|  |
| --- |
| Министерство науки и высшего образования Российской Федерации |
| Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования |
|  |
| **«УНИВЕРСИТЕТ»** |
| Кафедра «Наименование кафедры» |
| **Практическая работа** |
|  |
|  |  |
| Выполнил студент: |  |  |  |  |  |  |
|  |  | шифр группы |  | подпись |  | И.О. Фамилия |
|  |  |  |  |  |  |  |
| Проверил: |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  | подпись |  | И.О. Фамилия |
| Город 2018 г. |

Содержание

[Содержание 2](#_Toc533450930)

[1 Практическая работа №1 3](#_Toc533450931)

[Исходные данные 3](#_Toc533450932)

[1.1 Расчет толщины стенки подземного газопровода 3](#_Toc533450933)

[1.2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода 8](#_Toc533450934)

[1.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода 9](#_Toc533450935)

[2 Практическая работа №2 12](#_Toc533450936)

[Исходные данные 12](#_Toc533450937)

[2.1 Проверка нефтепровода на общую устойчивость 12](#_Toc533450938)

[СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 20](#_Toc533450939)

# Практическая работа №1

**Тема: «Расчет толщины стенки магистрального нефтепровода. Проверка стенки трубы на прочность и деформацию»**

## Исходные данные

Магистральный нефтепровод со следующими характеристиками: *Dн* = 1220 мм, Р = 5,4 МПа. Нефтепровод прокладывается болото II типа подземным способом.

1. Выполнить расчет толщины стенки магистрального нефтепровода.
2. Выполнить проверку трубы на прочности и недопустимые пластические деформации.

## Расчет толщины стенки подземного газопровода

По сортаменту в зависимости от наружного диаметра и рабочего давления выбираем трубы производства «Челябинского трубопрокатного завода» по ТУ-14-3Р-03-94 из стали марки 09ГБЮ. Это прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки, рассчитанные на давление до 5,4 МПа. Характеристики стали: *σв* = 550 МПа и *σт* = 380 МПа. Нормальный ряд толщин стенки включает значения {12,0; 13,0; 14,0; 15,0; 16,0} мм. Коэффициент надежности по материалу, *k1* = 1,4.

Расчет толщины стенки газопровода будем проводить согласно методике, отраженной в разделе 12.3 [1]. Расчет осуществляется по методу предельных состояний. Сущность данного метода заключается в определении напряженного состояния трубопровода, при котором дальнейшая его эксплуатация становится невозможной.

В качестве основных прочностных характеристик металла труб в расчетах используются нормативные сопротивления растяжению (сжатию). Для определения расчетных значений сопротивления растяжению (сжатию) *R*1 и *R*2 воспользуемся нижеприведенными формулами, МПа:

 , (1.1)

 , (1.2)

где *R1н* = *σвр* – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

*R2н* = *σпр* – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;

*m* – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;

*k1*, *k2* – коэффициенты надежности по материалу;

*kн* – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Участок нефтепровода, проложенный по болоту II типа, относится ко II категории согласно [таблица 3, 1]. Принимаем значение коэффициента *m* = 0,825 [таблица 1, 1].

Так как трубы приняты прямошовные сварные из малоуглеродистой и низколегированной стали с отношением с отношением , то примем *k2* = 1,15 [таблица 11, 1]. Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода примем по [таблица 12, 1], исходя из номинального диаметра и рабочего давления *kн* = 1,155.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений *R1н* и *R2н* принимаем равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести.

;

;

;

.

Толщину стенки трубопровода определяют в соответствии с расчетной эпюрой давления с учетом категории участка:

 , (1.3)

где *n* – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннее давление для газопроводов), принимаемый по [табл. 14, 1], *n* = 1,10;

*Pраб* – рабочее (нормативное) давление, МПа.

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода:

.

Исходя из технических условий на трубы, принимаем для дальнейших расчетов предварительное значение толщины стенки *δном* = 13,0 мм.

Внутренний диаметр трубопровода определится следующим образом:

 ; (1.4)

.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки определяется следующим образом:

 , (1.5)

где *ψ1* – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

 , (1.6)

где *σпр.N* – абсолютное значение продольных осевых сжимающих напряжений, вычисляемое по действующим расчетным нагрузкам и воздействиям с учетом упруго-пластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений, определяемое по формуле:

 , (1.7)

где *α* – коэффициент линейного расширения металла трубы, *α* = 0,000012 град-1 = 1,212·10-5 град-1;

*Е* – переменный параметр упругости (модуль Юнга), *Е* = 206 000 МПа;

*Δt* – температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

*μ* – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), *μ* = 0,3.

В реальных условиях строительства и ремонта магистральных нефтепроводов нормативный температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема нефтепровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, производится засыпка нефтепровода и т.п.).

За расчетную температуру примем расчетный температурный перепад при замыкании нефтепровода в холодное и теплое время года, которое составит:

 ; (1.8)

 , (1.9)

где *tэ* – температура эксплуатации, °С;

*tх, tт* – расчетные значения температуры воздуха в теплое и холодное времена года, вычисляемые по формуле, °С:

 ; (1.10)

 , (1.11)

где *tхн, tтн* – нормативные значения температуры наружного воздуха в теплое и холодное времена года, вычисляемое согласно выражения, °С:

 ; (1.12)

 ; (1.13)

где *tI, tVII* – многолетние среднемесячные температуры воздуха соответственно в январе и июле, °С;

*ΔI, ΔVII* – отклонения среднесуточных температур воздуха от среднемесячных соответственно января и июля, °С.

Примем район строительства – г. Уфа. Согласно [2], среднемесячная температура воздуха января в районе г. Уфа составляет -13,8 °С, в июле – 19,4 °С. Величину отклонения принимаем *ΔI* = 0,5 °С, *ΔVII* = 0,3.

;

;

.

.

Температуру эксплуатации примем *tэ* = 8 °С.

;

.

Определим продольные напряжения при *Δtх* и *Δtт* соответственно:

;

.

Определим толщину стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений (при *Δtх*):

;

.

Принимаем *δн* = 15,0 мм.

Согласно п. 12.3 [1] для магистральных трубопроводов с номинальным диаметром 200 и более толщина стенки должна приниматься не менее 4 мм.

Также проверяем условие:

 ; (1.14)

.

Следовательно, оба условия выполняются. Таким образом, для дальнейших расчетов примем окончательное значение толщины стенки трубопровода по сортаменту труб *δном* = 15,0 мм.

## Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Проверку прочности подземных трубопроводов будем проводить по методике, отраженной в п. 12.4 [1].

При проведении проверки на прочность подземного трубопровода в продольном направлении используем следующее условие:

 , (1.15)

где *σпр.N* – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

*ψ2* – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях (*σпр.N* ≥ 0) принимаемый равным единице, при сжимающих (*σпр.N* < 0) – определяемый по формуле:

 , (1.16)

где *σкц* – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа:

 , (1.17)

где *δн* – номинальная толщина стенки трубы, м.

Значение продольных осевых напряжений по формуле при *Δtх* (1.7):

.

В связи с тем, что принятая расчетная величина продольных осевых напряжений отрицательна (*σпр.N* > 0), то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние определим по формуле (1.16):

;

.

Получим, что , следовательно, условие прочности выполняется.

## Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода

Представленный расчет газопровода на пластические деформации выполнен согласно п. 12.4 [1].

Проверку трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов производим по следующим условиям:

 , (1.18)

 , (1.19)

где *σпрн* – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

*ψ3* – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях (*σпрн* > 0) принимаемый равным единице, при сжимающих (*σпрн* < 0) – определяемый по формуле:

 , (1.20)

где *σкцн* – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа:

 , (1.21)

Для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления и упругого изгиба, определяются по формуле:

 , (1.22)

где *ρ* – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

Значение кольцевых напряжений от внутреннего давления:

.

Положительное и отрицательное значения продольных напряжений соответственно:

;

.

В дальнейших расчетах принимаем большее по модулю значение. Так как принятое значение продольных напряжений отрицательное, то значение коэффициента *ψ3* определим по формуле (1.20).



Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземного трубопроводов производим проверку по вышеуказанным условиям:

;

;

;

.

Таким образом, условия проверки на недопустимые пластические деформации выполняются.

# Практическая работа №2

**Тема: «Проверка нефтепровода на общую устойчивость»**

## Исходные данные

Магистральный нефтепровод со следующими характеристиками: *Dн* = 1220 мм, Р = 5,4 МПа. Нефтепровод прокладывается болото II типа подземным способом. Толщина стенки *δ* = 15,0 мм.

## Проверка нефтепровода на общую устойчивость

Под устойчивостью магистрального трубопровода понимается его способность сохранять прямолинейное или начальное упруго-искривленное положение под воздействием сил, направленных вдоль главной оси труб. Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы будем производить из условия:

 , (2.1)

где *S* – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

*Nкр* – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, Н.

Согласно [1] эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода *S* определяется в соответствии с правилами строительной механики и зависит от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода.

Примем, что участок магистрального нефтепровода выполнен прямолинейно, компенсация продольных перемещений, просадки и пучения грунта отсутствуют. В таком случае, определим эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода *S* по нижеприведенной формуле:

 , (2.2)

где *σкц* – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

*F* – площадь поперечного сечения трубы, см2, определяется по формуле:

 , (2.3)

.

Значение кольцевого напряжений от расчетного внутреннего давления принимаем *σкц* = 235,62 МПа, рассчитанное ранее.

.

*Nкр* также определятся согласно правил строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости.

Устойчивость трубопровода зависит от расчетной модели грунта. В механике грунтов существуют две модели: модель пластического грунта и модель упругого грунта. Эти две модели по-разному воздействуют на трубопровод.

В случае пластической связи прямолинейного участка подземного трубопровода с грунтом продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

 , (2.4)

где *р0* – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

*qверт* – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м;

*I* – крутящий момент, м4.

В случае упругой модели, продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов определится по зависимости:

 , (2.5)

где *k0* – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), МН/м3.

Определим продольное критическое усилие *Nкр* в случае пластической связи с грунтом.

1. Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется следующей зависимостью:

 , (2.6)

где *τпр* – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

 , (2.7)

где *ргр* – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Н/м2;

 – угол внутреннего трения грунта, град.;

*сгр* – сцепление грунта, Па.

Определение величины *ргр*:

 , (2.8)

где *пгр* – коэффициент надежности по нагрузке (давление (вес) грунта) [таблица 14, 1], *пгр* = 0,80;

*h0* – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности земли, м;

*γгр* – удельный вес грунта, Н/м3, принимаем *γгр*=4000 Н/м3;

*qтр* – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м.

 , (2.9)

где *qм* – расчетная нагрузка от массы трубы. Н/м;

*qиз* – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м;

*qпр* – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м.

зависимость для определения нагрузки от веса трубы:

 , (2.10)

где *nс.в.* – коэффициент надежности по нагрузке (масса (собственный вес) трубопровода и обустройств), [таблица 14, 1];

*qмн* – нормативное значение нагрузки от собственного веса трубы, Н/м;

*ρст* – плотность стали, кг/м3;

*g* – ускорение свободного падения, *g* = 9,81 м2/с.

Так как расчет выполняется на продольную устойчивость и устойчивость положения, то принимаем значения коэффициентов надежности, указанные в скобках [таблица 14, 1], *nс.в.* = 0,95.

.

Определение нагрузки от веса изоляции трубопровода.

Принимаем, что в процессе строительства для изоляции рассматриваемого участка нефтепровода использовалась четырехслойная лента на основе термосветостабилизированного полиэтилена и бутилкаучука «Полилен». В таблице 1.1 указаны параметры ленты.

Таблица 1.1 – Размеры ленты «Полилен»

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Норма |
| 1 | 2 |
| Толщина, *мм* | 0,63±0,05 |
| Ширина полотна в рулоне, *мм* | 450±5 |
| Длина полотна в рулоне, *м*, не менее | 170 |

Для защиты от механических повреждений наружной поверхности использовалась обертка липкая полиэтилановая Полилен-ОБ. Параметры обертки должны соответствовать нормам, приведенным в таблице 3.3. Свойства обертки должны соответствовать нормам, указанным в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Размеры обертки «Полилен-ОБ»

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Норма |
| 1 | 2 |
| Толщина, мм | 0,63±0,05 |
| Ширина полотна в рулоне, мм | 450±5 |
| Длина полотна в рулоне, м, не менее | 170 |

Таким образом, нагрузка от веса изоляции трубопровода

 , (2.11)

где *qи.п.н* – нормативное значение нагрузки от веса ленты, Н/м;

*qоб.н* – нормативное значение нагрузки от веса обертки, Н/м.

 ; (2.12)

 , (2.13)

где *δи.п*., *δоб* – толщина двух слоев ленты и одного слоя обертки соответственно, м;

*ρи.п*., *ρоб* – плотность ленты и обертки соответственно, кг/м3.

;

;

.

Определение нагрузка от веса продукта. Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода *qпр*, определяется из выражения:

 , (2.14)

где *ρпр* – плотность нефти, *ρпр* = 850 кг/м3;

*nпр* – коэффициент надежности по нагрузке (масса продукта) [таблица 14, 1], *nпр* = 0,95.

;

.

Рассчитав значение нагрузки от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, можно определить среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом.

Значение угла внутреннего трения и сцепление грунта принимаем следующие: *φгр* = 20 *град*, *сгр* = 13 *кПа*.

.

.

.

1. Определим сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины по следующей зависимости:

 , (2.15)



1. Определим крутящий момент

 , (2.16)

.

Таким образом, *Nкр* составит:

;

.

Проверим условие прочности: 6,731 МН < 28,692 МН. Можно сделать вывод, что условие общей устойчивости выполняется.

Проверка нефтепровода на общую устойчивость на криволинейном участке производится из условия:

 , (2.17)

где *S’ = S*;

*Nкр* – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, Н.

 , (2.18)

где *βy* – коэффициент пропорциональности, который зависит от параметров *Θ* и *Δ*.

 ; (2.19)

 ; (2.20)

;

.

По номограмме для определения коэффициента *βу* при проверке устойчивости криволинейного участка трубопровода, с учетом полученных параметров получаем значение коэффициента *βy* = 26,5.

;

.

Проверим условие прочности: 6,731 МН < 18,95 МН. Можно сделать вывод, что условие устойчивости выполняется.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Свод правил: СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменением N 1) [Текст]: нормативно-технический материал. - Москва: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. – 92 с.
2. Свод правил: СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* (с Изменением N 2) [Текст]: нормативно-технический материал. - Москва: Минстрой России, 2015.
3. Бабин, Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов [Текст]: учеб. пособие для студентов вузов по направлению «Нефтегазое дело», спец. «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / Л. А. Бабин, П. Н. Григоренко, Е. Н. Ярыгин. - Москва: Недра, 1995. - 255 c.