пульсациями скоростного напора ветра, должна учитываться при расчете сооружений с периодом собственных колебаний более 0,25 с.

Для трубопроводов, прокладываемых на эстакадах, необходим проверочный расчет на резонанс, возникающий при таких скоростях ветра, когда частота срыва вихрей и трубопровода совпадают с собственной частотой поперечных колебаний трубопровода.

2.11. Скоростной напор ветра следует определять на основе материалов местных метеостанций и данных изысканий. Величину скоростного напора ветра, полученную по материалам метеостанций, при расчете трубопроводов, расположенных над уровнем воды (земли) на высоте до 5 м включительно, разрешается снижать на 25%. При отсутствии данных метеостанций и изысканий допускается в предварительных расчетах принимать скоростной напор в соответствии с главой СНиП П-6-74 "Нагрузки и воздействия. Нормы проектирования".

2.12. Трубопроводы, транспортирующие нефть, нефтегазовую смесь, нефтепродукты и воду, следует проверять на действие повышенного давления при гидравлическом ударе, возникающем при быстром перекрытии сечения трубопровода.

Для каждой консистенции газожидкостной смеси и диаметра трубопровода величину приращения давления следует определять особо.

2.I3. Толщина стенки трубопровода $\delta$ (в см) определяется по формуле

$$\delta = \frac{n p D_н}{2(\psi_1 R_1 + n p)}, \qquad (I)$$

где $n$ – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе (определяется в соответствии с п.2.5, табл.I);

$p$ – рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, Н/см$^2$;

$D_н$ – наружный диаметр трубы, см;

$\psi_1$ – коэффициент снижения расчетного сопротивления металла труб, учитывающий равнозначное сложнонапряженное состояние металла труб;

$R_1$ – расчетное сопротивление растяжению, сжатию и изгибу материала труб и сварных соединений, определяемое из условия достижения предела прочности, Н/см$^2$. Определяется в соответствии с главой СНиП П-45-75.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{пр.N}}{R_1^н}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{пр.N}}{R_1^н}, \qquad (2)$$

где $R_1^н$ – нормативное сопротивление металла труб, Н/см$^2$. Определяется в соответствии с главой СНиП П-45-75;

$\sigma_{пр.N}$ – продольные сжимающие напряжения, определяемые от расчетных нагрузок и воздействий, Н/см$^2$; если суммарные продольные напряжения растягивающие, то $\psi_1 = I$. $\sigma_{пр.N}$ определяется в соответствии с п.2.I4.

2.I4. Продольные напряжения $\sigma_{пр.N}$ при проверке по деформативности должны удовлетворять условию:

$$\sigma_{пр.N} \leq \psi_2 R_2^н, \qquad (3)$$

где $R_2^н$ – нормативное сопротивление металла труб, Н/см$^2$. Определяется в соответствии с главой СНиП П-45-75;

$\psi_2$ – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб по поверхности текучести; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} > 0$) $\psi_2 = 1$; при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) $\psi_2$ определяется по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2^н}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{\sigma_{кц}}{R_2^н}\,, \qquad (4)$$

$\sigma_{кц}$ - кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления, определяется по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{пр\,D_{вн}}{2\delta}\,, \qquad (5)$$

где $D_{вн}$ - внутренний диаметр.

При нахождении $\sigma_{кц}$ в первом приближении величину $\delta$ следует определять по формуле (4), приняв $\psi_1 = 1$.

2.15. Продольные максимальные растягивающие напряжения $\sigma_1$ (в Н/см$^2$), возникающие в трубопроводе в зимний период, при расчете на прочность должны удовлетворять следующему соотношению:

$$\sigma_1 = \sigma_t + 0{,}5\,\sigma_{кц} + \frac{H_к}{F_н} + \sigma_{изг} + \sigma_\Delta + \frac{E\,D_н}{2\rho_у} \leqslant \frac{R_1}{m}\,, \qquad (6)$$

где $E$ - модуль упругости материала трубы, Н/см$^2$;

$\sigma_t$ - напряжение, вызванное изменением температуры, Н/см$^2$. Определяется в соответствии с п.2.16;

$H_к$ - реакция отпора (распора) компенсатора при продольных деформациях трубопровода (в Н). Определяется в соответствии с пп.2.17 и 2.22;

$F_н$ - площадь поперечного сечения стенки трубы, см$^2$;

$\sigma_{изг}$ - напряжение изгиба от вертикальной нагрузки, Н/см$^2$. Определяется в соответствии с п.2.18;

$\sigma_\Delta$ - напряжение, вызванное перемещениями опор, Н/см$^2$. Определяется в соответствии с п.2.19;

$\rho_у$ - радиус кривизны оси трубопровода от упругого изгиба, см;

$m$ - коэффициент условий работы, определяемый по СНиП II-45-75.

2.16. Напряжение $\sigma_t$, вызванное изменением температуры, следует определять по формуле

$$\sigma_t = \frac{T B_x}{F_н}\,, \qquad (7)$$

где $B_x$ - расстояние от середины компенсационного участка до рассматриваемого сечения трубопровода. Максимальные напряжения будут в сечениях трубопровода, максимально удаленных от компенсационного участка, т.е. при $B_x = 0,5\ B$, см;

$B$ - полная длина участка трубопровода, см, деформации с которого компенсируются компенсатором принятых размеров без учета трения на опоре. $B$ определяется по формуле

$$B = \frac{\Delta_K}{\varepsilon}, \qquad (8)$$

где $\Delta_K$ - допускаемая деформация компенсационного участка, см, без предварительной растяжки, определяемая для П-и Г-образных компенсаторов в соответствии с главой СНиП П-45-75;

$\varepsilon$ - суммарная относительная деформация трубопровода от изменения температуры и внутреннего давления продукта;

$$\varepsilon = \alpha t_\Delta + \frac{0,2\,\sigma_{кц}}{E}, \qquad (9)$$

где $\alpha$ - коэффициент линейного расширения материала трубы;

$$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}\ 1/\text{град};$$

$t_\Delta$ - расчетный перепад температур, $^0$С. Устанавливается в соответствии с пп.2.6-2.9 и 2.23;

$T$ - удельное сопротивление основания перемещению трубопровода, Н/см;

$$T = \varphi q_{тр}, \qquad (10)$$

где $\varphi$ - коэффициент сопротивления при перемещении трубы по опорам. Определяется по данным эксперимента;

$q_{тр}$ - полная расчетная нагрузка, передающаяся от трубопровода на основание, Н/см.

При отсутствии экспериментальных данных значение $\varphi$ допускается принимать в зависимости от типа основания следующим: при прокладке по деревянным шпалам, лежакам и т.п. $\varphi = 0,5$; по металлическим скользящим элементам $\varphi = 0,3$; при прокладке по роликовым опорным элементам $\varphi$ принимают в соответствии с "Руководством по проектированию роликовых опор надземных трубопроводов". Р 166-74. (М.,ЦНТИ ВНИИСТа, 1975).

2.17. Распор компенсатора $H_к$ (в Н) при продольных деформациях трубопроводной системы для П- и Г-образных компенсаторов определяется в соответствии с главой СНиП П-45-75, а для слабоизогнутых компенсационных участков - по "Инструкции по проектированию надземных прямолинейных трубопроводов со слабоизогнутыми участками" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1969).

2.18. Напряжения изгиба $\sigma_{изг}$ (в Н/см$^2$) от действия вертикальных нагрузок следует определять по формуле

$$\sigma_{изг} = \frac{\eta \ell^2}{W}, \qquad (11)$$

где $\eta$ - грузовой коэффициент, зависящий от характера нагрузки и принятой расчетной схемы. Если трубопровод при всех вертикальных нагрузках работает как неразрезная балка, то $\eta = 0{,}0833 q_{полн}$

($q_{полн}$ нормативная равномерно распределенная вертикальная нагрузка (полная), Н/см$^2$);

$\ell$ - расстояние между опорами, см;

$W$ - момент сопротивления поперечного сечения трубы, см$^3$.

2.19. Нормальное напряжение $\sigma_\Delta$, вызванное перемещением опор, следует определять по формуле

$$\sigma_\Delta = 2{,}2\Delta \frac{E D_н}{\ell^2}, \qquad (12)$$

где $\Delta$ - действительное возможное смещение опоры по отношению к смежным, см.

2.20. Продольное максимальное сжимающее напряжение $\sigma_2$, Н/см$^2$, должно проверяться по формуле

$$\sigma_2 = \sigma_{t,p} - 0{,}3\sigma_{кц} + \frac{H_к}{F_н} + \sigma_{изг} + \frac{E D_н}{2\rho_у} \leq \psi_2 R_2^н, \qquad (13)$$

где $\sigma_{t,p}$ - расчетное напряжение, Н/см$^2$, связанное с увеличением длины трубопровода при повышении температуры и давления.

Для трубопроводов, уложенных на эстакаде, допускается принимать $\sigma_{t,p} = \sigma_{t1}$ $\sigma_t$ определяют по формуле (7).

2.2I. Компенсаторы продольных, поперечных и угловых деформаций рассчитываются на максимальные значения перемещений, которые могут иметь место в процессе эксплуатации трубопроводов как на рассчитываемом участке трубопровода, так и на примыкающих к нему подводных участках.

Расчетные величины продольных деформаций трубопроводов определяются от максимального повышения температуры стенок труб (положительного расчетного температурного перепада) при отсутствии внутреннего давления в трубопроводе (укорочения трубопровода).

Для уменьшения размеров компенсаторов допускается применение предварительного их растяжения или сжатия с указанием на чертежах величины растяжения или сжатия в зависимости от температуры сварки замыкающих стыков.

2.22. Рассчитывать компенсации продольных деформаций необходимо с учетом трения на опорах. Предварительные расчеты компенсаторов П- и Г-образной формы должны производиться на основании главы СНиП П-45-75; расчет трубопроводов, имеющих слабоизогнутые компенсационные участки, - на основании "Инструкции по проектированию надземных прямолинейных трубопроводов со слабоизогнутыми участками" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1969).

2.23. Расчетный перепад температур (в $^{o}C$) при определении наибольших удлинений трубопровода, перемещений на опорах, а также продольных напряжений следует определять по формуле

$$t_{\Delta} = t'_{\Delta} + 10\,^{\circ}C. \qquad (14)$$

Величина $t'_{\Delta}$ определяется в соответствии с пп.2.6-2.9 настоящего Руководства.

2.24. Среднемесячное значение поправки за счет солнечной радиации на температуру поверхности трубопровода определяют по формуле

$$\Delta t_R = \frac{13{,}7\, R_{мес}}{K}, \qquad (15)$$

где $\Delta t_R$ - среднемесячное значение радиационной поправки, °С;

$R_{мес}$ - месячное значение радиационного баланса, $\frac{кДж}{см^2 \cdot мес}$.
Определяется по ежегодным "Справочникам по климату СССР";

$K$ - коэффициент конвективного теплообмена, $\frac{кДж}{м^2 \cdot ч \cdot °С}$.
Определяется на основании "Методов климатологической обработки метеорологических наблюдений" (Л., Гидрометеоиздат, 1957).

Величина К изменяется от 3 до 5 $\frac{кДж}{м^2 \cdot ч \cdot °С}$.

2.25. Длину пролета трубопровода между опорами (оптимальную) $\ell_{опт}$ рекомендуется определять по формуле

$$\ell_{опт} = 0{,}5\sqrt{(2R_2 - \sigma_{кц} - 2\sigma_{\Delta} - 2\sigma_{t,p} - 1{,}1\frac{E D_н}{\rho_у})\frac{W}{\eta}}, \quad (16)$$

где $R_2$ - расчетное сопротивление металла труб, Н/см$^2$. Определяется в соответствии с главой СНиП II-45-75.

Напряжения $\sigma_{кц}$, $\sigma_{\Delta}$ и $\sigma_{t,p}$, а также грузовой коэффициент $\eta$ определяют в соответствии с указаниями пп.2.14, 2.18-2.20, но от расчетных нагрузок и расчетных перепадов температур. Расчетный перепад температур определяют согласно пп.2.6-2.9 и 2.23. Длина пролета между опорами не должна превышать предельной - $\ell_{пред}$ (в см), определяемой по формуле

$$\ell_{пред} = 1{,}4\,\ell_{опт}. \quad (17)$$

2.26. Предельное взаимное перемещение смежных опор (в см) при выбранной длине пролета определяют по формуле

$$\Delta = \frac{\ell^2}{4{,}4 E D_н}\left[2R_2 - \sigma_{кц} - 2\sigma_{tp} - 2\sigma_{\Delta} - \frac{2\eta\ell^2}{W} - 1{,}1\frac{F D_н}{\rho_у}\right]. \quad (18)$$

Если $\ell = \ell_{опт}$ , предельное перемещение $\Delta_{max}$ (в см) может быть определено по формуле

$$\Delta_{max} = \frac{\eta\, \ell_{опт}^4}{2{,}2\, E D_H W} . \qquad (19)$$

2.27. Рассчитывать трубопровод на ветровую нагрузку следует как в период его эксплуатации, так и в период монтажа или ремонта.

При расчете на ветровой резонанс другие кратковременные нагрузки можно не учитывать. Проверку на ветровой резонанс трубопроводов производят в случаях, когда критическая скорость ветра $V_{кр}$ находится в пределах $2\sqrt{q_o} \le V_{кр} < 25 \frac{м}{с}$. $V_{кр}$ определяется в соответствии с п.2.28 ( $q_o$ - скоростной напор ветра, $Н/м^2$. Принимается в соответствии с главой СНиП П-6-74 "Нагрузки и воздействия").

2.28. Критическую скорость ветра $V_{кр}$ (в м/с), вызывающую ветровой резонанс трубопровода, проложенного по эстакаде, определяют по формуле

$$V_{кр} = \frac{n_s D_H}{Sh} , \qquad (20)$$

где $Sh$ - число Струхаля;

$$Sh = 0{,}195 \left(1 - \frac{20{,}1}{Re}\right); \qquad (21)$$

$Re$ - число Рейнольдса. При предварительных расчетах для трубопроводов рекомендуется принимать $Sh = 0{,}2$;

$n_s$ - частота свободных колебаний трубопровода, 1/с. Определяется в соответствии с п.2.29.

При определении критической скорости ветра нужно учитывать количество ниток и схему расположения трубопроводов на эстакадах.

2.29. Частоты собственных поперечных колебаний трубопроводов на жестких и упругих опорах с учетом рабочего давления и скорости транспортируемого продукта определяют по формуле

$$n_S = \frac{K_S^2}{\ell^2} \sqrt{\frac{E\ J - \frac{\ell^2}{\alpha_S^2}\left(V_{m_ж}^2 + pF\right)}{m + m_ж}}\ ; \qquad (22)$$

$$K_S^2 = \frac{\alpha_S^2}{2\pi}\ , \qquad (23)$$

где $J$ – момент инерции поперечного сечения трубы, см$^4$;

$\alpha_S$ – корни характеристического уравнения, принимаемые по табл.2 в зависимости от числа пролетов, номера формы собственных колебаний $S$ и характера опорных закреплений;

$V$ – скорость протекающего по трубопроводу потока, м/с;

$m$ – погонная масса трубопровода, кг/см$^3$.см;

$m_ж$ – погонная масса протекающей по трубопроводу жидкости, кг/см$^3$.см;

$F$ – площадь сечения трубопровода "на просвет";

$$F = \frac{\pi D_{вн}^2}{4}\ . \qquad (24)$$

При небольших скоростях движения и небольших давлениях транспортируемого продукта частоту собственных колебаний можно определить по формуле

$$n_S = \frac{1}{2\pi}\ \frac{\alpha_S^2}{\ell^2} \sqrt{\frac{E\ J}{m + m_ж}}\ . \qquad (25)$$

2.30. Длину $\ell_g$ пролетов, при которых в трубопроводной системе не возникают резонансные колебания, находят по формуле

$$\ell_g = 15{,}7 \sqrt[4]{\frac{E\ J\ D_н^2}{V_{кр}^2\ q_{полн}}}\ , \qquad (26)$$

где $q_{полн}$ – расчетная равномерно распределенная вертикальная нагрузка (полная), Н/см.

Таблица 2

Значения коэффициентов $K_S = \frac{\alpha_S^2}{2\pi}$ для многопролетных балок

| Условия закрепления концов трубопровода | Количество пролетов | $\frac{\alpha_{0H}^2}{2\pi}$ | $\frac{\alpha_{0B}^2}{2\pi}$ | $\frac{\alpha_{1H}^2}{2\pi}$ | $\frac{\alpha_{1B}^2}{2\pi}$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Свободно оперты | 3 | I,57 | 2,94 | 6,28 | 8,78 |
| | 4 | I,57 | 3,I7 | 6,28 | 9,I7 |
| | $\infty$ | I,57 | 3,56 | 6,28 | 9,82 |
| Один свободно оперт, другой защемлен | 3 | I,69 | 3,37 | 6,54 | 9,50 |
| | 4 | I,64 | 3,45 | 6,43 | 9,63 |
| | $\infty$ | I,57 | 3,56 | 6,28 | 9,82 |
| Защемлены | 3 | 2,0I | 3,56 | 7,I6 | 9,82 |
| | 4 | I,83 | 3,56 | 6,82 | 9,82 |
| | $\infty$ | I,57 | 3,56 | 6,28 | 9,82 |

Обозначения, принятые в табл.2:

$\alpha_S$ - коэффициент, принимаемый в зависимости от характера закрепления на опорах, схемы трубопровода и формы колебаний;

$\alpha_{0H}$ и $\alpha_{0B}$ - низшая и высшая из частот основного тона;

$\alpha_{1H}$ и $\alpha_{1B}$ - низшая и высшая из частот первого обертона.

Наружный диаметр трубопровода при расчете на воздействие ветра следует определять с учетом толщины изоляционного покрытия.

Если принятые в проекте величины пролетов превышают найденные по формуле (26), необходимо предусмотреть конструктивные меры для предотвращения резонансных колебаний: установку устройств для гашения колебаний, рассекатели ветрового потока и др. (см.п.3.I0).

2.3I. Усилия и перемещения, возникающие в трубопроводе при действии ветровой нагрузки, должны определяться отдельно

от статической составляющей и от динамической составляющей, соответствующих каждой форме колебаний.

Суммарные усилия и перемещения в трубопроводе вычисляют по формуле

$$X = X^{c} + \sqrt{\sum_{i=1}^{S} \left( X_i^{д} \right)^2}, \qquad (27)$$

где $X$ – изгибающий (крутящий) момент, поперечная или продольная сила, перемещения;

$X^{c}$ – то же от статической составляющей ветровой нагрузки;

$X_i^{д}$ – то же от динамической составляющей ветровой нагрузки при колебаниях по $i$ -й форме;

$S$ – число учитываемых в расчете форм колебаний.

При расчете трубопроводов достаточно учитывать не более двух форм колебаний ( $S \leq 2$).

2.32. Изгибающий (крутящий) момент, поперечную силу или перемещения при резонансных колебаниях $X^{рез}(z)$ от действия расчетных или нормативных нагрузок определяют по формуле

$$X^{рез}(z) = \frac{\pi}{\delta} X^{c}(z), \qquad (28)$$

где $X^{c}$ – изгибающий момент, поперечная сила или перемещения от статической нагрузки;

$\delta$ – логарифмический декремент колебаний. Определяется экспериментально; допускается для надземных трубопроводов, свободно уложенных на опорах, принимать $\delta$ = 0,035-0,05;

$z$ – продольная ось трубопровода.

2.33. Амплитуду $q_0$ (в Н/см) подъемной силы, приложенной к единице длины трубопровода (от ветрового воздействия), находят по формуле

$$q_0 = C_y \frac{\rho_в V_в^2}{2} D_н, \qquad (29)$$

где $C_y$ - коэффициент подъемной силы. Определяется экспериментально; при предварительных расчетах допускается принимать $C_y = 1,7$;

$\rho_в$ - плотность воздуха, кг/м$^3$; $\rho_в = 1,29$ кг/м$^3$;

$V_в$ - скорость ветрового потока, обтекающего трубопровод, м/с.

2.34. Опоры и опорные части рассчитывают на восприятие передаваемых трубопроводом и вспомогательными конструкциями вертикальных и горизонтальных (продольных и поперечных) усилий и изгибающих моментов, определяемых от расчетных нагрузок и воздействий в наиболее невыгодном их сочетании с учетом возможных смещений опор в процессе эксплуатации.

2.35. Вертикальную нагрузку $A_{верт}$ (в Н) на опору трубопровода определяют по формуле

$$A_{верт} = \frac{q_{полн}}{2}(\ell_л + \ell_{пр}), \qquad (30)$$

где $\ell_л$ и $\ell_{пр}$ - соответственно размеры левого и правого пролетов, примыкающих к опоре.

2.36. Горизонтальные нагрузки $A_{го}$ (в Н) на продольно-подвижные опоры и неподвижные опоры, действующие поперек оси трубопровода, определяют по формуле

$$A_{го} = \frac{q_в}{2}(\ell_л + \ell_{пр}), \qquad (31)$$

где $q_в$ - расчетная ветровая нагрузка на трубопровод, Н/см. Определяется в соответствии с главой СНиП II-45-75.

2.37. Горизонтальные нагрузки $A_{гп}$ (в Н) на все промежуточные скользящие или катковые (роликовые) опоры, действующие вдоль оси трубопровода, а также на свободно-подвижные опоры, действующие перпендикулярно оси трубопровода, определяют по формуле

$$A_{гп} = \frac{q_{полн}}{2}(\ell_л + \ell_{пр})\theta, \qquad (32)$$

где $\theta$ - максимальное значение коэффициента трения.

Для роликовых опор $\theta$ принимается в соответствии с Руководством по проектированию роликовых опор надземных трубопроводов". Р I66-74 (М., ЦНТИ ВНИИСТа, I975).

2.38. Горизонтальную нагрузку на крайнюю продольно-подвижную опору $A_{гО}^{кр}$ (в Н), действующую перпендикулярно оси прямолинейного участка трубопровода, находят по формуле

$$A_{гО}^{кр} = \frac{q_в}{2}(L + b_1 \ell) + a_1 A_{гп}, \qquad (33)$$

где $L$ – длина изогнутого компенсационного участка, см;

$\ell$ – длина пролета, см;

$a_1$ – коэффициент, зависящий от конструкции свободно-подвижных опор.

Для скользящих или катковых опор $a_1$ = I,5. Коэффициент $b_1$ зависит от числа пролетов, расположенных между углом компенсационного участка и крайней продольно-подвижной опорой. При расположении крайней продольно-подвижной опоры непосредственно около угла поворота (входного угла компенсатора) $b_1$ = I, при удалении ее от угла на расстояние $\ell$ величина $b_1$ = 3.

2.39. Нагрузку $A_{гн}$ (в Н) на неподвижные опоры, действующую вдоль оси трубопровода, определяют по формуле

$$A_{гн} = H_{к_1} + H_{тр} - \delta(H_{к_2} + H_{тр}). \qquad (34)$$

Величины распоров $H_к$ определяются в соответствии с пп.2.I7 и 2.22 от расчетных величин нагрузок и воздействий.

Индекс I означает, что нагрузка относится к пролету большей длины, а 2 – к пролету меньшей длины.

$\delta$ – коэффициент, принимаемый при прокладке по шпалам, лежкам и т.п. равным 0,7 и по специальным опорам – 0,8.

При равных расстояниях между неподвижными опорами нагрузку на них определяют по формуле

$$A_{гн} = (1 - \delta)(H_к + H_{тр}), \qquad (35)$$

где $H_{тр}$ - суммарное усилие, вызванное трением трубопровода по основанию; $H_{тр}$ определяется по формуле

$$H_{тр} = 0,5\ TB. \qquad (36)$$

Величины Т и В определяются в соответствии с п. 2.16.

## 3. КОНСТРУКТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

3.1. Система прокладки трубопроводов на эстакадах должна обеспечивать возможность компенсации продольных деформаций, возникающих при изменении температуры трубы и давления транспортируемого продукта.

3.2. Трубопроводы на эстакадах прокладывают пакетами (с горизонтальным и вертикальным расположением труб). Расстояние между трубами должно обеспечивать возможность производства монтажных и ремонтных работ смежных трубопроводов, а также независимых перемещений трубопроводов при изменении температуры трубы и давления транспортируемого продукта. Переплетение трубопроводов на эстакаде не допускается.

3.3. Опорами для трубопроводов служат специальные конструктивные элементы, закрепляемые на опорах эстакады, и консоли, привариваемые к пролетным строениям эстакады.

В зависимости от конструкции эстакады и диаметра трубопровода пролет между опорами может быть 10, 14 и 20 м.

3.4. Сварные стыки трубопровода должны отстоять от края опор, на которые укладывается трубопровод, на расстоянии не менее 0,5 м.

3.5. Компенсация продольных деформаций трубопроводов должна осуществляться на горизонтальных, наклонных или вертикальных компенсационных участках. Допускается применять компенсационные участки любой конфигурации: П-и Г-образные, слабоизогнутые и др. Трубопровод должен состоять из прямолинейных в плане и компенсационных участков.

Компенсационные участки могут быть сварены из прямолинейных труб и угловых вставок или из криволинейных труб. Углы поворота трассы трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует совмещать с компенсационными участками.

Опорные части трубопровода (обеспечивающие продольно- и свободно-подвижные перемещения) могут выполняться либо роликовыми, либо скользящими в зависимости от диаметра трубопровода. Применение скользящих опор допускается при прокладке трубопроводов диаметром до 800 мм включительно.

Неподвижные опоры могут быть любой конструкции, обеспечивающей несмещаемость трубопровода.

Соединять трубопроводы с опорными и подкладными частями нужно с помощью хомутов болтовыми соединениями. Приварка каких-либо элементов к трубопроводу не рекомендуется.

3.6. Конструктивные решения при прямолинейной системе прокладки со слабоизогнутыми компенсационными участками следует выбирать в соответствии с "Инструкцией по проектированию надземных прямолинейных трубопроводов со слабоизогнутыми участками" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1968) с учетом требований настоящего Руководства.

3.7. Повороты трубопровода надлежит выполнять по кривым изгиба труб в пределах упругой деформации или с помощью колен искусственного гнутья. Между обратными кривыми упругого изгиба и между кривой упругого изгиба и коленом искусственного гнутья рекомендуется применять прямые вставки.

3.8. Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях определяют расчетом из условия прочности и устойчивости положения трубопровода и стенок труб под воздействием вертикальных нагрузок, массы и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате изменения температуры металла труб и давления транспортируемого продукта.

3.9. Для уменьшения продольных перемещений магистрального трубопровода следует применять конструктивные мероприятия, обеспечивающие защиту трубопроводов, компрессорных и насосных станций от вредного влияния продольных перемещений магистрального трубопровода: установку компенсаторов различных конфигураций или устройство специального поворота трассы под углом $30-60^{\circ}$.

3.10. Для предотвращения возникновения резонансных колебаний трубопроводов в ветровом потоке, когда длина пролета превышает $l_{cr}$, рекомендуется установка в каждом пролете трубопровода устройства для предотвращения колебаний типа

конструкции ВНИИСТа, рассекателей ветрового потока и т. п. Устройство для предотвращения колебаний можно крепить к трубопроводу и к консоли, пролетному строению или опорам эстакады, а также устанавливать между параллельными нитками трубопровода.

При проходе трубопроводов под эстакадой необходимо по возможности предусмотреть монтаж гасителей колебаний механического типа и дополнительные крепления.

3.II. В соответствии с технологическим заданием на проектирование следует предусмотреть возможность проведения периодической очистки внутренней полости трубопровода (газо-, нефте- и продуктопровода) в процессе эксплуатации. Трубопровод должен быть оборудован узлами пуска и приема очистных и разделительных устройств. Конструкции узлов и их расположение в трубопроводе решаются проектом. Трубопровод в пределах одного очищаемого участка должен быть смонтирован из труб одного внутреннего диаметра с применением равнопроходной линейной арматуры без выступающих внутрь трубопровода узлов или деталей.

Радиусы отводов следует назначать с учетом обеспечения возможности пропуска очистных и разделительных устройств. Трубопровод и узлы пуска и приема очистных устройств должны быть оборудованы сигнальными приборами, регистрирующими прохождение очистных устройств. Для контроля за скоплением конденсата в газопроводах и его удаления необходимо предусмотреть установку конденсатосборников. Место установки конденсатосборников определяется проектом. Узлы управления арматурой конденсатосборников, как правило, следует устанавливать в вентилируемых киосках из несгораемых материалов.

3.I2. Узлы установки запорной арматуры должны проектироваться из унифицированных заготовок, обеспечивающих монтаж (сборку) узлов индустриальным методом. Толщины стенок трубных заготовок определяются проектом, исходя из условий обеспечения прочности, требуемой для участков I категории, и соблюдения норм на стыковую сварку, т.е. с учетом конструктивных размеров присоединительных концов запорной арматуры и соединительных деталей.

Запорную арматуру трубопроводов необходимо располагать таким образом, чтобы к ним был свободный доступ для обслуживающего персонала. У задвижки должна быть оборудована площадка с перилами высотой не менее I,2 м.

На случай аварии необходимо предусмотреть устройство, отключающее поврежденный участок и переключающее движение взрывоопасных продуктов в продувочные блоки на свечи.

3.I3. Все трубопроводы должны быть защищены прочными антикоррозионными покрытиями, наносимыми в заводских или базовых условиях.

Антикоррозионные покрытия трубопроводов, прокладываемых на эстакадах, следует наносить после пескоструйной обработки поверхности трубы и выполнения операций по холодному фосфатированию. В случае невозможности осуществления последующей очистки подготовка поверхности трубы ведется вручную.

В качестве грунтовки рекомендуется применять мастики ГФ-020 или ХС-010. В зависимости от требуемого цвета окраски для покрытия поверхности трубопровода следует использовать эмали ПХВ-26(красная),ПХВ-30 или ХВ-I24(серая) и ПХВ-I4(зеленая).Цвет покрытия выбирают в зависимости от вида транспортируемого продукта в соответствии с разд. I настоящего Руководства.

Работы по подготовке поверхности трубопроводов и нанесению покрытий следует производить в соответствии с "Инструкцией по нанесению лакокрасочных покрытий" (Каспморнефть, Баку, I97I).

3.I4. Нефте-, продукто- и водопроводы при необходимости следует в соответствии с технологическими расчетами защищать эффективной теплоизоляцией, имеющей достаточную прочность и долговечность. В местах опирания трубопроводов на опоры допускается теплоизоляционное покрытие не устраивать.

## 4. ПРИЕМКА ТРУБОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

4.I. Приемка трубопроводов в эксплуатацию осуществляется государственной рабочей комиссией.

4.2. Генеральный подрядчик представляет комиссии следующие материалы и документы:

а) список организаций, участвующих в производстве строительно-монтажных работ, с указанием выполненных ими видов работ, и список инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за каждый вид работы;

б) комплект рабочих чертежей с внесенными в них изменениями, если последние имели место в процессе строительства;

в) перечень допущенных отступлений от проекта с указанием причин и документов, разрешающих эти отступления;

г) заводские сертификаты на трубы, фасонные части и арматуру, а в случае отсутствия - результаты контрольных испытаний;

д) сертификаты или паспорта на изоляционные материалы;

е) заводские паспорта на установленные манометры;

ж) сертификаты на сварочные материалы;

з) списки сварщиков с указанием номеров их удостоверений;

и) заключения по механическим испытаниям и физическим методам контроля сварных соединений (проверке подвергаются все монтажные сварные стыки трубопровода);

к) журнал сварочных и изоляционных работ;

л) акты на приемку следующих работ:

очистку и изоляцию;

проверку сплошности изоляционных покрытий;

испытания на прочность и герметичность.

4.3. Результаты приемки трубопроводов оформляют актом государственной комиссии, который является основанием для ввода его в эксплуатацию.

4.4. Трубопровод, принятый, но не введенный в эксплуатацию в течение шести месяцев после его испытания, подлежит повторному испытанию на прочность и герметичность.

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения ..... 3
2. Расчетные положения ..... 5
3. Конструктивные требования ..... 22
4. Приемка трубопроводов в эксплуатацию ..... 25

Р У К О В О Д С Т В О

по проектированию трубопроводов в шельфовых зонах морей (на эстакадах для акватории Каспийского моря)

Р 235-76

Издание ВНИИСТа

Редактор Г.К.Храпова Корректор Н. М.Мухина
Технический редактор Т.В.Березнева

| | | |
|---|---|---|
| Л- 78572 | Подписано в печать 24.XI.1976г. | Формат 60x84/16 |
| Печ.л. 1,75 | Уч.-изд.л. 1,4 | Усл.печ.л. 1 |
| Тираж 300 экз. | Цена 14 коп. | Заказ 99 |

Ротапринт ВНИИСТа

gost.e-ecolog.ru