

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

## ПРОЕКТУВАННЯ В НАФТОГАЗОВІЙ ІНЖЕНЕРІЇ

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт для  
студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2018

## Зміст

Загальні методичні вказівки .....	4
1.Практичне заняття №1. Вступне заняття .....	6
2.Практичне заняття №2 .....	9
2.1Розрахунок товщини стінки трубопроводу .....	9
2.2Трубопроводи з змінною товщиною стінки .....	15
3.Практичне заняття №3. Навантаження, що діють на трубопровід.....	18
4.Практичне заняття №4 .....	23
4.1Розрахунок технологічних параметрів нафтопроводів і нафтопродуктопроводів .....	23
4.2Гідравлічний розрахунок газопроводу з встановленим режимом.....	28
5.Практичне заняття №5. Розрахунок параметрів траншеї і будівельної смуги та розміщення машин та земляних споруд на період будівництва .....	31
6.Практичне заняття №6. Перевірка міцності і деформативності підземних і наземних трубопроводів .....	34
7.Практичне заняття №7. Перевірка загальної стійкості підземних трубопроводів в повздовжньому напрямку ..	37
8.Практичне заняття №8. Перевірка загальної стійкості наземних трубопроводів в насипах .....	40
Перелік рекомендованих джерел .....	44
Додаток А. Вихідні дані до задач.....	45
Додаток Б. Категорії ділянок, які проходять у складних умовах.	47

## Загальні методичні вказівки

Метою курсу “ Проектування у нафтогазовій інженерії ” є ознайомлення студентів з основами технології спорудження газонафтопроводів, вибору та експлуатації нафтогазового обладнання. Студенти одержують знання з основами призначення трубопроводів, їх класифікацією, основними техніко- економічними показниками, складом споруд (лінійна частина, головні споруди, компресорні і нафтоперекачуючі станції, розподільчі пункти) .

Основними питаннями, що будуть вивчатися, є підготовчі, земляні, транспортні, зварювально-монтажні та ізоляційно- укладальні роботи.

Розрахункова частина курсу являє собою ряд розрахунків, які характеризують умови прокладання та роботи газонафтопроводів.

Студент повинен знати:

- основні завдання по розвитку галузі, яке забезпечує будівництво трубопроводів;
- призначення трубопроводів, їх класифікацію, основні техніко- економічні показники та склад споруд і їх характеристику;
- основні питання технології спорудження: траса та її параметри, будівельна смуга та її елементи;
- технологія проведення підготовчих, земляних, зварювально- монтажних та ізоляційно-укладальних робіт;
- вміти самостійно розраховувати продуктивність газонафтопроводів, навантаження, що діють і розрахувати трубопровід на міцність.

Відповідно до теми заняття необхідно підготуватись згідно вказаної літератури. Практичні заняття починаються з опитування, згідно якого дається допуск до роботи. Під час заняття проходить розв'язання практичної задачі згідно індивідуальних завдань. У кінці заняття практичні задачі підлягають здачі, їх захист відбувається блоками.

Згідно з навчальним планом студенти виконують ряд практичних розрахунків, які в подальшому навчанні будуть широко використовуватись при курсовому та дипломному проектуванні.

## 1 Практичне заняття №1. Вступне заняття

Метою даного заняття є ознайомити студентів із історичними аспектами нафтогазової галузі як джерела забезпечення енергоресурсами.

Завдання - провести аналіз та характеристику історичному розвитку подій.

Вся історія існування людства так чи інакше пов'язана з пошуками джерел енергії, їх видобуванням і доставкою до місця споживання.

Незважаючи на те, що природний газ застосовували давно (китайці ще в 221 році до н.е. в провінції Се-Чуань при спорудженні свердловини для видобування соляної ропи натрапили на газовий поклад, газ якого газопроводом із пустотілих бамбукових жердин транспортувався до місця випаровування солі із ропи), в світовому енергетичному балансі він з'явився значно пізніше, ніж нафта. Наприклад, в 1935 році частка нафти в енергетичному балансі вже становила 15 %, а газу - 9%.

Споживання первинних енергоресурсів людством постійно зростає. Динаміка світового споживання енергоресурсів ( в млрд. т умовного палива) така: 1860 рік - 0,555; 1950 рік - 2,08; 1960 рік - 3,31; 1970 рік - 5,36; 1980 рік - 7,38; 1993 рік - 11,5. У 1860 році середнє використання первинних енергоресурсів на одного мешканця Земної кулі складало близько 440 кг за рік, а у 1994 році вже 1625. Використання енергоносіїв у світі з 1986 року до 1996 року збільшувалося в середньому на 1,4 % на рік, причому в 1996 році їх зростання становило 3 %.

Із використаних у 1993 році 11,5 млрд. т умовного палива нафта становила 39,8 %, вугілля - 28,1 %, природний газ - 22,9 %, ядерна енергія - 5,8 %, гідроенергія - 2,4 %, відновні види енергії - 0,5 %, інші види енергії - 0,5 %.

Абсолютне видобування нафти в 1997 році становило 3,392 млрд. т, в тому числі в країнах ОПЕК 1,408 млрд. т, а в 2000 році відповідно 3,7 млрд. т і 1,5 млрд. т.

Відносно прогнозів, світова потреба в первинних енергоносіях у 2010 році буде становити 17,5 млрд. т умовного палива, тобто на 52 % більше, ніж в 1993 році. Співвідношення між використанням окремих видів енергоносіїв не повинно суттєво змінитися. Прогнозується, що в 2010 році баланс первинних енергоресурсів буде таким: нафта повинна становити 38,4 %, вугілля - 27,7 %, газ - 24,5 %, ядерна енергія - 4,6 %, гідроенергія - 3,6 %, відновні - 1,1 %, інші види енергії - 0,1 %.

Як видно з прогнозу на найближче десятиліття, абсолютне споживання вуглеводневих енергоресурсів (нафти і газу) буде зростати. Так, у 2010 році світова потреба в нафті буде становити в межах від 4,5 млрд. т (6,43 млрд. т умовного палива) до 4,64 млрд. т. Ця потреба до 2020 року може зрости до 8,15 млрд. т умовного палива, в той же час деякі експерти прогнозують спад видобування нафти.

Основні світові запаси нафти знаходяться у 330 родовищах -

гігантах із запасами понад 70 млн. т кожне. Ще близько 30 % її запасів знаходиться на інших понад 10000 родовищах.

Порівнюючи величини вказаних запасів нафти із річним видобуванням, можна передбачити, що період її вичерпання у світовому масштабі становить 43 роки. Для окремих регіонів світу період вичерпання нафти коливається від 10 років для Західної Європи до 80 років - для держав, що розвиваються.

Цілий ряд країн світу для покриття своїх енергетичних потреб вже зараз імпортує значні обсяги як нафти, так і газу.

Ще 1721 р. Г. Жонгинський писав, що в Слободі Рунгурській на Покутті та на Станіславщині біля Стебника і ЯсениціСільної на Львівщині видобували нафту з природних джерел і вживали її для мащення возів, вичинювання шкір, а також наливали в лампади замість масла. Відомо також, що колодязний видобуток нафти в Ріпному почато ще в 1786 році, а в Нагуєвичах- в 1805 р.

Збереглися відомості й про те, що вже в XVII столітті прикарпатську нафту вивозили за межі Галичини та почали освоювати процес її перегонки.

Перші спроби промислової дистиляції нафти були започатковані в 1810 році Йосифом Гекером, який спорудив у Модричі (біля Борислава) перший нафтоперегінний куб (це був перший в Європі нафтопереробний завод). У 1816 році разом з Яном Мітісем вони одержали продукт, придатний для освітлення, і використали його для освітлення Дрогобича, військових кошар у Самборі, а також міст Праги та Відня. Так на вулиці прийшло перше світло.

У 1874 році у Слободі Рунгурській тільки дві фірми видобули близько 80 тонн нафти і переробили її в Косівській і Печеніжинськійдистиляторнях. З 1880 року обсяги видобування нафти почали різко зростати. І тому виникла потреба будівництва збірників для нафти та спорудження нової рафінерії. Споруджена в 1883 році рафінерія стала найбільшою в Галичині і третьою в Європі. Тоді ж був збудований перший нафтопровід Слобода Рунгурська - Печеніжин довжиною 13 км. Після 1885 року дебіти свердловин на родовищі Слобода Рунгурська починають падати. Це призвело до пошуків нових родовищ. З 1888 року починаються бурові роботи у Східниці Пробурені свердловини виявилися надзвичайно продуктивними. Знову виникла потреба спорудити збірники для нафти і прокласти нафтопровід до Борислава довжиною 15 км. Третій нафтопровід на Прикарпатті було збудовано в 1895 році також від Східниці до Борислава.

На зламі XIX-XX століть центр нафтовидобутку перемістився до Борислава, де в 1873 році було видобуто 19,65 тис. тонн озокериту і 12,5 тис. тонн нафти. У 1909 році видобуток нафти на Прикарпатті досяг рекордної для того періоду величини 2053150 тонн (це становило 5 % від світового видобутку).

Першу нафту в Східній Україні було одержано в 1937 році в

Роменському районі.

Разом з нафтовою на Прикарпатті розвивалась і газова промисловість. Є відомості, що газ почали видобувати і використовувати ще з ХУІІІ ст., але в значніших обсягах ця галузь почала розвиватись з кінця ХІХ ст., коли крім супутнього газу стали видобувати його з чисто газових свердловин.

Перші спроби використання в промислових цілях вуглеводневого газу припадають на початок нашого століття, коли супутній газ нафтових родовищ почали застосовувати як паливо для парових котлів на бурових. У 1912 році побудовано перший газопровід для подачі нафтового газу з м. Борислава до м. Дрогобича. У 1921 році одержано потужний приплив газу на Дашавському родовищі.

Промислове видобування газу розпочалося на Прикарпатті в 1924 році із введенням в експлуатацію Дашавського газового родовища і будівництва першого газопроводу Дашава - Стрий. 1924 рік прийнято вважати початком розвитку газової промисловості України.

Інтенсивний розвиток нафтової і газової промисловості на території України пов'язаний з відкриттям у післявоєнний період значних запасів нафти і газу в регіоні Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті та в Причорноморсько-Кримській газоносній області.

Всього на території України знаходяться три нафтогазонасні регіони. Це Західний (Передкарпатський прогин), Східний (Дніпровсько-Донецька западина) і Південний (Причорноморсько-Кримський). У надрах цих регіонів початкові потенційні ресурси (видобувні) вуглеводневої сировини оцінюються в 8418 млрд. т умовного палива, а сьогодні ще не розвідані 4997 млн. т. умовного палива.

Україна сьогодні - одна з найбільш енергозатратних країн у світі. Так, споживання первинної енергії на одиницю внутрішнього валового продукту (ВВП) в Україні становить 2,43 тонн нафтового еквіваленту на 1000 доларів США ВВП. В той же час середнє споживання первинної енергії в таких країнах Європи, як Італія, Франція, Великобританія, Німеччина і Нідерланди всього 0,39 т нафтового еквіваленту на 1000 доларів ВВП.

### **Запитання для самоконтролю**

- 1.1 Як змінювався енергетичний баланс, починаючи з 1500 року?
- 1.2 Який рік вважається початком розвитку газової промисловості України і чому?
- 1.3 Яке співвідношення між різними видами палива є в даний час і яке воно буде в найближчому майбутньому?
- 1.4 В яких країнах зосереджені основні запаси нафти?
- 1.5 Коли і де почалося видобування нафти на території сучасної України?
- 1.6 Де і в якому році був побудований перший в Європі

нафтопереробний завод?

1.7 Динаміка нафтовидобутку в західних областях України на зламі XIX-XX століть.

## 2 Практичне заняття №2.

### 2.1 Розрахунок товщини стінки трубопроводу

Метою даного заняття є навчитись визначати номінальну товщину стінки трубопроводів при заданих параметрах роботи трубопроводу.

Завдання - вибравши згідно свого варіанту параметри режиму роботи визначити товщину стінки трубопроводу та заокругливши її згідно сортаменту перевірити значення на міцність і стійкість.

Номінальна товщина стінки трубопроводу (в см) визначається згідно СНиП 2.05.06-85 [7] наступним чином:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_3}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (2.1)$$

де  $n$  - коефіцієнт надійності по навантаженню (див. таблицю (2.1));  $p$  - робочий (нормативний) тиск, МПа;  $D_3$  - зовнішній діаметр трубопроводу, см;  $R_1$  - розрахунковий опір розтягу (стиску) металу труб, який визначається згідно формули (2.2).

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_H}, \quad (2.2)$$

Таблиця 2.1 - Значення коефіцієнта надійності по навантаженню

Характер навантаження впливи	Навантаження і впливи	Спосіб прокладання трубопроводу		Коефіцієнт надійності по навантаженню
		підземний, наземний (в насипі)	Надземний	
1	2	3	4	5
Постійні	Маса (власна вага) трубопроводу і обладнання.	+	+	1,10 (0,95)
	Вплив попереднього напруження трубопроводу	+	+	1,00 (0,90)
	Тиск (маса) ґрунту	+	-	1,20
	Гідростатичний тиск води	+	-	1,00
Тимчасові довготривалі	Внутрішній тиск для газопроводу	+	+	1,10
	Внутрішній тиск для нафтопроводу і нафтопродуктопроводів діаметром 700-1200мм з проміжними НПС без підключення ємностей	+	+	1,15
	Внутрішній тиск для нафтопроводу діаметром 700-1200 мм без проміжних або з проміжними НПС, які працюють постійно тільки з підключеною ємністю, а також для нафтопроводу і нафтопродуктопроводу діаметром менше 700 мм	+	+	1,10
	Маса продукту або води	+	+	1,00 (0,95)
	Температурний вплив	+	+	1,00



Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
	Вплив нерівномірних деформацій ґрунту, який не супроводжується зміною його структури	+	+	1,50
Короткотри вали	Снігове навантаження	-	+	1,40
	Вітрове навантаження	-	+	1,20
	Льодове навантаження	-	+	1,30
	Навантаження, що викликані морозним розтріскуванням ґрунту	+	-	1,20
	Навантаження та впливи, які виникають при пропущенні очисного механізму	+	+	1,20
	Навантаження та впливи, які виникають при випробуванні трубопроводу	+	+	1,00
	Вплив селевих потоків та зсувів	+	+	1,00
Особливі	Вплив деформацій земної поверхні в гірській місцевості	+	+	1,00
	Вплив деформацій ґрунту, які супроводжують зміну його структури	+	+	1,00
	Вплив, який супроводжується розвитком солефлюкційних і термокарстових процесів	+	-	1,05

Розрахунковий опір знаходимо згідно формули:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_H}, \quad (2.2)$$

де  $R_I^H$  - нормативний опір розтягу металу труб, приймається рівним тимчасовому опору за технічними умовами на труби, МПа (табл.2.6);  $m$  - коефіцієнт умов праці трубопроводу (див. таблицю 2.2);

$K_I$  - коефіцієнт надійності по матеріалу, який залежить від характеристики труб (див. таблицю 2.3);  $K_n$  - коефіцієнт надійності по призначенню трубопроводу (див. таблицю 2.4).

Категорії ділянок, які проходять у складних умовах (переходи через автомобільні, залізні дороги та ін.) беруться згідно таблиці 3 [7].

Таблиця 2.2 - Значення коефіцієнта умов роботи трубопроводу при розрахунку на стійкість, міцність і деформативність

Категорія трубопроводу та його ділянки	Коефіцієнт $m$
В	0,60
I	0,75
II	0,75
III	0,90
IV	0,90

Таблиця 2.3 - Значення коефіцієнта надійності по матеріалу

Характеристика труб	Значення коефіцієнта $K_I$
1	2
Зварні з малотермічної сталі і термічно ущільнених труб, виготовленні двосторонньою електродуговим зварюванням під флюсом по суцільному технологічному шву, з мінусовим допуском по товщині стінки не більше 5% і які пройшли 100%-ий контроль на суцільність основного шва і зварних з'єднань неруйнівними методами	1,34
Зварні із нормалізованої, термічно ущільненої сталі і сталі прокатки виготовленні двосторонньою електродуговим зварюванням під флюсом по суцільному технологічному шву і які пройшли 100%-ий контроль на суцільність основного шва неруйнівними методами	1,40

Продовження таблиці 2.3

1	2
Зварні із нормалізованої і гарячекатаної низьколегованої сталі, виготовленні двосторонньою електродуговим зварюванням і які пройшли 100%-ий контроль зварних з'єднань неруйнівними методами	1,47
Зварні гарячекатаної низьколегованої і вуглецевої сталі, виготовленні двосторонньою електродуговою зварюванням або струмом високої частоти. Інші безшовні труби	1,55

Таблиця 2.4 - Значення коефіцієнта надійності за призначенням трубопроводу

Умовний діаметр трубопроводу	Значення коефіцієнта $K_H$			
	для газопроводів в залежності від внутрішнього тиску $p$			для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів
	$p < 5,4$ МПа $p < 55$ кгс/см <sup>2</sup>	$5,4 < p < 7,4$ МПа $55 < p < 75$ кгс/см <sup>2</sup>	$7,4 < p < 9,8$ МПа $75 < p < 100$ кгс/см <sup>2</sup>	
500 і менше	1,00	1,00	1,00	1,00
500-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	—

Якщо поздовжні напруження обумовлені внутрішнім тиском і температурним перепадом більше або рівним нулю, то товщина стінки труби за формулою (2.1) вважається розрахунковою і приймається за сортаментом з її заокругленням в більшу сторону.

При цьому поздовжні осьові напруження визначаються згідно формули:

$$\sigma_{nv} = 0,15 \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{\delta} \pm \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t, \quad (2.3)$$

де  $D_{вн}$  - внутрішній діаметр трубопроводу, см;  $\alpha_t$  - коефіцієнт лінійного розширення металу труб (див. табл. 2.5);  $E$  - модуль пружності, МПа (див. табл. 2.5);  $\Delta t$  - температурний перепад (для підземних трубопроводів не менше  $\pm 40^\circ\text{C}$ , для наземних не менше  $\pm 50^\circ\text{C}$ ).

Таблиця 2.5 - Значення фізичних характеристик металу для труб

Фізична характеристика	Величина і розмірність
Густина	7850 кг/м <sup>3</sup>
Модуль пружності $E$	206 000 МПа (2 100 000 кгс/см <sup>2</sup> )
Коефіцієнт лінійного розширення $\alpha_t$	0,000012 град <sup>-1</sup>

Якщо  $\sigma_{ng} < 0$ , згідно формули (2.3), то величина  $\delta$  коректується за формулою:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_3}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)}, \quad (2.4)$$

де  $\psi_1$ - коефіцієнт, який враховує двоосний характер напруженого стану металу труб, який визначається при стискаючих поздовжніх осьових напруженнях ( $\sigma_{ng} < 0$ ) за формулою:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{ng}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{ng}|}{R_1}, \quad (2.5)$$

При  $\sigma_{ng} \geq 0$  товщина стінки не корегується, оскільки  $\psi_1 = 1$ .

Товщина стінки трубопроводу, визначається згідно формул (2.1) і (2.4), заокруглюється в більшу сторону згідно сортаменту труб (див. таблицю 2.6). У формулу (2.3) слід підставляти значення  $\delta$ , коректоване згідно сортаменту.

Прийнята товщина стінки труби повинна бути не менше 1/140 значення зовнішнього діаметра труби і не менше 4 мм, тобто задовольняти умову:

$$\frac{D_3}{140} \leq \delta \leq 0,4 \text{ см}. \quad (2.6)$$

Таблиця 2.6 - Марки і міцнісні характеристики металів з яких виготовляють труби

Марка сталі	Група міцності	Границя міцності, МПа	Границя текучості, МПа	Діаметр труби, мм	Товщина стінки, мм
1	2	3	4	5	6
14ХГС	I	50	35	530 720 1020	7,5; 8; 9 7,5; 8; 9; 10,5; 11 10,5; 11; 12,5
17ГС	II	52	36	530 720 820	6; 6,5; 7; 7,5; 8; 9 7,5; 8; 8,5; 9; 10; 11; 12 8,5; 9; 10; 10,5; 11; 12
17Г1С	II	52	36	1020 1220	9,5; 10; 11; 12,5; 14 12; 12,5; 14,5; 15,2
14Г2САФ	III	55	38	1020	10; 11,5
14Г2САФ	IV	57	40	1020 1220	9,5; 10; 11; 12,5; 14 11; 11,5; 13; 15
16Г2САФ	V	60	42	1020	9; 10; 10; 12

Приведена методика розрахунку товщини стінки трубопроводу являє собою ітераційний процес, оскільки значення товщини стінки може змінюватися і розрахунки приходиться повторювати. Тому в [1] рекомендується наступна формула для визначення товщини стінки трубопроводу, яка дозволяє обраховувати товщину стінки без ітераційного процесу:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_3}{2 \left[ \left( -0,253 \cdot \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \sqrt{1,265 \cdot R_1^2 - 1,2(\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t)^2 + n \cdot p} \right) \right]} \quad (2.7)$$

## 2.2 Трубопроводи з змінною товщиною стінки

Якщо товщина стінки буде змінною, що змінюється у відповідності з тиском по довжині, то для нафтопроводів може бути досягнуто суттєва економія металу.

Для газопроводу тиск в кінцевій точці перегону може бути рівний середньому (при зупинці перекачки). Оскільки різниця міжпочатковим і середнім тисками не велика, газопроводи переважно не споруджують з змінною товщиною стінки.

Зменшення товщини стінки нафтопроводу здійснюється поступово. Число кроків для кожного перегону переважно приймають рівним трьом.

Розміщення труб з різною товщиною стінок по довжині перегону називається розкладкою. Розкладка труб може бути здійснена наступним чином. Спочатку на профілі траси для кожного перегону споруджуються лінії гідравлічного нахилу. Ці лінії повинні відповідати найменшому розходженню, можливому при експлуатації (перекачці через станцію, початковому періоду при введенні в роботу нафтоперекачуючих станцій по черзі). Далі змінюємо віддаль від точки на профілі в кінці перегону до лінії гідравлічного нахилу (напір). На рисунку 2.1 - ці відрізки  $BC$ . Потім обраховуємо тиск, який відповідає напору  $BC$ , і визначаємо товщину стінки трубопроводу на даній ділянці. Збільшивши товщину стінки в більшу сторону до найближчого значення по ГОСТу, отримуємо найменшу товщину стінки, яка повинна бути прийнята для розкладки труб на розглянутому перегоні. Після цього визначаємо напір, який може витримати труба з такою товщиною стінки. Відкладаємо цей напір від точки  $A$  по вертикалі вниз (відрізок  $Л-3$ ).

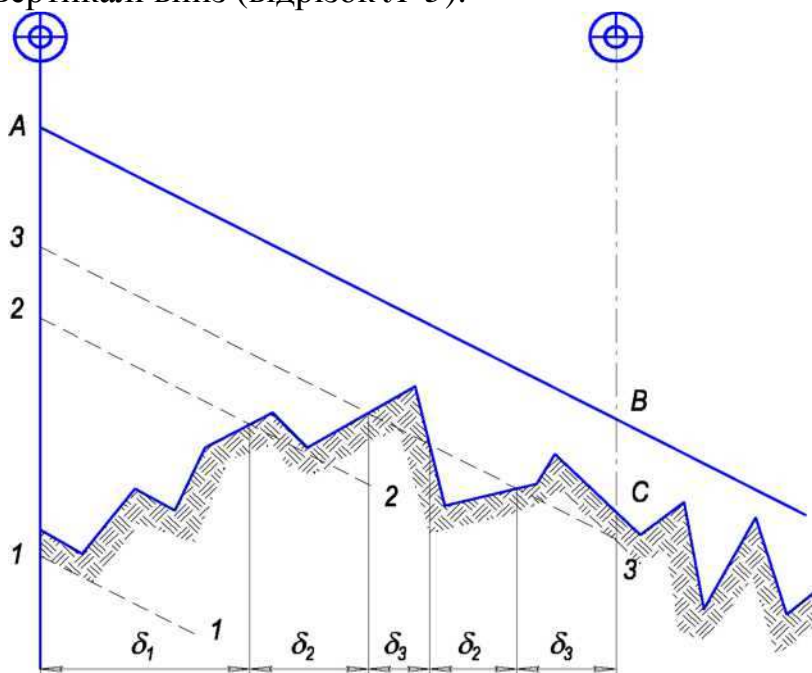


Рисунок 2.1 - Розкладка труб на перегоні між станціями

Між товщинами стінок для початкової ділянки  $\delta_1$  і  $\delta_3$  вибираємо по ГОСТ проміжне значення  $\delta_2$ . Визначаємо напір, який відповідає  $\delta_2$ , і відкладаємо напір  $A-2$ , який відповідає  $\delta_2$ .

Від точок  $3, 2, 1$  проводимо лінії  $3-3$ ,  $2-2$  і  $1-1$ , паралельні лініям гідравлічного нахилу  $AB$ .

В точках перетину лінії  $3-3$  з профілем напір буде відповідати відрізку  $A-3$ . На ділянках, де лінія профілю розміщена нижче лінії  $3-3$ , напір буде менше відрізку  $A-3$ . Тут треба класти

труби з товщиною стінки  $\delta_3$ .

На ділянках, де лінія профілю знаходиться між лініями 3-3 і 2-2, товщина стінки повинна бути рівною  $\delta_2$ .

На ділянках, де лінія профілю нижче лінії 2-2 (тобто між лініями 2-2 і 1-1), повинна бути найбільша товщина стінки, тобто  $\delta_1$ .

### Методичні рекомендації для виконання роботи

1) Виписавши із додатку А дані для розрахунку згідно виданого варіанту за формулою (2.1) визначаємо номінальну товщину стінки трубопроводу. При цьому марку сталі труби обираємо за сортаментом (табл. 2.6) відповідно заданому діаметру та випишуємо її механічні властивості (тимчасовий опір розтягу  $R_l^H$ ).

2) Значення товщини стінки округлити в більшу сторону і прийняти найближче значення, яке визначається сортаментом, при цьому враховується умова (2.6).

3) Поздовжні осьові напруження визначаються згідно формули (2.3).

4) Якщо поздовжні напруження обумовлені внутрішнім тиском і температурним перепадом більші або рівні нулю, то прийнята товщина стінки труби вважається розрахунковою.

5) Якщо згідно формули (2.3)  $\sigma_{ne} < 0$ , то величина  $\delta$  коректується за формулою (2.4).

6) При необхідності даний розрахунок повторюється.

7) Прийнята товщина стінки труби повинна бути не менше 1/140 значення зовнішнього діаметра труби і не менше 4 мм, тобто задовольняти умову (2.6).

8) При виданому завданні необхідно ознайомитись з можливістю будівництва трубопроводу з змінною товщиною стінки.

9) Зробити висновок про прийняте значення товщини стінки.

### Запитання для самоконтролю

2.1 Які параметри впливають на товщину стінки трубопроводу?

2.2 Від чого залежить значення коефіцієнта умов роботи та коефіцієнта надійності по матеріалу?

2.3 Які фізичні характеристики труб Ви знаєте?

2.4 Коли товщина стінки трубопроводу може бути змінною?

2.5 У якому випадку здійснюється зменшення товщини стінки?

2.6 При розрахунках згідно формули (2.1) вийшла товщина стінки 8,8 мм. Згідно сортаменту труб прийнято значення 9 мм. Після

уточнення за формулами (2.2-2.5) вийшло, що  $\delta = 9,05$  мм. Нормальний ряд товщини стінки для даного діаметру 7,5; 8; 9; 10,5; 11 мм. Яке кінцеве значення товщини стінки?

### Практичне заняття №3. Навантаження і впливи

Метою даного заняття є визначити навантаження і впливи, що виникають при спорудженні, дослідженні та експлуатації трубопроводів.

Завдання – навчитись визначати тимчасові та постійні навантаження і аналізувати їх дію.

При розрахунках магістральних трубопроводів повинні враховуватись навантаження і впливи, а також викликанні ними зусилля і напруги, встановлені нормативними документами на основі статистичного аналізу називаються нормативними і позначаються індексом „н”.

У залежності від характеру дії навантаження і впливи поділяють на постійні і тимчасові (довготривалі, короткотривалі та особливі).

1) До *постійних* відносяться навантаження і впливи, які діють протягом усього терміну будівництва і експлуатації трубопроводу. Розрахункові і нормативні значення постійних навантажень та впливів визначаються наступним чином:

1.1) **Власна вага трубопроводу** (в розрахунках використовуються переважно як вага одиниці довжини трубопроводу):

$$q_{тр} = n_{в.в.} \cdot \gamma_{ст} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_3^2 - D_{ви}^2), \quad (3.1)$$

або з достатнім для практичних розрахунків ступенем точності нормативне значення власної ваги

$$q_{тр}^н \approx \pi \cdot D_{ср} \cdot \delta \cdot \gamma_{ст} = 0,0247 \cdot D_{ср} \cdot \delta, \quad (3.2)$$

де  $n_{в.в.} = 1,1$  – коефіцієнт перевантаження для власної ваги трубопроводу; а при розрахунках на повздовжню стійкість і стійкість положення  $n_{в.в.} = 1$ ;  $\gamma_{ст}$  – об’ємна вага матеріалу труби (для металу  $\gamma_{ст} = 0,00785$  кгс/см<sup>3</sup>);  $D_3$  – зовнішній діаметр трубопроводу, см;  $D_{ср} = D - \delta$  – середній діаметр трубопроводу, см;  $\delta$  – товщина стінки труби, см.

Вага ізоляції і різних пристроїв, які можуть бути на трубопроводі, для приблизних розрахунків надземних переходів можна приймати приблизно рівним 10% від власної ваги труби, тобто:

$$q_{із} \approx n_{в.в.} \cdot 0,1 \cdot q_{тр}^н. \quad (3.3)$$

Більш точне нормативне значення ваги ізоляції визначається так:



$$q_{із}^H = \gamma_{із} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{із}^2 - D_{вн}^2), \quad (3.4)$$

де  $\gamma_{із}$ - об'ємна вага ізоляції (кгс/см<sup>3</sup>);  $D_{із}$ - зовнішній діаметр ізолюваного трубопроводу, см.

Вагу обладнання в цьому випадку слід приймати згідно паспортних даних.

1.2) *Вплив попередньої напруги* утворюється переважно за рахунок пружного згину при поворотах трубопроводу в горизонтальній і вертикальній площинах. Повздовжні напруги, які виникають в трубопроводі від пружного згину, визначаються наступним чином:

$$\sigma_{зз} = \sigma_{зз}^H = \pm \frac{ED_з}{2R}, \quad (3.5)$$

де  $E$  - модуль пружності металу труби (див. таблицю 2.5), МПа;  $R$  - мінімальний радіус пружного згину осі трубопроводу, см.

1.3) *Тиск ґрунту на трубопровід:*

$$q_{гр} = n_{гр} \cdot q_{гр}^H = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot h_{ср}, \quad (3.6)$$

де  $n_{гр} = 1,2$ , а при розрахунках на повздовжню стійкість і стійкість положення -  $n_{гр} = 0,8$ ;  $\gamma$  — об'ємна вага ґрунту(кгс/см<sup>3</sup>);  $h_{ср}$  — середня глибина закладання осі трубопроводу, см:

$$h_{ср} = \frac{D_з}{2} + h_{зак}, \quad (3.7)$$

де  $h_{зак}$  - глибина закладання трубопроводу, яка для газонафтопроводів приймається рівною 0,8м, для перекачування по трубопроводах широких фракцій вуглеводневих газів – 1,0 метр.

Більш точне нормативне значення тиску ґрунту на трубопровід визначається з допомогою визначення глибини закладання осі трубопроводу ( $h_n$ ), в результаті якої над трубопроводом може утворюватися насип природної рівноваги ґрунту.

$$h_n = \frac{D_з}{\text{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) \cdot \text{tg}\varphi_{гр}}, \quad (3.8)$$

де  $-\varphi_{гр}$  кут внутрішнього тертя ґрунту.

Якщо  $h_{cp} \geq h_n$ , то тиск ґрунту знаходиться згідно формули:

$$g_{гр}^n = \gamma_{гр} \cdot \frac{D_3 \left[ 1 + \operatorname{tg} \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right]}{2 \cdot f_{кр}}, \quad (3.9)$$

де  $f_{кр}$  - коефіцієнт міцності ґрунту, враховуючий сумарну дію сил тертя і зліпленості в ґрунті.

При  $h_{cp} < h_n$  тиск ґрунту на трубопровід на рівні  $h_{cp}$  буде:

$$q_{гр}^n = \gamma_{гр} \cdot h_{cp} \cdot \left[ D_3 - h_{cp} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{гр} \right]. \quad (3.10)$$

1.4) **Гідростатичний тиск води** визначається вагою стовпа рідини над певною точкою:

$$q_{в.г.с.} = q_{в.г.с.}^n = \gamma_в h_в, \quad (3.11)$$

де  $\gamma_в$  - об'ємна вага води з врахуванням засоленості і наявності домішок (кгс/см<sup>3</sup>);  $h_в$  - висота стовпа рідини над відповідною точкою, см.

2) **Тимчасовими** називаються навантаження і впливи, які в певні періоди будівництва і експлуатації можуть бути відсутні.

До довготривалих тимчасових навантажень і впливів відносяться:

2.1) **Внутрішній тиск**, нормативне значення якого встановлюється проектом. Для нафтопроводів прийнятий нормативний (робочий) тиск не повинний бути нижче пружності парів продукту, що транспортується, при максимальній розрахунковій температурі. Внутрішній тиск створює в стінках трубопроводу кільцеві і повздовжні напруження.

Кільцеві напруження діють тангенціально поверхні трубопроводу

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (3.12)$$

де  $n_p$  - коефіцієнт перевантаження: для внутрішнього тиску  $n_p = 1,15$  для

нафтопроводів діаметром 700-1400 мм з проміжними перекачуючими станціями без підключення ємностей і  $n_p = 1,1$  в інших випадках.

Поздовжні напруження від внутрішнього тиску в прямолінійному трубопроводі знаходяться згідно формули:

$$\sigma_{нв} = n_p \cdot 0,15 \cdot \frac{p \cdot D_{вн}}{\delta} \quad (3.13)$$

Для напівскінченного трубопроводу:

$$\sigma_{нв} = \frac{p \cdot D_{вн}}{4 \cdot \delta} = 0,25 \cdot \frac{p \cdot D_{вн}}{\delta} \quad (3.14)$$

2.2) **Вага продукту**, який знаходиться в трубопроводі одиничної довжини:

При перекачці газу:

$$q_z = n_{np} q_{np}^н = 0,0215 \cdot n_{np} \cdot \gamma_z \cdot \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}^2}{z \cdot T} \quad (3.15)$$

де  $n_{np}$  - коефіцієнт перевантаження ваги продукту внутрішнього тиску ( $n_{np} = 1$ , а при розрахунку на повздовжню стійкість  $n_{np} = 0,95$ );  $\gamma_z$  - питома вага газу при 0°C і 760 мм.рт.ст., кгс/см<sup>3</sup>;  $z$  - коефіцієнт стиску газу;  $T$  - абсолютна температура газу, що перекачується, К.

Для природного газу допускається приймати

$$q_{np}^н \approx n_p \cdot p \cdot D_{вн}^2 \cdot 10^{-6} \quad (3.16)$$

При транспортуванні нафти і нафтопродуктів або закачуванні в трубопровід води:

$$q_{np}^н = \gamma_{н(в)} \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} \quad (3.17)$$

де  $\gamma_{н(в)}$  - об'ємна вага продукту, що транспортується, кгс/см<sup>3</sup>.

2.3) **Температурні впливи**, які викликають в трубопроводі (при неможливості деформації) повздовжні напруження:

$$\sigma_{нв.t} = \sigma_{нв}^н t = -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t = -25,2 \Delta t, \quad (3.18)$$

де  $\alpha_t$  - коефіцієнт лінійного розширення металу труб;  $\Delta t$ - розрахунковий температурний перепад.

До *тимчасових короткотривалих* навантажень відносяться:

- снігове:

$$q_{сн} = n_{сн} \cdot p_{сн} \cdot D_{32}, \quad (3.19)$$

де  $n_{сн}$  - снігове навантаження,  $n_{сн} = 1,4$ ;  $p_{сн}$  - питома вага снігу(кгс/см<sup>3</sup>).

- нормативне навантаження від льоду, яке припадає на 1 м труби, слід визначати згідно формули:

$$q_{л} = 0,17 \cdot v \cdot D_{32}, \quad (3.20)$$

де  $v$  - товщина шару льоду, см.

- нормативне вітрове навантаження на 1 м трубопроводу, для одиночної труби визначається за формулою:

$$q_{віт} = (q_c^H + q_d^H) \cdot D_{32}, \quad (3.21)$$

де  $q_c^H$  - нормативне значення статистичної складової вітрового навантаження;  $q_d^H$ - нормативне значення динамічної складової вітрового навантаження;  $D_{32}$ - зовнішній діаметр трубопроводу з врахуванням ізоляційного покриття і футерування.

Навантаження і впливи переважно діють на споруди разом, але в різних співвідношеннях. При розрахунках трубопроводів слід приймати навантаження і впливи, виникаючі при їх спорудженні, дослідженні і експлуатації. Коефіцієнти надійності потрібно приймати згідно таблиці 2.1.

### **Методичні рекомендації для виконання роботи**

1) Використати знайдені параметри товщини стінки (практичне заняття №2) згідно формул (3.1) - (3.11) знаходити постійні навантаження і впливи.

2) Тимчасові навантаження і впливи знаходимо згідно формул (3.12) – (3.18).

3) Обраховуємо значення тимчасових короткотривалих навантажень і визначаємо в який період вони діють на споруду.

4) Згідно знайдених параметрів записується висновок про дію навантажень і впливів на трубопровід.

### Запитання для самоконтролю

- 3.1. Які навантаження та впливи діють на трубопровід?
- 3.2. Який поділ в залежності від характеру дії навантажень і впливів існує?
- 3.3. Перерахуйте які навантаження і впливи відносяться до постійних?
- 3.4. Що таке нормативні значення?
- 3.5. Які навантаження і впливи називаються тимчасовими. Назвіть їх.
- 3.6. Чи всі і завжди навантаження і впливи впливають на трубопровід?

### Практичне заняття № 4.

#### 4.1 Розрахунок технологічних параметрів нафтопроводів і нафтопродуктопроводів

Метою даного заняття є навчитись визначати пропускну здатність та гідравлічний режим течії нафтопроводу і проводити гідравлічний розрахунок газопроводу з встановленим режимом.

Завдання - визначати режим течії рідини, проаналізувавши швидкість руху та втрати напору від тертя; масовий розхід газу по довжині газопроводу.

Технологічний розрахунок трубопроводів, по яких перекачують нафту і нафтопродукти і які мають постійну температуру по довжині всього трубопроводу, вміщує визначення оптимальних параметрів режиму перекачування.

Гідравлічний розрахунок трубопроводу при ізотермічному режимі перекачки виконують за основними формулами, які встановлюють взаємозв'язок між перерахованими факторами.

Пропускна здатність нафтопроводу ( $Q$  - об'ємна, або  $G$  - масова) є основною вихідною величиною для гідравлічного розрахунку

$$G = \rho_t Q, \quad (4.1)$$

де  $\rho_t$  - розрахункова густина нафтопродукту.

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi_t (t - 20), \quad (4.2)$$

де  $\rho_{20}$  - густина нафтопродукту при 20°C;  $\xi$  - температурна поправка;  $t$  - температура нафтопродукту, що транспортується. При проектуванні трубопроводів температура нафти приймається рівною мінімальній середньомісячній температурі ґрунту на глибині прокладання трубопроводу.

$$\xi_t = 1,825 - 0,00131 \rho_{20}. \quad (4.3)$$

Середня швидкість руху нафтопродукту по трубопроводу з витратою пов'язана співвідношенням:

$$V = \frac{Q}{F_c} = \frac{4Q}{\pi D_e^2} = \frac{4G}{\pi D_e^2 \rho_t}, \quad (4.4)$$

де  $F_c$  - площа поперечного перерізу труби;  $D_e$  - внутрішній діаметр трубопроводу.

Втрати напору від тертя рідини  $h_z$  по довжині трубопроводу визначається за формулою Дарсі-Вейсбаха:

$$h_z = \lambda_{mp} \frac{L}{D_e} \frac{V^2}{2g}, \quad (4.5)$$

де  $\lambda_{mp}$  - коефіцієнт гідравлічного опору;  $L$  - довжина трубопроводу;  $g$  - прискорення вільного падіння.

Гідравлічний режим течії рідини по трубопроводу при заданих пропускній здатності  $Q$ , довжині  $L$  та внутрішньому діаметрі  $D_e$  трубопроводу характеризується числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{VD_e}{\nu} = \frac{4Q}{\pi D_e \nu} = \frac{4Q\rho_t}{\pi D_e \mu} = \frac{4G}{\pi D_e \mu}, \quad (4.6)$$

де  $\mu, \nu$  - відповідно кінематичний і динамічний коефіцієнти в'язкості нафтопродуктів.

При ламінарному режимі руху  $\lambda_{mp}$  (число  $Re$  менше 2000) визначається за формулою Стокса:

$$\lambda_{mp} = \frac{64}{Re}. \quad (4.7)$$

Ламінарний режим зберігається до  $Re = 2320$ , при  $2320 < Re < 2800$  існує так званий перехідний режим. Коефіцієнт  $\lambda_{mp}$  при цьому можна визначити за формулою:

$$\lambda_{mp} = (0,16 Re - 13) \cdot 10^{-4}. \quad (4.8)$$

При  $Re$  від 2800 до  $Re_1$  за формулою:

$$\lambda_{mp} = \frac{0,3164}{Re^{0.25}}. \quad (4.9)$$

При числі  $Re$  від  $Re_1$  до  $Re_2$  за формулою:

$$\lambda_{mp} = B + \frac{1.7}{Re^{0.5}}. \quad (4.10)$$

Граничні значення  $Re_1$  та  $Re_2$  і значення  $B$  приведені в таблиці 4.1.  
Число  $Re$  визначається за формулою (4.6).

Таблиця 4.1 - Числові значення величин  $Re_1, Re_2$  і  $B$

Зовнішній діаметр труб, мм	$Re_1 \cdot 10^{-3}$	$Re_2 \cdot 10^{-3}$	$B \cdot 10^4$
219	13	1000	157
273	16	1200	151
325	18	1600	147
377	28	1800	143
426	56	2500	134
530	73	3200	130
630	90	3900	126
720	100	4500	124
820	110	5000	123
920	115	5500	122
1020	120	6000	121
1220	125	6800	120

У таблиці приведені дані при наступних величинах шорсткості труб:  
для труб діаметром до 377 мм включно прийнята середня абсолютна шорсткість - 0,125 мм; для труб великого діаметру - 0,100 мм.

При числах  $Re$ , більших за вказані в таблиці 4.1 (в квадратичній зоні) значення коефіцієнта гідравлічного опору залишається постійним.

Гідравлічний нахил  $i$  характеризує втрати напору на тертя на одиницю довжини трубопроводу :

$$i = \frac{h_z}{L} = \frac{\lambda_{mp}}{D_e} \frac{V^2}{2g} = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D_e^{5-m}}, \quad (4.11)$$

де  $m$  - коефіцієнт, який характеризує режим течії (для ламінарного режиму  $m=1$ , для перехідного режиму  $m=0,25$ , для турбулентного режиму  $m=0$ ).

Якщо трубопровід має паралельно діючу нитку (трубопровід-лупінг), то гідравлічний нахил на ділянці встановлення лупінгу:

$$i_{\text{л}} = \frac{i}{\left[ 1 + \left( \frac{D_{\text{л}}}{D_{\text{в}}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}}, \quad (4.12)$$

де  $i_{\text{л}}$  - гідравлічний нахил трубопроводу без лупінгу;  $D_{\text{л}}$  - діаметр лупінгу;  $D_{\text{в}}$  - діаметр основної магістралі.

Для трубопроводу, який має вставку іншого діаметру  $D_{\text{вс}}$ , гідравлічний нахил

$$i_{\text{вс}} = i \left( \frac{D_{\text{в}}}{D_{\text{вс}}} \right)^{5-m}, \quad (4.13)$$

де  $i$  - гідравлічний нахил основного трубопроводу.

Втрати напору в трубопроводі з лупінгом довжиною  $x_{\text{л}}$  і діаметром  $D_{\text{л}}$  визначається згідно формули:

$$h_r = i(L - x_{\text{л}}) + i_{\text{л}} x_{\text{л}} = i[L - (1 - \omega)x_{\text{л}}],$$

$$\text{де } \omega = \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{D_{\text{л}}}{D_{\text{в}}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}}. \quad (4.14)$$

Якщо  $D_{\text{л}} = D_{\text{в}}$ , то при ламінарній течії  $\omega = 0,5$ , при турбулентній течії в зоні гідравлічно-гладкої поверхні  $\omega = 0,296$ , з зоні квадратичного закону опору  $\omega = 0,25$ .

Втрати напору в трубопроводі, який має вставку, визначається аналогічним чином:

$$h_r = i[L - (1 - \Omega)x_{\text{вс}}], \quad (4.15)$$

$$\text{де } \Omega = \left( \frac{D_{\text{в}}}{D_{\text{вс}}} \right)^{5-m}; \quad x_{\text{вс}} - \text{довжина вставки.}$$



Втрати на місцевий опір визначають за формулою:

$$h_m = \xi_{m.c} \frac{V^2}{2g}, \quad (4.16)$$

де  $\xi_{m.c}$  - коефіцієнт місцевого опору. Для магістральних трубопроводів втрати напору в місцевих опорах незначні і їх приймають рівними 1-2% від втрат на тертя.

Повні втрати напору в трубопроводі рівні:

$$H = h_r + h_m + \Delta z, \quad (4.17)$$

де  $\Delta z = z_2 - z_1$  ;  $\Delta z$  - різниця геодезичних відміток;  $z_2$  і  $z_1$  - геодезичні відмітки кінця і початку трубопроводу.

Трубопровід виконує своє призначення в тому випадку, якщо він забезпечує перекачування необхідної кількості нафтопродукту. Ця кількість залежить від ряду факторів: діаметра труб, тиску, який створюється в трубопроводі на виході з НС, розташування НС по довжині трубопроводу, характеристик температури продукту, що перекачується. Взаємозв'язок цих факторів настільки важливий, що зміна одного з них потребує зміни решти факторів (при умові збереження постійної пропускної здатності).

Тому діаметр трубопроводу переважно назначають з досвіду проектування попередніх трубопроводів. В таблиці 4.2 приведені орієнтовні діаметри і тиски на НС, при яких забезпечується задана пропускна здатність.

Таблиця 4.2 - Пропускна здатність нафтопроводів і нафтопродуктопроводів

Нафтопроводи			Нафтопродуктопроводи		
Зовнішній діаметр, мм	Робочий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	Пропускна здатність, млн. т/год	Зовнішній діаметр, мм	Робочий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	Пропускна здатність, млн. т/год
530	54-65	6-8	219	90-100	0.7-0.9
630	52-62	10-12	273	75-85	1.3-1.6
720	50-60	14-18	325	67-75	1.8-2.3
820	48-58	22-26	377	55-65	2.5-3.2
920	46-56	32-36	426	55-65	3.5-4.8
1020	46-56	42-50	530	55-65	6.5-8.5
1220	44-54	70-78			

#### 4.1. Гідравлічний розрахунок газопроводу з усталеним режимом роботи

Однією з основних умов гідравлічного розрахунку є припущення про те, що при усталеному режимі перекачування масова витрата газу по довжині трубопроводу постійна, тобто:

$$G = \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \rho V_{\text{ср}} = \text{const}, \quad (4.18)$$

де  $D_{\text{вн}}$ - внутрішній діаметр труб;  $\rho$  - густина газу в даному перерізі;  $V_{\text{ср}}$ - середня швидкість газу в тому ж перерізі.

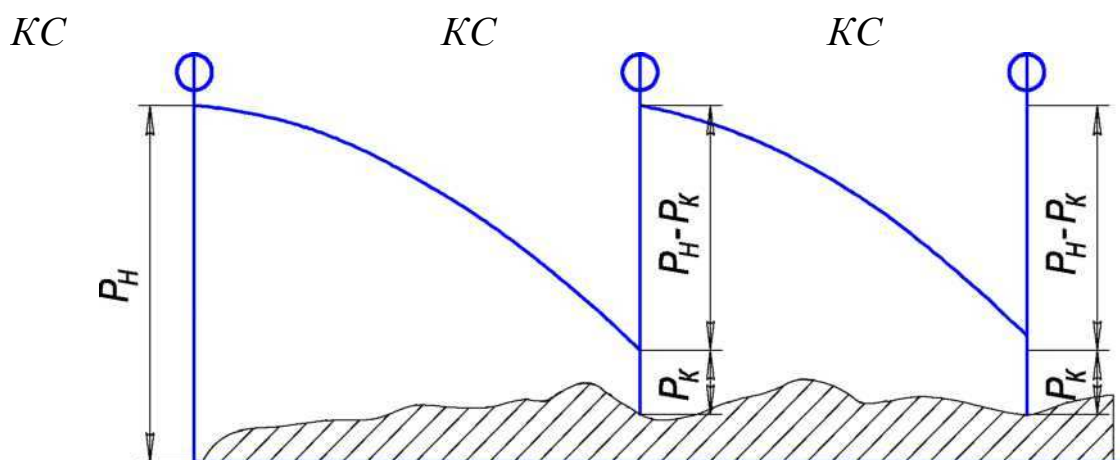


Рисунок 4.1 - Лінії зміни тиску газу по довжині трубопроводу

Рівняння питомої енергії газу для різних перерізів можна записати у вигляді:

$$dp = -\rho g dh_z, \quad (4.19)$$

де  $p$  - тиск газу;  $g$  - прискорення вільного падіння;  $h_z$ -втрати напору на тертя.

Враховуючи рівняння стану для реального газу

$$\frac{p}{\rho} = zRT, \quad (4.20)$$

рівняння Дарсі-Вейсбаха

$$dh_z = \xi \frac{V_{\text{ср}}^2}{2g} \frac{dx}{D_{\text{вн}}}, \quad (4.21)$$

і приймаючи до уваги (4.18) з (4.19) отримуємо:

$$p dp = -\xi \frac{8G^2 \mu RT}{\pi^2 D^5} dx, \quad (4.22)$$

де  $z$  - коефіцієнт стиску;  $R$  - газова стала;  $T$  - абсолютна температура;  $\xi$  - коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу.

Інтегруючи (4.22) в межах  $p = p_n$  (тиск на початку газопроводу) і  $p = p_x$  (тиск в даному перерізі) від  $0$  до  $x$  (довжина газопроводу), отримуємо:

$$p_n^2 - p_x^2 = \xi \frac{16G^2 z RT}{\pi^2 D_{вн}^5} x. \quad (4.23)$$

Це і є основне рівняння, яке дозволяє встановити зміну тиску по довжині трубопроводу.

Рівняння (4.23) представимо у вигляді:

$$p_x^2 = p_n^2 - C\xi \frac{Q^2}{D_{вн}^2} x, \quad (4.24)$$

де  $Q$  - об'ємна витрата газу;

$$C = \frac{\mu T \Delta}{K^2}; \quad K = \frac{\pi}{4} \frac{1}{\rho_g \sqrt{R_g}}; \quad Q = \frac{G}{\Delta \rho_g};$$

$\Delta = \rho/\rho_g$  - відносна густина газу;  $\rho_g$  - густина повітря;  $R_g = R\Delta$  - газова стала повітря.

Для попередньої орієнтації про діаметри труб за заданою продуктивністю трубопроводів рекомендуються дані, приведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Залежність продуктивності газопроводів від діаметра труб при тисках 55 і 75 кГ/см<sup>2</sup> (на початку трубопроводу)

Діаметр труб. мм	Продуктивність, млрд. м <sup>3</sup> /рік		Діаметр труб. мм	Продуктивність, млрд. м <sup>3</sup> /рік	
	55	75		55	75
219	0,17	0,22	530	1,65	2,5
273	0,26	0,35	720	3,65	5,5
325	0,47	0,66	820	5,85	7,5
377	0,62	0,90	1020	9,10	12,5
426	0,91	1,36	1220	14,60	19,5
			1420	20,00	29,0

Дані приведені при розрахунковому часі роботи 365 днів.

### **Методичні рекомендації для виконання роботи**

Дане практичне заняття має поділ згідно варіанту розв'язання. Використовуючи дані, приведені у додатку А, студент визначає призначення трубопроводу. Якщо це нафтопровід, то хід розрахунку приведений у пункті 4.1, а якщо газопровід - то пункт 4.2.

Для нафтопроводів:

1) визначаємо згідно формули (4.2) розрахункову густину нафтопродукту та за формулою (4.1) пропускну здатність нафтопроводу.

2) Визначивши середню швидкість руху нафтопродукту та втрати напору від тертя визначається число Рейнольдса за формулою (4.6).

3) Згідно обрахованого значення визначається режим течії рідини і коефіцієнт гідравлічного опору.

4) Згідно формули (4.9) визначається гідравлічний нахил.

5) При заданій паралельно діючій нитці розрахунок продовжується за формулами (4.10)-(4.15).

6) Робиться висновок про визначений режим руху рідини та втрати напору на тертя на одиницю довжини трубопроводу.

Для газопроводів:

1) згідно формули (4.16) визначається масова витрата газу.

2) За формулами (4.21) або (4.22) встановлюється зміна тиску по довжині трубопроводу.

3) Визначається об'ємна витрата газу.

4) Записується висновок про виконану роботу та отримані результати.

### **Запитання для самоконтролю**

4.1 Що являється основною вихідною величиною для гідравлічного розрахунку нафтопроводів?

4.2 Чим характеризується гідравлічний режим течії рідини по трубопроводу?

4.3 Що характеризує втрати напору на тертя по довжині трубопроводу?

4.4 Що таке лупінг і до яких змін приводить його поява при розрахунку втрат напору?

4.5 Які параметри характеризують масовий розхід газу по довжині трубопроводу?

4.6 Як встановити зміну тиску по довжині трубопроводу?

4.7 Чи залежить продуктивність газопроводу від діаметра та товщини стінки труб?

#### **4 Практичне заняття №5. Розрахунок параметрів траншеї та будівельної смуги і розміщення машин та земляних споруд на період будівництва**

Метою даного заняття є навчитись визначати параметри траншеї та будівельної смуги і знаходити їх значення згідно табличних даних.

Завдання - визначити та зобразити графічно параметри траншеї та будівельної смуги з розміщенням машин та земляних споруд на період будівництва для даного діаметру трубопроводу.

Найбільш суттєвий вплив на об'єм земляних робіт займає положення трубопроводу. Основною земельною спорудою при будівництві лінійної частини трубопроводу є траншея. Об'єм земляних робіт при копанні траншеї для трубопроводів визначеного діаметру і протяжності залежить від вибраного профілю траншеї і його розмірів. Параметри траншеї - ширина по дну і глибина.

Великий вплив на схему прокладання мають характеристики ґрунту. Якщо звичайні ґрунти розробляються екскаваторами, то ґрунти, які мають велику міцність, попередньо розроблюють вибуховим методом, а вже потім розробляють екскаваторами.

Для визначення параметрів траншеї приймемо наступні позначення:

$a$  - ширина дна траншеї;  $b$  - ширина верхньої частини насипу;  $c$  - товщина мінімального захисту шару ґрунту над трубою;  $\varphi_1$  – кут відкосу стінки траншеї;  $\varphi_2$  – кут відкосу насипу.

Розрахунок будівельної смуги та її параметрів проводиться згідно рисунку 5.1 та таблиць 5.1 і 5.2. Для перевірки ширини будівельної смуги можна скористатися таблицею 5.3.

При спорудженні лінійної частини магістральних трубопроводів здійснюються наступні види основних робіт: підготовчі, транспортні, земляні, зварювально-монтажні, ізоляційно-укладальні, роботи по спорудженню переходів через штучні та природні перешкоди, очищення та випробування трубопроводу.

Усі перелічені роботи виконуються в межах будівельної смуги, тобто згідно будівельних норм і правил здійснюється відвід землі. Ширина будівельної смуги залежить від діаметра трубопроводу, на якому ведуться роботи і кількості ниток, що прокладається та виду ґрунту (проведення робіт з рекультивацією чи без).

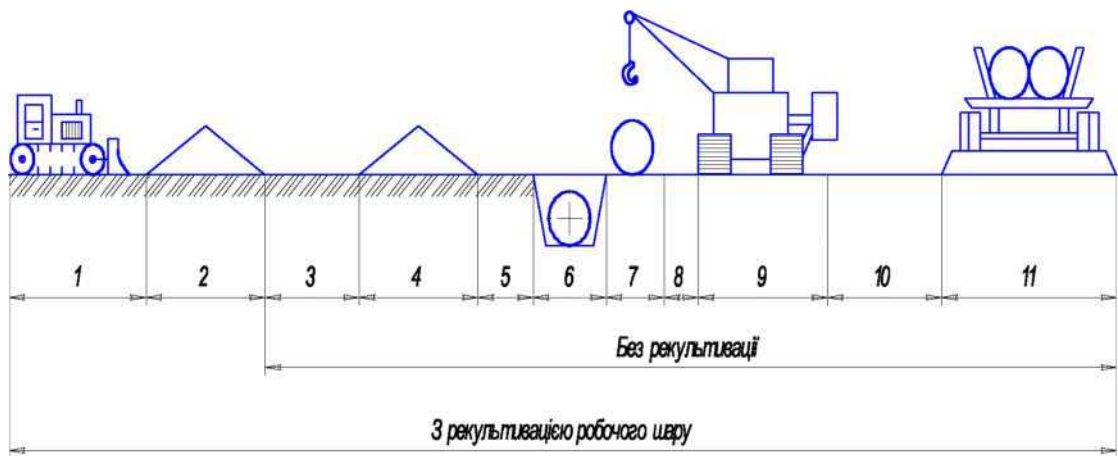


Рис. 5.1 - Схема будівельної смуги і розміщення машин та земляних споруд на період будівництва

Для розміщення зварювальних баз і містечка для проживання будівельників окремо відводиться ділянка землі. Ширина смуги землі, що відводиться для тимчасового користування на період будівництва двох і більше паралельних магістральних трубопроводів приймається рівним ширині смуги земель для одного трубопроводу плюс віддаль між осями крайніх трубопроводів. Відстань між осями суміжних трубопроводів подано в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Відстань між осями суміжних магістральних \_\_\_ трубопроводів

Діаметр трубопроводу, мм	Віддаль між осями, м	
	газопроводів	нафтопроводів та нафтопродуктопроводів
<426	8	5
> 426-720	9	5
>720-1020	11	6
> 1020-1220	13	6
> 1220-1420	15	7

На землях, які придатні до сільськогосподарського виробництва, роботи ведуться з рекультивацією, тобто до проведення підготовчих робіт знімається родючий шар ґрунту і розміщується у відповідній зоні будівельної смуги, а після засипання трубопроводу відновлюється родючий шар ґрунту, тому ця смуга більша.

Будівельна смуга землі, на якій розміщується будівельні об'єкти, передається будівельній організації у тимчасове користування на час будівельних робіт.

Відведена будівельна смуга розбивається на зони з протяжністю, що рекомендується СНиПом (рис. 5.1, таблиця 5.2): зона

розміщення траншеї і роботи земляної техніки (5, 6); зона розміщення трубопроводу на бровці та роботи ізоляційно-укладальної колони (7, 8, 9); зона розміщення відвалу ґрунту та роботи машин із засипки трубопроводу, що укладений у траншею (3, 4, 5); зона розміщення родючого ґрунту для рекультивації та роботи машин по рекультивації (1,2).

Таблиця 5.2 - Розміри зон будівельної смуги

Діаметр трубопроводу, мм	Протяжність зони, м										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
426	4,5	3,5	4,5	2,1	1	1,4	1,5	0,5	5,5	1	2,5
530-720	5,2	4,8	5,2	2,5	1	1,9	1,7	0,5	6,2	1	3
820-1020	6,2	4,8	6,2	4,5	1	3,6	2	0,5	6,2	1	3
1220	6,6	5,4	6,6	5,1	1	4,1	2,2	0,5	6,2	1	3,3
1420	6,6	6,4	6,6	6,3	1	4,7	2,4	0,5	6,2	1	3,3

У загальному ширина будівельної смуги повинна відповідати значенню, приведену в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 - Ширина будівельної смуги (земельного відводу), м

Діаметр трубопроводу, мм	На землях с/г призначення (з рекультивацією)	На землях не с/г призначення (без рекультивації)
426	28	20
530-720	33	23
820-1020	39	28
1220	42	30
1420	45	32

### Методичні рекомендації для виконання роботи

- 1) Згідно виданого діаметру трубопроводу замальовується будівельна смуга з розміщенням машин та земляних споруд на період будівництва.
- 2) Згідно таблиць 5.2 і 5.3 визначаються та записуються віддалі.
- 3) Визначається ширина траншеї згідно вибраного варіанту.
- 4) З допомогою таблиці 5.1 і 5.3 та зображеного рисунку записується висновок про ширину траншеї та будівельної смуги, побудованої на сільськогосподарських землях та без рекультивації та

характеристику параметрів, які впливають на ширину будівельної смуги.

### Запитання для самоконтролю

5.1 Що є основною земляною спорудою при будівництві трубопроводу?

5.2 Які параметри мають вплив на схему прокладання трубопроводу?

5.3 Що таке рекультивация землі і для чого вона проводиться?

5.4 Які роботи виконуються в межах будівельної смуги?

5.5 Від яких параметрів залежить ширина будівельної смуги?

5.6 Які схеми прокладання трубопроводів Ви знаєте і який вплив на ширину будівельної смуги вони мають?

5.7 Скільки зон вміщує будівельна смуга? Назвіть їх.

## 6 Практичне заняття №6. Перевірка міцності і деформацій підземних і наземних трубопроводів

Метою даного заняття є навчитись перевіряти підземні і наземні трубопроводи на міцність і деформативність.

Завдання - перевірити раніше розраховану товщину стінки трубопроводу на міцність і деформативність при підземній і наземній схемах прокладання.

Підземні і наземні (у насипі) трубопроводи перевіряються на міцність, деформації, на загальну стійкість в поздовжньому напрямі і проти сплиття на обводнених ділянках згідно СНиП 2.05.06-85. Міцність перевіряється за умовою:

$$\sigma_{ms} \leq \psi_2 R_1, \quad (6.1)$$

де  $R_1$  - розрахунковий опір металу труб, визначений за формулою (2.2);  $\psi_2$  - коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан металу труб. При розтягуючих осьових поздовжніх напруженнях ( $\sigma_{ms} > 0$ )  $\psi_2 = 1$ , при ( $\sigma_{ms} < 0$ ) визначається за формулою

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_{кц}}{R}, \quad (6.2)$$

де  $\sigma_{кц}$  - кільцеві напруження стінці труби від розрахункового внутрішнього тиску, МПа.

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_e}{2\delta}. \quad (6.3)$$



Перевірка деформацій проводиться з наступних умов:

$$|\sigma_{ng}^H| \leq \psi_3 \frac{C}{K_n} R_2^H ; \quad (6.4)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{C}{K_n} R_2^H , \quad (6.5)$$

де  $C$  - коефіцієнт, що приймається рівним 1 для трубопроводів III і IV категорій, 0,85 - для I і II категорій і 0,65 - для категорії «В»;  $K_n$  - коефіцієнт надійності, приймається за таблицею 2.6;  $R_2^H$  - нормативний опір металу труби, що приймається рівним мінімальному значенню границі текучості (табл. 2.6), МПа;  $\sigma_{кц}^H$  - кільцеві напруження від нормативного тиску, МПа. Абсолютне значення максимальних сумарних поздовжніх напружень у трубопроводі від нормативних навантажень і дій знаходимо:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p \cdot D_e}{2\delta} . \quad (6.6)$$

Наприклад, з урахуванням навантажень від внутрішнього тиску, температурних дій і дій від пружного вигину за відсутності поздовжніх і поперечних переміщень, просадки і випучень ґрунту, для напівнескінченного трубопроводу можна знайти

$$\sigma_{ng}^H = 0,15 \frac{p \cdot D_e}{2} - \alpha_l \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_3}{2R_{min}} , \quad (6.7)$$

де  $R_{min}$  - мінімальний радіус пружного вигину осі трубопроводу, см ;  $\psi_3$  - коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан металу труб, при розтягуючих максимальних сумарних подовжніх напруженнях ( $\sigma_{ng}^H > 0$ )  $\psi_3 = 1$ .

При стискаючих ( $\sigma_{ng}^H < 0$ ) визначається за формулою:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{C}{K_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{C}{K_n} R_2^H} . \quad (6.8)$$

Якщо яка-небудь з умов, що перевіряються, не виконується, слід або підібрати іншу марку сталі з кращими механічними

властивостями, або збільшити товщину стінки труби до найближчої більшої по сортаменту та повторити розрахунок.

### **Методичні рекомендації для виконання роботи**

1) Згідно виданого варіанту проводиться перевірка трубопроводу на міцність за формулою (6.1).

2) За умовами (6.4) і (6.5) проводиться перевірка деформацій трубопроводу.

3) Знаходиться за формулою (6.6) абсолютне значення максимальних сумарних поздовжніх напружень в трубопроводі від нормативних навантажень і дій та за формулою (6.7) абсолютне значення максимальних сумарних поздовжніх напружень в трубопроводі за відсутності поздовжніх і поперечних переміщень, просадки і випучень ґрунту, для напівнескінченого трубопроводу.

4) Якщо яка-небудь з умов, що перевіряються, не виконується, слід або підібрати іншу марку сталі з кращими характеристиками або збільшити товщину стінки труби.

5) Зробити висновок про виконану роботу.

### **Запитання для самоконтролю**

6.1 Чи всі трубопроводи підлягають перевірці на міцність та деформативність?

6.2 За якою умовою здійснюється перевірка трубопроводу на міцність?

6.3 Згідно якої формули проводиться перевірка деформативності трубопроводів?

6.4 Чи впливає значення товщини стінки та характеристики металу на міцність трубопроводу і як саме?

6.5 Чи варто визнавати трубопровід неякісним, якщо перевірки на міцність та деформативність не виконуються?

## **5 Практичне заняття №7. Перевірка загальної стійкості підземних трубопроводів в поздовжньому напрямку**

Метою даного заняття є навчитись проводити перевірку стійкості підземного трубопроводу.

Завдання - провести перевірку загальної стійкості у поздовжньому напрямку трубопроводу, що розглядається.

Перевірка загальної стійкості підземного трубопроводу у поздовжньому напрямі виконується згідно СНиП 2.05.06-85 у площині як найменшої жорсткості системи за умовою

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (7.1)$$

де  $m$  - коефіцієнт умов роботи трубопроводу (див. практичне заняття №2);  $N_{кр}$  - поздовжнє критичне зусилля, при якому настає втрата

поздовжньої стійкості трубопроводу, визначається за формулою (7.3) для прямолінійних і за (7.9) для криволінійних ділянок трубопроводу;  $S$  - поздовжнє осьове зусилля в перетині трубопроводу, яке виникає від розрахункових навантажень і дій.

Так, з урахуванням навантаження від внутрішнього тиску і температурних дій, за відсутності компенсації поздовжніх переміщень, просадки і вилучення ґрунту

$$S = (a_t \cdot E \cdot \Delta t - \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}) \cdot F, \quad (7.2)$$

де  $\sigma_{\text{кц}}$  - кільцеві напруження в стінках трубопроводу від розрахункового внутрішнього тиску (практичне заняття №2), МПа;  $\mu$  - змінний коефіцієнт поперечної деформації труб (коефіцієнт Пуассона);  $F$  - площа поперечного перетину труби, см<sup>2</sup>

Для прямолінійних ділянок підземних трубопроводів поздовжнє критичне зусилля знаходиться за наступною формулою:

$$N_{\text{пр}} = 4 \sqrt[11]{p_0^2 \cdot q_{\text{в.н}}^4 \cdot F^2 \cdot A^5 \cdot I^3}, \quad (7.3)$$

де  $q_{\text{в.н}}$  - опір ґрунту вертикальним переміщенням труби;  $p_0$  - опір ґрунту поздовжньому переміщенню труби, що припадає на одиницю довжини трубопроводу,

$$p_0 = \pi \cdot D_3 \cdot \tau_{\text{пр}}, \quad (7.4)$$

$\tau_{\text{пр}}$  - граничний опір ґрунту зсуву, т

$$\tau_{\text{пр}} = \rho_{\text{зр}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{зр}} + c_{\text{зр}}, \quad (7.5)$$

де  $\varphi_{\text{зр}}$  - кут внутрішнього тертя ґрунту;  $c_{\text{зр}}$  - коефіцієнт зчеплення ґрунту;  $\rho_{\text{зр}}$  - середній питомий тиск на одиницю поверхні контакту трубопроводу з ґрунтом,

$$\rho_{\text{зр}} = \frac{n_{\text{зр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \left[ 2D_3 \cdot h_0 + \frac{D_3^2}{4} + 2D_3 \left( h_0 + \frac{D_3^2}{4} \right) \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_3}{2} \right) \right] + q_{\text{м.н}}}{\pi \cdot D_3}, \quad (7.6)$$

де  $n_{\text{зр}}$  - коефіцієнт перевантаження ваги ґрунту, що приймається в розрахунках на стійкість рівним 0,8;  $\gamma_{\text{зр}}$  - об'ємна вага ґрунту;  $h_0$  - висота шару засипки від верхньої утворюючої трубопроводу до денної поверхні (згідно СНиП 2.05.06 - 85 мінімальна висота шару засипки приймається залежно від умов місцевості і діаметру трубопроводу від 60 до 110 см);

$q_{m.n}$  – вага одиниці довжини трубопроводу з продуктом, що перекачується

$$q_{m.n} = n_{mp} \cdot q_{mp}^H + n_{np} \cdot q_{np}^H, \quad (7.7)$$

де  $n_{mp}$ ,  $n_{np}$  – коефіцієнти перевантаження відповідно для розрахунку власної ваги трубопроводу і ваги продукту, що перекачується, при розрахунках на стійкість  $n_{mp} = 1$ ,  $n_{np} = 0,95$ .

Опір ґрунту вертикальним переміщенням визначається за формулою:

$$q_{в.н} = n_{зр} \cdot \gamma_{зр} \cdot D_z \left( h_0 + \frac{D_z}{4} - \frac{\pi \cdot D_z}{8} \right) + q_{m.n}. \quad (7.8)$$

Для криволінійних ділянок трубопроводу, виконаних пружним згином, поздовжнє критичне зусилля розраховується за формулою (7.9).

$$N_{кр} = \beta_y \sqrt[3]{q_{в.н}^2 \cdot E \cdot I}, \quad (7.9)$$

Коефіцієнт  $\beta_y$  знаходиться за номограмою (рис. 7.1) залежно від параметрів  $\Theta$  і  $\Lambda$ , обчислених наступним чином:

$$\Theta = \frac{1}{R \sqrt[3]{\frac{q_{в.н}}{E \cdot I}}}; \quad (7.10)$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{p_0 \cdot F}{q_{в.н} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{в.н}}{E \cdot I}}}, \quad (7.11)$$

де  $R$  – радіус пружного згину трубопроводу.

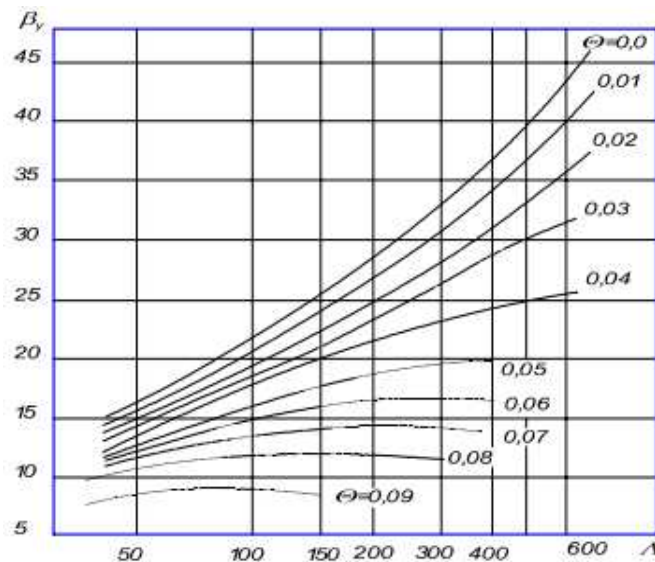


Рис. 7.1 - Номограма для визначення коефіцієнта  $\beta_y$  при перевірці стійкості криволінійного трубопроводу (стрілками показано, як визначається значення  $\beta_y = 20$  при  $\Lambda = 150$  і  $\Theta = 0,04$ )

### Методичні рекомендації для виконання роботи

1) Перевірка загальної стійкості підземного трубопроводу в поздовжньому напрямі виконується згідно формули (7.1), використовуючи для розрахунку формули (7.2) - (7.5).

2) Середній питомий тиск на одиницю поверхні контакту трубопроводу з ґрунтом визначається за формулою (7.6), а вага одиниці довжини трубопроводу з продуктом, що перекачується за формулою (7.7).

3) Опір ґрунту вертикальним переміщенням труби визначається за формулою (7.8), та поздовжнє критичне зусилля для криволінійних ділянок трубопроводу за (7.9).

4) Робиться висновок про результати виконаної роботи.

### Запитання для самоконтролю

7.1 Які характеристики впливають на стійкість підземних трубопроводів?

7.2 Чи залежить стійкість трубопроводу від характеристик ґрунту у якому прокладений даний трубопровід?

7.3 Чи поздовжнє критичне зусилля однакове для прямолінійних і криволінійних ділянок трубопроводу?

7.4 Які навантаження необхідно враховувати при перевірці загальної стійкості?

7.5 Чому висота шару засипки трубопроводу над верхньою твірною приймається не менше 80 см.?

## 8. Практичне заняття №8. Перевірка загальної стійкості наземних трубопроводів в насипах

Метою даного заняття є навчитись проводити перевірку загальної стійкості наземних трубопроводів в насипах.

Завдання - провести перевірку загальної стійкості та дати характеристику трубопроводу у випадку, коли він знаходиться у насипі.

Поздовжня стійкість прямолінійних наземних трубопроводів в насипах перевіряється за умовою (7.1) з урахуванням розмірів і геометричної форми насипу, що заздалегідь призначаються з конструктивних міркувань і теплових розрахунків. Після перевірки стійкості розміри насипу уточнюються залежно від співвідношення величин  $S$  і  $mN_{кр}$ . При цьому  $N_{кр}$  обчислюється за формулою (7.9).

Розрахункова схема перевірки на загальну стійкість трубопроводу в насипі представлена на рис. 8.1.

$$q_{в.н} = E_1 + E_2, \quad (8.1)$$

де  $E_1$  і  $E_2$ - граничні опори ґрунту поперечному переміщенню трубопроводу, які знаходяться за формулою:

$$E = \frac{n_{сп} \cdot \gamma_{сп} (h_1^2 - h_2^2)}{2} \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{\varphi_{сп}}{2} \right) + p_{сп} \cdot h_1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{\varphi_{сп}}{2} \right) + 2c_{сп} (h_1 - h_2) \operatorname{tg} \left( 45^\circ + \frac{\varphi_{сп}}{2} \right). \quad (8.2)$$

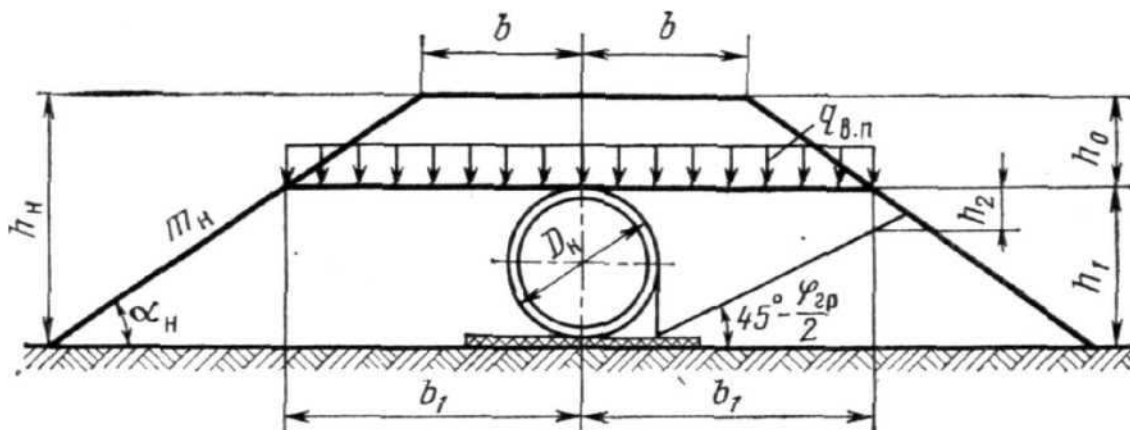


Рис. 8.1 - Розрахункова схема перевірки на загальну стійкість трубопроводу в насипі

$$E_2 = q_{м.н} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{сп}, \quad (8.3)$$

де  $h_1$  - відстань від підшови насипу до верхньої утворюючої трубопроводу (рис. 8.1);

$$h_2 = h_1 - \left[ b + m_n (h_n - h_1) - 0,5h_1 \right] \operatorname{tg} \left( 45^\circ + \frac{\varphi_{сп}}{2} \right); \quad (8.4)$$

$h_n$ -повна висота насипу;  $b$  - половина ширини насипу зверху (за СНиП 2.05.06 - 85  $1,5 D_3 < 2b \geq 150$  см),

$$b = b_1 - \frac{h_0}{\operatorname{tg} \alpha_n}, \quad (8.5)$$

$h_0$ - висота шару засипки над верхньою утворюючою трубопроводу (за СНиП 2.05.06 - 85-  $75h_0 > 80$  см);  $b_1$ - половина ширини насипу на рівні верхньої утворюючої трубопроводу,

$$b_1 = D_3 \left[ 0,5 + \frac{1}{\operatorname{tg} \left( 45^\circ + \frac{\varphi_{сп}}{2} \right)} \right], \quad (8.6)$$

$\alpha_n$  - кут при підшві насипу, градус (для сипких ґрунтів  $\alpha_n = \varphi_{гр}$ );  $m_n$  - закладання відкосу насипу, представлені у вигляді відношення одиничної висоти відкосу до довжини його проекції на горизонтальну площину (за СНиП 2.05.06 - 85  $m_n > 1 : 1,25$ );  $p_{сп}$  - тиск від ґрунту засипки на трубопровід, визначається залежно від форми поперечного перетину насипу.

При трапецеїдальному профілі перерізу насипу

$$p_{сп} = n_{сп} \cdot \gamma_{сп} \frac{\left[ b + 0,5m_n (h_n - h_1) \right] (h_n - h_1)}{b + m_n (h_n - h_1)}, \quad (8.7)$$

а при трикутному профілі

$$p_{сп} = n_{сп} \cdot \gamma_{сп} \frac{h_n - h_1}{2}. \quad (8.8)$$

Для незв'язних ґрунтів, таких, як пісок, з  $c_{сп} = 0$ , значення  $E_1$  повинне бути зменшене на величину

$$E_{акт} = \frac{n_{cp} \cdot \gamma_{cp} \cdot h_1^2}{2} \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) + p_{cp} \cdot h_1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right). \quad (8.9)$$



## Методичні рекомендації для виконання роботи

- 1) Поздовжня стійкість прямолінійних наземних трубопроводів в насипах перевіряється за умовою (7.1) з урахуванням розмірів і геометричної форми насипу.
- 2) Після перевірки стійкості розміри насипу уточнюються залежно від співвідношення величин  $S$  і  $mN_{кр}$ . При цьому  $N_{кр}$  обчислюється за формулою (7.9).
- 3) За формулами (8.2) і (8.3) визначаються граничні опори ґрунту поперечному переміщенню трубопроводу.
- 4) Параметри траншеї визначаються за формулами (8.4) - (8.6).
- 5) Тиск від ґрунту засипки на трубопровід, визначається залежно від форми поперечного перетину насипу визначається за формулами (8.7) або (8.8) в залежності від форми перерізу.
- 6) Для незв'язних ґрунтів, таких, як пісок, значення граничного опору ґрунту зменшується на величину, яка розраховується за формулою (8.9).
- 7) Висновок про виконану роботу повинний вміщувати результати перевірки стійкості та параметри траншеї.

### Запитання для самоконтролю

- 8.1 Які схеми прокладання трубопроводів використовуються?
- 8.2 При яких умовах трубопроводи прокладають в насипах?
- 8.3 Які недоліки прокладання трубопроводів у насипах?
- 8.4 Чи прокладають трубопроводи діаметром більше 820 мм надземним методом?
- 8.5 Які форми поперечного перетину насипу Вам відомі?

## Перелік рекомендованих джерел

- 1 Бабин Л.А., Быков Л.И., Волхов В.Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. - М.: Недра, 1979. - 187 с.
- 2 Білоусов В.Д., Блейхер Э.М., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа. -М.: Недра, 1978.- 407 с.
- 3 Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1987.- 407 с.
- 4 Возняк М.П. Інфраструктура і режими експлуатації систем нафтогазопостачання України. - Івано-Франківськ: Факел, 2004. - 204 с.
- 5 Громов А.В., Каликин А. А. Строительство магистральных трубопроводов. - К.: Будівельник, 1975. - 283 с.
- 6 Глоба В.М., Мартинюк О.Т. Основи будівництва трубопроводів. – Навчальний посібник.- Івано-Франківськ, ІФДТУНГ, 2000. -156с.
- 7 СНиП Магистральные трубопроводы. СНиП 2.05.06.85. - М.: Госстрой, 1985. - 85 с.
- 8 В.Г.Чирсков, В. Л.Березин, Л.Г.Телегин и др Строительство магистральных трубопроводов. Справочник/. - М.: Недра, 1991. - 475 с.
- 9 Фридман Р.Е, Иванов С.А., Бородавкин П.П. Магистральные трубопроводы. - М.: Недра, 1976. - 160 с.
- 10 Мартинюк О.Т. Основи будівництва трубопроводів: Практикум. -Івано-Франківськ: Факел, 2004.- 47 с.

**Додаток А. Вихідні дані до задач**

N п/п	Дз, мм	ρ, кгс/см <sup>2</sup>	Δt, °С	Призначення	γ <sub>гр</sub> , гр/см <sup>3</sup>	Категорія трубопроводу за складністю умов роботи	μ	Грунт (характеристика дільниці)	Відстань L, км	№ п/п	Дз, мм	ρ, кгс/см <sup>2</sup>	Δt, °С	Призначення	γ <sub>гр</sub> , гр/см <sup>3</sup>	Категорія трубопроводу за складністю умов роботи	μ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	530	55	30	газ	1,55	IV	0,3	пісчаний	10	1	530	62	50	н	2	IV	0,3
2	720	57	31	газ	2	IV	0,5	болота	12	2	720	57	51	газ	2,1	I	0,5
3	820	60	32	газ	1,7	IV	0,3	скельний	14	3	820	52	52	н	2,2	III	0,3
4	1020	60	33	газ	1,9	V	0,5	торф	16	4	1220	51	53	н	2,3	III	0,5
5	1220	64	34	газ	1,8	V	0,3	пісчаний	8	5	1420	75	54	газ	2,4	III	0,3
6	1420	70	35	газ	0,8	I	0,5	скельний	9	6	1420	75	55	газ	2,5	I	0,5
7	1420	54	36	н	1,8	II	0,3	пісчаний	7	7	1220	45	56	н	2,6	V	0,3
8	1220	52	37	н	1,65	III	0,5	торф	12	8	1020	47	57	н	2,7	III	0,5
9	1020	55	38	н	1,6	I	0,3	болото	13	9	820	60	58	газ	2,8	IV	0,3
10	820	56	39	н	1,85	III	0,5	торф	7	10	720	59	59	газ	2,9	IV	0,5
11	720	60	40	н	1,7	IV	0,3	скельний	9	11	530	55	60	н	3	IV	0,3
12	530	54	41	н	1,4	IV	0,5	торф	10	12	530	61	20	н	1	IV	0,5
13	1420	65	42	газ	0,9	III	0,3	пісчаний	6	13	720	62	21	газ	1,15	I	0,3
14	1220	46	43	н	1,6	III	0,5	болота	15	14	820	57	22	газ	1,2	I	0,5
15	1020	55	44	газ	2,1	III	0,3	скельний	19	15	1020	47	23	н	1,25	III	0,3
16	820	50	45	н	2,2	II	0,5	торф	16	16	1220	50	24	н	1,3	II	0,5
17	720	56	46	газ	1,35	II	0,3	пісчаний	18	17	1420	75	25	газ	1,35	I	0,3
18	530	55	47	н	1,55	III	0,5	болота	8	18	1420	70	26	газ	1,4	III	0,5
19	530	55	48	газ	1,45	IV	0,3	скельний	12	19	1220	52	27	н	1,45	I	0,3

Продовження додатку А.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	720	58	49	н	1,5	В	0,5	торф	14
21	820	60	50	газ	1,75	I	0,3	пісчаний	16
22	1020	52	51	н	1,95	II	0,5	болота	18
23	1220	72	52	газ	2,05	III	0,3	скельний	6
24	1420	53	53	н	0,6	II	0,5	торф	10
25	1020	72	54	газ	0,85	В	0,3	пісчаний	11
26	820	52	55	н	0,7	I	0,5	болота	15
27	1220	52	56	газ	0,75	II	0,3	скельний	14
28	530	61	40	н	1	IV	0,5	болото	15
29	720	2,8	25	н	1,4	III	0,3	пісчаний	18
30	820	3,2	40	н	1,5	I	0,5	торф	10

**Додаток Б. Категорії магістральних трубопроводів**

Призначення трубопроводу	Категорії трубопроводу при прокладанні	
	Підземна	Наземна і надземна
Для транспортування природного газу: а) діаметром менше 1200 мм б) діаметром 1200 мм і більше в) в північній, будівельно-кліматичній зоні	IV III III	III III III
Для транспортування нафти і нафтопродуктів: а) діаметром менше 700 мм б) діаметром 700 мм і більше в) в північній, будівельно-кліматичній зоні	IV III III	III III III