

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

Спорудження газонафтопроводів

(Частина 1)

ЛЕКЦІЯ 1

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ЩОДО СПОРУДЖЕННЯ ГАЗОПРОВІДІВ, НАФТОПРОВІДІВ І НАФТОПРОДУКТОПРОВІДІВ

В умовах проектування нових та магістральних трубопроводів на реконструкції і відгалужень від них, які мають умовний діаметр до 1400 мм включно з тиском середовища понад 1,2 МПа до 10 МПа (при одиночній прокладці і прокладання в технічних коридорах) для транспортування:

а) нафти, нафтопродуктів (у тому числі стабільного конденсату і стабільного бензину), природного, нафтового і штучного вуглеводневих газів з районів їх видобутку (від промислів), виробництва або зберігання до місць споживання (нафтобаз, перевалочних баз, пунктів наливу, газорозподільних станцій, окремих промислових і сільськогосподарських підприємств і портів);

б) зріджених вуглеводневих газів фракцій та їх сумішей, нестабільного бензину і конденсату нафтового газу та інших зріджених вуглеводнів з пружністю насичених парів при температурі плюс 40 °С не більше 1,6 МПа з районів їх видобутку (промислів) або виробництва (від головних перекачувальних насосних станцій) до місця споживання;

в) товарної продукції в межах компресорних (КС) і нафтоперекачувальних станцій (НПС), станцій підземного зберігання газу (СПЗГ), допоміжних компресорних станцій (ДКС), газорозподільних станцій (ГРС) і вузлів виміру витрат газу (ВВВГ);

г) імпульсного, паливного та пускового газу для КС, СПЗГ, ДКС, ГРС, ВВВГ і пунктів редукування газу (ПРГ).

До складу магістральних трубопроводів входять:

– трубопровід (від місця виходу з промислу підготовленої до транспортування товарної продукції) з відгалуженнями і лупінгами, запірною арматурою, переходами через природні та штучні перешкоди, вузлами підключення НПС, КС, ВВВГ, ПРГ, вузлами пуску і прийому очисних пристроїв і конденсатозбірниками;

– установки електрохімічного захисту трубопроводів від корозії, лінії і споруди технологічного зв'язку, засоби телемеханіки трубопроводів;

– лінії електропередачі, призначені для обслуговування трубопроводів, і пристрої електропостачання і дистанційного управління запірною арматурою та установками електрохімічного захисту трубопроводів;

– протипожежні засоби, протиерозійні та захисні споруди трубопроводів;

– ємності для зберігання і розгазування конденсату, земляні комори для аварійного випуску нафти, нафтопродуктів, конденсату і зріджених вуглеводнів;

– будівлі і споруди лінійної служби експлуатації трубопроводів;

– дороги і вертолітні майданчики, розташовані уздовж траси трубопроводу, і під'їзди до них, розпізнавальні та сигнальні знаки місцезнаходження трубопроводів;

– головні і проміжні перекачувальні і наливні насосні станції, резервуарні парки, КС і ГРС; СПЗГ;

– пункти підігріву нафти і нафтопродуктів;

– покажчики та попереджувальні знаки.

Згідно спеціальних методик відбувається проектування трубопроводів, що прокладаються на території міст та інших населених пунктів, в морських акваторіях і промислах, а також трубопроводів, призначених для транспортування газу, нафти, нафтопродуктів і зріджених вуглеводневих газів, що надають корозійні впливу на метал труб або охолоджених до температури нижче мінус 40 °С.

Проектування трубопроводів, призначених для транспортування стабільного конденсату і стабільного бензину, слід проводити відповідно до вимог, що пред'являються до нафтопроводів.

До стабільного конденсату і бензину слід відносити вуглеводні і їх суміші, які мають при температурі плюс 20 °С пружність насичених парів менше 0,2 МПа.

Проектування трубопроводів зріджених вуглеводнів при температурі плюс 20 °С з пружністю насичених парів понад 0,2 МПа – слід здійснювати як зріджених вуглеводневих газів, нестабільного бензину і нестабільного конденсату та інших зріджених вуглеводнів – слід здійснювати відповідно до спеціальних методик.

Проектування будівель і споруд, в тому числі інженерних комунікацій, розташованих на майданчиках КС, НПС, ГРС, СПЗГ і ДКС, слід виконувати відповідно до вимог нормативних документів з проектування відповідних будівель і споруд, затверджених відповідними структурами.

Проектування газопроводів тиском 1,2 МПа і менше, нафтопроводів і нафтопродуктопроводів тиском до 2,5 МПа, які використовуватимуться для прокладання на території населених пунктів або окремих підприємств, слід здійснювати згідно до відповідних вимог (СНиП).

Магістральні трубопроводи (газопроводи, нафтопроводи та нафтопродуктопроводи) слід прокладати підземно (підземне прокладання).

Прокладання трубопроводів по поверхні землі в насипу (наземне прокладання) або на опорах (надземне прокладання) допускається тільки як виняток за умови відповідного обґрунтування. При цьому повинні передбачатися спеціальні заходи, що забезпечують надійну і безпечну експлуатацію трубопроводів.

Прокладання трубопроводів може здійснюватися поодиноким або паралельно іншим діючим магістральним трубопроводам – в технічному коридорі.

Під технічним коридором магістральних трубопроводів слід розуміти систему паралельно прокладених трубопроводів по одній трасі, призначених для транспортування нафти (нафтопродукту, в тому числі зріджених вуглеводневих газів) або газу (газового конденсату). В окремих випадках при техніко-економічному обґрунтуванні та умови забезпечення надійності роботи трубопроводів допускається сумісне прокладання в одному технічному коридорі нафтопроводів (нафтопродуктопроводів) і газопроводів.

Гранично допустимі (сумарні) обсяги транспортування продуктів в межах одного технічного коридору і відстані між цими коридорами встановлюються відповідно до СНиП.

Не неприпустиме прокладання магістральних трубопроводів по територіях населених пунктів, промислових і сільськогосподарських підприємств, аеродромів, залізничних станцій, морських і річкових портів, пристаней та інших аналогічних об'єктів.

Для забезпечення нормальних умов експлуатації та унеможливлення пошкодження магістральних трубопроводів і їх об'єктів навколо них встановлюються охоронні зони, розміри яких і порядок виробництва в цих зонах сільськогосподарських та інших робіт регламентуються Правилами охорони магістральних трубопроводів.

Температура газу, нафти (нафтопродуктів), що надходять в трубопровід, повинна встановлюватися виходячи з можливості транспортування продукту та вимог до зберігання ізоляційних кожухів, міцності, стійкості і надійності трубопроводу. Необхідність і ступінь охолодження продуктів, що транспортуються, враховується при проектуванні.

Магістральні трубопроводи та їх спорудження слід проектувати з урахуванням максимального застосування сучасної монтажної техніки. При цьому прийняті в проекті рішення повинні забезпечувати постійну та безпечну експлуатацію магістральних трубопроводів.

1.1. КЛАСИФІКАЦІЯ ТА КАТЕГОРІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Магістральні газопроводи в залежності від робочого тиску в трубопроводі діляться на два класи:

I клас – для робочого тиску понад 2,5 до 10,0 МПа включно;

II клас – для робочого тиску понад 1,2 до 2,5 МПа включно.

Магістральні нафтопроводи і нафтопродуктопроводи в залежності від діаметра труб (мм) діляться на чотири класи:

I клас – для умовного діаметру понад 1000 до 1200 мм включно;

II клас – для умовного діаметру понад 500 до 1000 мм включно;

III клас – для умовного діаметру понад 300 до 500 мм включно;

IV клас – для умовного діаметру 300 мм і менше.

Магістральні трубопроводи та їх ділянки діляться на категорії, вимоги до яких залежать від умов експлуатації (Табл. 1).

Таблиця 1

Категорія трубопроводу та його ділянки	Коефіцієнт умов роботи трубопроводу при розрахунку його на міцність і стійкість
V	0,60
I	0,75
II	0,75
III	0,90
IV	0,90

Категорії магістральних трубопроводів слід приймати згідно табл. 2.

Таблиця 2

Призначення трубопроводу	Категорія трубопроводу при прокладанні (спорудженні)	
	підземний	наземний та надземний
Для транспортування природного газу:		
а) діаметром менше 1200 мм	IV	III
б) діаметром 1200 мм та більше	III	III
в) в північній будівельнокліматичній зоні	III	III
Для транспортування нафти та нафтопродуктів:		
а) діаметром менше 700 мм	IV	III
б) діаметром 700 мм та більше	III	III
в) в північній будівельнокліматичній зоні	III	III

Категорії ділянок магістральних трубопроводів слід приймати згідно табл. 3.

Таблиця 3

Призначення ділянки трубопроводу	Категорія ділянки					
	Газопровід при прокладанні			нафтопроводи і нафтопродуктопроводи при прокладанні		
	під-земне	на-земне	над-земне	під-земне	на-земне	над-земне
1. Переходи через водні перешкоди:						
а) судноплавні – в русловій частині та прибережні ділянки довжиною не менше 25 м кожен при діаметрі трубопроводу, мм:						
– 1000 і більше	I	-	I	B	-	B
– менше 1000	I	-	I	I	-	I
б) несудноплавні шириною дзеркала води в межень 25 м і більше – в русловій частині та прибережні ділянки довжиною не менше 25 м кожен при діаметрі трубопроводу, мм:						
– 1000 і більше	I	-	I	B	-	I
– менше 1000	I	-	I	I	-	I
в) несудноплавні шириною дзеркала води в межень до 25 м – в русловій частині, зрошувальні і дериваційні канали	I	-	II	I	-	I
г) гірські потоки (річки)	I	-	II	I	-	I
д) заплави річок по горизонту високої води при діаметрі трубопроводу, мм:						

– 700 і більше	I	-	II	I	-	I
– менше 700	II	-	II	I	-	I
е) ділянки протяжністю 1000 м від меж горизонту високої води	-	-	-	I	-	II
2. Переходи через болото типу:						
а) I (низинні)	III	III	III	II, III	II, III	II, III
б) II (перехідні)	II	III	III	II	II	III
в) III (верхові)	I	II	II	B	B	I
3. Переходи через залізничні й автомобільні дороги (на перегонах):						
а) залізничі загальної мережі, у тому числі ділянки довжиною 40 м кожен по обидва боки дороги від вісі крайніх шляхів, але не менше 25 м від підшви на висипу земляного полотна дороги	I	-	I	I	-	I
б) під'їзні залізничі промислових підприємств, у тому числі ділянки довжиною 25 м кожен по обидва боки дороги від вісі крайніх колій	I	-	II	III	-	II
в) автомобільні дороги I і II категорії, у тому числі ділянки довжиною 25 м кожен по обидва боки дороги від підшви насипу або межі виїмки земляного полотна дороги	I	-	I	I	-	I
г) автомобільні дороги III і IV категорій, у тому числі ділянки довжиною 25 м кожен по обидва боки дороги від підшви насипу або	I	-	I	III	-	I

межі виїмки земляного полотна дороги						
д) автомобільні дороги V категорії, у тому числі ділянки довжиною 15 м по обидва боки дороги від підшви насипу або межі виїмки земляного полотна	III	-	III	III	-	III
е) ділянки трубопроводів в межах відстаней, регламентованих СНиП, що примикають до переходів:						
– через всі залізниці і автомобільні дороги I і II категорій	II	II	II	III	II	II
– автомобільні дороги III, IV і V категорій	III	III	III	III	-	III
4. Трубопроводи в гірській місцевості при укладанні:						
– а) на полицях	III	III	-	II	II	-
– б) в тунелях	-	-	I	-	-	I
5. Трубопроводи, що прокладаються в барханних пісках в умовах пустель	III	III	III	III	III	III
6. Трубопроводи, що прокладаються по поливних і зрошуваних землях:						
– а) бавовняних і рисових плантацій	II	-	-	II	-	-
– б) інших сільськогосподарських культур	III	-	-	III	-	-
7. Трубопроводи, що прокладаються по території розповсюдження мерзлих ґрунтів, що мають при відтаванні відносну осадку понад 10 %	II	II	II	II	II	II
8. Переходи через селеві потоки, конуса виносів	II	-	II	II	-	II

і солончакові ґрунти						
9. Вузли установки лінійної арматури і що примикають до них ділянки довжиною 15 м в кожен бік від кордонів монтажного вузла лінійної частини трубопроводу (за винятком ділянок категорій В і І)	II	II	II	III	-	-
10. Газопроводи на довжині 250 м від лінійної запірної арматури і підводних переходів (за винятком ділянок категорії В і І)	II	II	II	-	-	-
11. Трубопроводи на довжині 100 м від меж прилеглих ділянок II категорії, через всі залізниці і автомобільні дороги I – V категорій	III	III	III	III	III	III
12. Трубопроводи, що примикають до територій СПЗГ, установок очистки та осушки газу, головних споруд з боку колекторів і трубопроводів території НПС, КС, установок комплексної підготовки нафти і газу, СПЗГ, групових і збірних пунктів промислів, промислових газорозподільних станцій (ПГРС), установок очищення та осушення газу	I	-	I	II	-	I
13. Міжпромислові колектори	II	II	II	-	-	-
14. Вузли пуску і прийому очисних пристроїв, а також ділянки трубопроводів довжиною 100 м, що примикають до них	I	I	I	I	I	I
15. Трубопроводи в межах територій ПРГ	B	B	B	-	-	-

лінійної частини газопроводів						
16. Трубопроводи, розташовані всередині будівель і в межах територій КС, ПРГ, СПЗГ, ДКС, ГРС, НПС, ВВВГ, а також трубопроводи паливного та пускового газу	В	В	В	І	І	І
17. Вузли підключення КС, УКПГ, СПЗГ, ДКС, головних споруд в газопровід і ділянки між охоронними кранами	І	І	І	-	-	-
18. Газопроводи, що примикають до ГРС в межах території ГРС, автоматизованих газорозподільних станцій (АГРС), регуляторних станцій, призначених для забезпечення газом: міст; населених пунктів; підприємств; окремих будівель і споруд; інших споживачів; об'єктів газопроводу (пунктів виміру витрат газу і т.д.), а також ділянки за охоронними кранами довжиною 250 м	ІІ	ІІ	ІІ	-	-	-
19. Трубопроводи, що примикають до посічених кранів, що відсікають ВВВГ і ПРГ, довжиною 250 м в обидва боки	І	І	І	-	-	-
20. Перетинання з підземними комунікаціями (каналізаційними колекторами, нафтопроводами, нафтопродуктопроводами, газопровадами, силовими кабелями і кабелями зв'язку, підземними, наземними і надземними зрошувальними системами і т.п.) В межах 20 м	ІІ	-	-	ІІ	-	-

по обидва боки від комунікації, що перетинається						
21. Перетин з комунікаціями (каналізаційними колекторами, нафтопроводами, нафтопродуктопроводами, газопроводами, силовими кабелями і кабелями зв'язку, підземними, наземними і надземними зрошувальними системами і т.п.) і між собою багатониткових магістральних газопроводів діаметром понад 1000 мм і тиском 7,5 МПа і більше і нафтопроводів діаметром понад 700 мм в межах 100 м по обидва боки від комунікації, що перетинається	I	-	-	II	-	-
22. Перетин (в обидва боки) в межах повітряних ліній електропередач високої напруги, паралельно яким прокладається трубопровід; повітряних ліній електропередач високої напруги, паралельно яким прокладається трубопровід в обмежених умовах траси; опор повітряних ліній електропередачі високої напруги при перетині їх трубопроводом; відкритих і закритих трансформаторних підстанцій і закритих розподільних пристроїв напругою 35 кВ і більше, а також з повітряними лініями електропередачі напругою, кВ: а) 500 і більше	I	I	I	I	I	-

б) від 330 до 500 в) до 330	II III	II III	II III	II III	II III	- -
23. Трубопроводи, що прокладаються над територіями, що відробляються, і територіях, схильним до карстових явищ	II	II	II	II	II	II
24. Переходи через яри, балки та струмки, що пересихають	III	III	III	III	III	III
25. Нафтопроводи і нафтопродуктопроводи, прокладаються уздовж річок шириною дзеркала води в межень 25 м і більше, каналів, озер та інших водойм, що мають рибогосподарське значення, вище населених пунктів і промислових підприємств на відстані від них до 300 м при діаметрі труб 700 мм і менше; до 500 м при діаметрі труб до 1000 мм включно; до 1000 м при діаметрі труб понад 1000 мм	-	-	-	I	I	I
26. Газопроводи, нафтопроводи і нафтопродуктопроводи, які прокладаються в одному технічному коридорі, в місцях розташування ВВВГ, ПРГ, вузлів установки лінійної запірної арматури, пуску і прийому очисних пристроїв, вузлів підключення КС в трубопровід в межах відстаней, зазначених в СНиП, а від вузлів підключення КС в трубопровід в межах 250 м в обидва боки від них	II	II	II	II	II	II

Примітки

1. Категорії окремих ділянок трубопроводів, аварійне пошкодження яких може викликати перебої газу, нафти і нафтопродуктів містах та іншим великим споживачам, які мають велике господарське значення, а також забруднення навколишнього середовища, при відповідному обґрунтуванні допускається підвищувати на одну категорію.

2. Типи боліт слід приймати відповідно до вимог СНиП.

3. При перетині трубопроводом масиву боліт різних типів при відповідному обґрунтуванні допускається приймати категорію всієї ділянки як для найбільш високої категорії на даному масиві боліт.

4. Випробування ділянок трубопроводів, що прокладаються через водні перешкоди з дзеркалом води в межах менше 10 м, передбачати в складі змонтованого трубопроводу в один етап.

5. Діючі трубопроводи, що знаходяться в задовільному технічному стані (за висновком представників замовника трубопроводу, що будується, експлуатаційної організації і відповідного органу державного нагляду), при перетині їх трубопроводами, що проектуються, лініями електропередачі, а також підземними комунікаціями, не підлягають заміні трубопроводами вищої категорії.

6. Категорії ділянок трубопроводів, що прокладаються в заплавах річок, які підлягають затопленню під водосховища слід приймати як для переходів через судноплавні водні перешкоди.

7. Знак "-" в таблиці означає, що категорія не регламентується.

ЛЕКЦІЯ 2

2.1. ОСНОВНІ ВИМОГИ ЩОДО СПОРУДЖЕННЯ ТРАСИ ГАЗОНАФТОПРОВІДІВ

Вибір траси трубопроводів повинен виконуватися згідно критеріїв оптимальності. В якості критеріїв оптимальності слід розуміти приведені витрати при спорудженні, технічному обслуговуванні та ремонтних робіт трубопроводів та при експлуатації, враховуючи витрати на заходи щодо забезпечення збереження навколишнього середовища, а також металоємність, конструктивні схеми прокладання, безпека, заданий термін будівництва, наявність доріг та інше.

Земельні ділянки для спорудження трубопроводів слід обирати відповідно до вимог, які передбачені чинним законодавством. При обранні траси слід враховувати умови спорудження з тим, щоб забезпечити застосування найбільш ефективних, економічних і продуктивних методів виробництва будівничо-монтажних робіт.

Вибір траси між початковим і кінцевим пунктами слід виконувати в межах області пошуку, що визначається еліпсом, в фокусах якого знаходяться початковий і кінцевий пункти.

Мала вісь еліпса b , км, визначається за формулою

$$b = l \sqrt{K_p^2 - 1},$$

де l – відстань між початковим і кінцевим пунктом по геодезичній прямій, км; K_p – коефіцієнт розвитку лінії трубопроводу.

Коефіцієнт розвитку лінії трубопроводу K_p слід визначати з умови

$$K_p = \frac{W_{cp.o}}{W_{cp.n}}$$

де $W_{cp.o}$ – приведені витрати на 1 км трубопроводу по геодезичній прямій між початковим і кінцевим пунктом з урахуванням перетин перешкод; $W_{cp.n}$ – приведені витрати на 1 км трубопроводу по геодезичній прямій між початковим і кінцевим пунктом без урахування перетину штучних та природних перешкод.

Відшкодування збитків землекористувачам та втрат сільськогосподарського виробництва у межах надання земель для спорудження трубопроводу та шкоди рибному господарству слід визначати згідно встановленого законодавством вимог.

Для доступу до трубопроводу повинні бути максимально задіяні існуючі шляхи загальної транспортної мережі. Необхідність будівництва нових доріг та їх споруджень визначається тільки при достатньому обґрунтуванні і неможливості інших варіантів перетину перешкод у межах існуючих шляхів загальної транспортної мережі.

При проектуванні траси трубопроводу необхідно враховувати перспективи розвитку міст та інших населених пунктів, промислових і сільськогосподарських підприємств, залізних і автомобільних доріг та інших об'єктів і трубопроводу, що проектується, на перспективу 20 років, а також умови спорудження та обслуговування трубопроводу під час його експлуатації (будівлі і спорудження, що існують, будуються,

проектуються та на реконструкції; меліорація земель, що зайняті болотом, іригація пустельних і степових районів, використання водних об'єктів і т.д.), виконувати прогнозування змін природних умов під час спорудження та експлуатації магістральних трубопроводів.

Не припустиме прокладання магістральних трубопроводів в тунелях залізних і автомобільних доріг, а також в тунелях спільно з електричними кабелями і кабелями зв'язку і трубопроводами іншого призначення.

Не припустиме прокладання трубопроводів по мостах залізних і автомобільних доріг всіх категорій і поблизу електричних кабелів, кабелів зв'язку та іншими трубопроводами за винятком випадків прокладання: кабелю технологічного зв'язку цього трубопроводу на підводних перетинах і на перетинах через залізничні та автомобільні дороги; газопроводів діаметром до 1000 мм та тиском 2,5 МПа і нафтопроводів і нафтопродуктопровід діаметром 500 мм і менше по мостах (що не горять) автомобільних доріг III, IV і V категорій. При цьому ділянки трубопроводів, що прокладаються по мосту і на підходах до нього, слід відносити до I категорії.

Прокладання трубопроводів по мостах, по яких прокладені кабелі міжміського зв'язку, допустиме лише після погодження з відповідними державними структурами.

Прокладання трубопроводу на ділянках, де прогноуються зсуви земної поверхні, повинні передбачатися нижче дзеркала ковзання або на земній поверхні на опорах, заглиблених нижче дзеркала ковзання на глибину, що виключає можливість зміщення цих опор.

Трасу трубопроводів, що перетинають селеві потоки, слід вибирати поза зоною динамічного удару потоків.

При виборі траси для підземних трубопроводів в умовах північного клімату слід по можливості уникати ділянки з підземними льодами та іншими подібними геологічними утвореннями, косогори з льодонасиченими та надто зволженими ґрунтами. Горби здимання слід обходити з низової сторони.

Основним принципом використання ґрунтів, для умовах північного клімату, в якості основи для трубопроводів і їх споруд є принцип, при якому ці ґрунти слід застосовувати в мерзлому стані, збереженому в процесі будівництва і протягом всього заданого періоду експлуатації трубопроводу.

При прокладанні газопроводів на окремих ділянках по ґрунтах, для умовах північного клімату, з малим вмістом льоду допустиме їх відтавання в процесі будівництва або експлуатації.

При прокладанні газопроводів, що транспортують газ з температурою нижче 0°C , на ділянках, з ґрунтами схильних до здимання, необхідно передбачати спеціальні заходи відповідно до СНиП, здійснення яких виключає можливість прояву неприпустимих деформацій споруд під трубопроводами.

Відстані від вісі підземних і наземних (в насипу) трубопроводів до населених пунктів, окремих промислових і сільськогосподарських підприємств, будівель і споруд повинні прийматися в залежності від класу і діаметра трубопроводів, ступеня відповідальності і необхідності забезпечення їх безпеки, але не менше значень, зазначених в табл. 4.

Об'єкти, будівлі та споруди		Мінімальні відстані, м, від вісі												
		газопроводів						Нафтопроводів і Нафтопродуктопроводів						
		класу												
		I			II			IV		III		II		I
		умовним діаметром												
				300 мм і менше	від 300 мм до 600 мм	від 600 мм до 800 мм	від 800 мм до 1000 мм	від 1000 мм до 1200 мм	від 1200 мм до 1400 мм	300 мм і менше	від 300 мм	300 мм і менше	від 300 мм до 500 мм	від 500 мм до 1000 мм
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1.	Міста та інші населені пункти; колективні сади із садовими будиночками, дачні селища; окремі промислові і сільськогосподарські	100	150	200	250	300	350	75	125	75	100	150	200	

	<p>підприємства; тепличні комбінати і господарства; птахофабрики; молокозаводи; кар'єри розробки корисних копалин; гаражі та відкриті стоянки для автомобілів індивідуальних власників на кількість автомобілів понад 20; окремо розташовані будинки з масовим скупченням людей (школи, лікарні, дитячі садки, вокзали і т.д.); житлові будинки 3-поверхові і вище; залізничні станції; аеропорти; морські і річкові порти і пристані; гідроелектростанції; гідротехнічні споруди морського і річкового транспорту; очисні споруди та насосні станції водопровідні, що не відносяться до магістрального трубопроводу, мости залізниць загальної мережі та автомобільних доріг I і II категорій із прольотом понад 20 м (при прокладанні нафтопроводів і нафтопродуктопроводів нижче мостів за течією); склади легкозаймистих рідин і газів з обсягом збереження понад 1000 м³; автозаправні станції; вежі і споруди багатоканальної лінії технологічного зв'язку трубопроводів, вежі і споруди багатоканальної лінії зв'язку інших відомств; телевізійні вежі</p>												
2.	<p>Залізничні загальної мережі (на перегонах) та автодороги I-III категорій, паралельно яким прокладається трубопровід; окремо розташовані: житлові будівлі 1-2-</p>	75	125	150	200	225	250	75	100	50	50	75	100

	нафтопродуктопроводів вище за течією: - від мостів залізних і автомобільних доріг, промислових підприємств і гідротехнічних споруд - від пристаней і річкових вокзалів - від водозаборів	-	-	-	-	-	-	-	-	300	300	300	500
		-	-	-	-	-	-	-	-	1000	1000	1000	1500
		-	-	-	-	-	-	-	-	3000	3000	3000	3000
8.	Території ГРС, автоматизованих газорозподільних станцій (АГРС), регуляторних станцій, призначених для забезпечення газом: - міст; населених пунктів; підприємств; окремих будівель і споруд; інших споживачів; - об'єктів газопроводу (пунктів виміру витрати газу та ін.)	50	75	100	125	150	175	50	75	-	-	-	-
		25	25	25	25	25	25	25	25	-	-	-	-
9.	Автоматизовані електростанції; апаратура зв'язку, телемеханіки і автоматики	Не менше 15 м від крайньої нитки											
10.	Магістральні зрошувальні канали і колектори, річки та водойми, уздовж яких прокладається трубопровід; водозабірні споруди і станції зрошувальних систем	25	25	25	25	25	25	25	25	75	100	150	200
11.	Спеціальні підприємства, споруди, майданчики, зони, що охороняються, склади вибухових і вибухонебезпечних речовин, кар'єри корисних копалин, видобування в яких відбувається з застосуванням вибухових робіт, склади зріджених горючих газів	За погодженням із зацікавленими організаціями та відповідними органами Державного нагляду											
12.	Повітряні лінії електропередачі високої напруги, паралельно яким												

	прокладається трубопровід (у тому числі в обмежених умовах траси); опори повітряних ліній електропередачі високої напруги при перетині їх трубопроводом; відкриті і закриті трансформаторні підстанції та закриті розподільні пристрої напругою 35 кВ і більше	Відповідно до діючих вимог СНиП та ДСТУ											
13.	Земляна споруда для аварійного випускання нафти і конденсату з трубопроводу	50	75	75	75	100	100	50	50	30	30	50	50
14.	Кабелі міжміського зв'язку і силові електричні кабелі	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
15.	Вежі і споруди зв'язку трубопроводів, які не потребують постійного обслуговування	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
16.	Підсилювальні пункти кабельного зв'язку в підземних термокамерах, які не потребують постійного обслуговування	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
17.	Постійні дороги біля траси, призначені тільки для обслуговування трубопроводів	Не менше 10 м											

Примітки: 1. Відстані, зазначені в таблиці, слід приймати: для міст і інших населених пунктів – від проектної міської межі на розрахунковий термін 20-25 років; для окремих промислових підприємств, залізничних станцій, аеродромів, морських і річкових портів та пристаней, гідротехнічних споруд, складів горючих і легкозаймистих матеріалів, артезіанських свердловин - від кордонів відведених їм територій з урахуванням їх розвитку; для залізниць - від підшви насипу або брівки виїмки з боку трубопроводу, але не менше 10

м від межі смуги відводу дороги; для автомобільних доріг - від підшви насипу земляного полотна; для всіх мостів - від підшви конусів; для окремих будинків і споруд - від найближчих виступаючих їх частин.

2. Будівлі або будови, що окремо стоять, це ті, які розташовано за межами населеного пункту на відстані не менше 50 м від найближчих до нього будівель або споруд.

3. Мінімальні відстані від мостів залізних і автомобільних доріг з прольотом 20 м і менше слід приймати такі ж, як від відповідних доріг.

4. При відповідному обґрунтуванні допустимо скорочувати в гр. 3-9 таблиці (за винятком поз. 5, 8, 10, 13-16) і в гр. 2 тільки для поз. 1-6 відстані від газопроводів не більше, ніж на 30% за умови віднесення ділянок трубопроводів до II категорії з 100%-ним контролем монтажних зварних з'єднань рентгенівськими або гамма-променями і не більше, ніж на 50% при віднесенні їх до категорії В, при цьому зазначені в поз. 3 відстані допускається скорочувати не більше, ніж на 30% за умови віднесення ділянок трубопроводів до категорії В.

Зазначені в поз. 1, 4 і 10 відстані для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів допускається скорочувати не більше, ніж на 30% за умови збільшення номінальної (розрахункової) товщини стінки труб на таку величину у відсотках, на яку скорочується відстань.

5. Мінімальні відстані від вісі газопроводів до будівель і споруд при надземному прокладанні, передбачені в поз. 1, слід приймати збільшеними в 2 рази, в поз. 2-6, 8-10 і 13 – в 1,5 рази. Ця вимога стосується і ділянок надземного прокладання довжиною понад 150 м.

6. Відстані до об'єктів, відсутніх в цій таблиці, слід приймати за погодженням з відповідними органами і зацікавленими організаціями.

7. При розташуванні будівель і споруд на відмітках вище відміток нафтопроводів і нафтопродуктопроводів допустиме зменшення зазначених в поз. 1, 2, 4 і 10 відстаней до 25% за умови, що прийняті відстані повинні бути не менше 50 м.

8. При надземному прокладанні нафтопроводів і нафтопродуктопроводів допускаються мінімальні відстані від населених пунктів, промислових підприємств, будівель і споруд до вісі трубопроводів слід приймати згідно табл. 4 як для підземних нафтопроводів, але не менше 50 м.

9. Для газопроводів, що прокладаються в лісових районах, мінімальні відстані від залізних і автомобільних доріг допускається скорочувати на 30%.

10. Зазначені в поз. 7 мінімальні відстані від підводних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів допускається зменшувати до 50% за умови укладання цих трубопроводів в сталевих футлярах.

11. Газопроводи та інші об'єкти, з яких можливий викид або витік газу в атмосферу, повинні розташовуватися за межами смуг повітряних підходів до аеродромів і вертолітних майданчиків.

12. Знак "–" в таблиці означає, що відстань не регламентується.

Відстані від КС, ГРС, НПС газопроводів, нафтопроводів або конденсатопроводів до населених пунктів, промислових підприємств, будівель і споруд слід приймати в залежності від класу і діаметра газопроводу та категорії нафтоперекачувальних насосних станцій та необхідності забезпечення їх безпеки, але не менше значень, зазначених в табл. 5.

Об'єкти, будівлі та споруди		Мінімальні відстані, м										
		від КС і ГРС								від НПС		
		Класу газопроводу								Категорія НПС		
		I				II				III	II	I
		умовним діаметром газопроводу, мм										
		300 мм і менше	від 300 мм до 600 мм	від 600 мм до 800 мм	від 800 мм до 1000 мм	від 1000 мм до 1200 мм	від 1200 мм до 1400 мм	300 мм і менше	від 300 мм	від 300 мм до 500 мм	від 500 мм до 1000 мм	від 1000 мм до 1400 мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.	Міста та інші населені пункти; колективні сади із садовими будиночками, дачні селища; окремі промислові і	500 150	500 175	700 200	700 250	700 300	700 350	500 100	500 125	100	150	200

	сільськогосподарські підприємства, тепличні комбінати і господарства; птахофабрики; молокозаводи; кар'єри розробки корисних копалин; гаражі та відкриті стоянки для автомобілів індивідуальних власників на кількість автомобілів понад 20; установки комплексної підготовки нафти і газу та їх групові та збірні пункти; окремо розташовані будинки з масовим скупченням людей (школи, лікарні, клуби, дитячі садки, вокзали і т.д.); житлові будинки 3-поверхові і вище; залізничні станції; аеропорти; морські і річкові порти і пристані; гідроелектростанції; гідротехнічні споруди морського і річкового транспорту; вежі і споруди багатоканальної лінії технологічного зв'язку трубопроводів і інших відомств; телевізійні вежі												
2.	Мости залізниць загальної мережі та автомобільних доріг I і II категорій із прольотом понад 20 м (при прокладанні нафтопроводів і нафтопродуктопроводів нижче мостів за течією); склади легкозаймистих і горючих рідин	250 150	300 175	350 200	400 225	450 250	500 300	250 100	300 125	100	150	200	

	і газів з обсягом збереження понад 1000м ³ ; автозаправні станції; водопровідні споруди, що не відносяться до магістрального трубопроводу											
3.	Залізничі загальної мережі (на перегонах) та автодороги I-III категорій; окремо розташовані: житлові будівлі 1-2-поверхові; будинки лінійних обхідників; кладовища; сільськогосподарські ферми і обгороджені ділянки для організованого випасу худоби.	100 — 75	150 — 125	200 — 150	250 — 200	300 — 225	350 — 250	75 — 75	150 — 100	50	75	100
4.	Мости залізниць промислових підприємств, автомобільних доріг III-V, III і IV категорій із прольотом понад 20 м	125 — 100	150 — 125	200 — 150	250 — 200	300 — 225	350 — 250	100 — 75	150 — 125	100	150	200
5.	Залізничі промислових підприємств	75 — 50	100 — 75	150 — 100	175 — 150	200 — 175	250 — 200	50 — 50	100 — 75	50	75	100
6.	Автомобільні дороги III-V категорій	75 — 50	100 — 75	150 — 100	175 — 150	200 — 175	250 — 200	50 — 50	100 — 75	20	20	20
										(але не менше 100 м від найближчого наземного резервуара, резервуарного парку)		
7.	Нежитлові і підсобні будівлі, що стоять окремо (сарай і т.п.); гирла нафтових, газових і	50 — 50	75 — 75	150 — 100	200 — 150	225 — 175	250 — 200	50 — 30	75 — 50	30	50	75

	артезіанських свердловин, які буряться і експлуатуються; гаражі та відкриті стоянки для автомобілів індивідуальних власників на 20 автомобілів і менш; очисні споруди та насосні каналізаційні станції											
8.	Відкриті розподільні пристрої 35, 110, 220 кВ електропідстанцій, що живлять КС і НПС магістральних трубопроводів та інших споживачів	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
9.	Відкриті розподільні пристрої 35, 100, 220 кВ електропідстанцій, що живлять КС і НПС магістральних трубопроводів	На території КС і НПС з дотриманням вибухо- і пожежонебезпечних відстаней від будівель і споруд										
10.	Лісові масиви:											
	а) хвойних порід дерев	50	50	50	75	75	75	50	50	50	50	50
	б) листяних порід дерев	20	20	20	30	30	30	20	20	20	20	20
11.	Посадочні майданчика без базування на них вертольотів:											
	важких типу МІ-6, МІ-10	100	100	150	200	225	250	100	100	100	100	100
	середніх типу МІ-4, МІ-8	75	75	150	200	225	250	75	75	75	75	75
	легких типу МІ-2 (Висота будівель і споруд трубопроводів, що знаходяться в	60	75	150	200	225	250	60	60	60	60	75

	смузі повітряних підходів вертольотів, не повинна перевищувати розміру площини обмеження висоти перешкод відповідно до вимог нормативних документів, затверджених в установленому порядку)												
12.	Спеціальні підприємства, споруди, майданчики, зони, що охороняються, склади вибухових і вибухонебезпечних речовин, кар'єри корисних копалин, видобуток на яких відбувається із застосуванням вибухових робіт, склади зріджених горючих газів	За погодженням із зацікавленими організаціями і відповідними структурами											
13.	Повітряні лінії електропередачі високої напруги	Відповідно до діючих вимог СНиП та ДСТУ											
14.	Факел для спалювання газу	100	100	100	100	100	100	100	100	100	–	–	–

Примітки. 1. Відстані, зазначені над ризикою, відносяться до КС, під ризикою – до ГРС.

2. Примітки 1-3 до табл. 4 поширюються і на цю таблицю.

3. Категорії НПС слід приймати:

I категорія – при ємності резервуарного парку понад 100000 м³;

II категорія – при ємності резервуарного парку понад 20000 до 100000 м³ включно;

III категорія – при ємності резервуарного парку до 20 000 м³ і НПС без резервуарних парків.

4. Відстані слід приймати: для будівель і споруд по поз. 1 - від будівлі компресорного цеху; для НПС, ГРС і будинків і споруд по поз. 1-14 і для КС по поз. 2-14 - від огорожі станцій.

5. Вежі лінії зв'язку трубопроводів допустимо розташовувати на території КС і НПС, при цьому відстань від місця їх встановлення до технологічного обладнання повинно бути не менше висоти самих веж.

6. Вежі зв'язку, які не потребують постійного обслуговування, допустимо розташовувати на території ГРС, при цьому відстань від місця їх встановлення до технологічного обладнання газорозподільних станцій має бути не менше висоти самих веж.

7. НПС повинна розташовуватися, зазвичай, нижче відміток населених пунктів та інших об'єктів. При розробці відповідних заходів, що запобігають розливання нафти або нафтопродуктів при аварії, допустимо розташовувати зазначені станції на однакових позначок або вище населених пунктів і промислових підприємств.

8. Знак "-" в таблиці означає, що відстань не регламентується.

Мінімальні відстані між паралельними нитками трубопроводів, що одночасно прокладаються в одному технічному коридорі, слід приймати:

- при підземному прокладанні газопроводів, нафтопроводів і нафтопродуктопроводів - відповідно до вимог СНиП;

- при надземному, наземному або комбінованому прокладанні нафтопроводів і нафтопродуктопроводів - в залежності від умов прокладання.

Відстані між трубопроводами, що паралельно будуються і діючими в одному технічному коридорі слід приймати з умов технології потокового будівництва, забезпечення безпеки під час виконання робіт та надійності їх в процесі експлуатації.

Відстань між паралельними нитками газопроводів і нафтопроводів і нафтопродуктопроводів необхідно передбачати як для газопроводів.

При паралельному прокладанні трубопроводів різних діаметрів відстань між ними слід приймати як для трубопроводу великого діаметра.

Відстані між паралельними нитками трубопроводів (при одночасному будівництві і будівництві паралельно діючому трубопроводу), що прокладаються в одному технічному коридорі в районах північного клімату, які втрачають при відтаванні несучу здатність, слід приймати з умов технології потокового будівництва, гідрогеологічних особливостей району, забезпечення безпеки під час виконання робіт та надійності трубопроводів в процесі експлуатації, але між нафтопроводами та газопровадами не менше 1000 м.

Спосіб прокладання паралельних ниток газопроводів		Мінімальні відстані між паралельними нитками газопроводів, м					
		на відкритій місцевості або при наявності між газопроводами лісосмуги шириною менше 10 м			при наявності між газопроводами лісосмуги шириною понад 10 м		
		при умовному діаметрі газопроводу, мм					
першої	другої	до 700	від 700 до 1000	від 1000 до 1400	від 700	від 700 до 1000	від 1000 до 1400
наземний	наземний	20	30	45	15	20	30
“	підземний	20	30	45	15	20	30
надземний	“	20	30	45	15	20	30
“	надземний	40	50	75	25	35	50
“	наземний	40	50	75	25	35	50

Примітка. При наявності на підземних газопроводах окремих наземних чи надземних ділянок довжиною не більше 100 м (переходи через яри і т.д.) може бути зменшена мінімальна відстань між паралельними нитками на цих ділянках до 25 м, а при віднесенні цих ділянок до II категорії зазначені відстані слід приймати як для підземної прокладки.

Таблиця 7

Умовний діаметр трубопроводу, що проектується, мм	Мінімальну відстань у між віями діючого підземних трубопроводів та тих, що проектуються, м	
	в межах земель несільськогосподарського призначення або непридатних для сільського господарства; Державного лісового фонду	в межах земель сільськогосподарського призначення (при знятті і відновленні родючого шару)
До 400 включно	11	20
Більше ніж 400 до 700 включно	14	23
Більше ніж 700 до 1000 включно	15	28
Більше ніж 1000 до 1200 включно	16	30
	(для газопроводів)	
	32	32
	(для нафтопроводів і нафтопродуктопроводу діаметром 1200 мм)	
Більше ніж 1200 до 1400 включно	18	32
	(для газопроводів)	

Примітка. Для гірської місцевості, а також для переходів через природні і штучні перешкоди зазначені в табл. 7 відстані припустимо зменшувати.

Спосіб прокладання паралельних ниток газопроводів		Мінімальну відстань між нитками, м; при умовному діаметрі газопроводів, мм		
першої	другої	до 700	від 700 до 1000	від 1000 до 1400
підземний	підземний	60	75	100
наземний	наземний	50	60	80
підземний	“	50	60	80
“	надземний	50	60	80
надземний	“	40	50	75
наземний	“	40	50	75

Трубопроводи, що проектуються, повинні розташовуватися на всьому протязі, як правило, з одного боку від існуючих трубопроводів при паралельному їх прокладанні.

Взаємні перетини діючих трубопроводів і тих, що проектуються, допустимі у виняткових випадках при неможливості дотримання мінімальних відстаней від вісі магістральних трубопроводів до населених пунктів, промислових підприємств і споруд.

При прокладанні нафтопроводів і нафтопродуктопроводів зріджених вуглеводневих газів поблизу населених пунктів і промислових підприємств, розташованих на відмітках нижче цих трубопроводів на відстані від них менше 500 м при діаметрі труб 700 мм і менше 1000 м - при діаметрі труб понад 700 мм, з низової сторони трубопроводу повинна передбачатися канава, що забезпечує при аварії відведення продукту, що розлився. Випуск з низової канави повинен бути передбачений в безпечні для населених пунктів місця.

Трасу відвідних каналів слід передбачати згідно рельєфу місцевості. Складування вийнятого з каналу ґрунту слід передбачати з низової сторони у вигляді призми, яка повинна бути додатковим захистом від продукту в разі його витікання з трубопроводу.

З верхової сторони від трубопроводу при великих площах водозбору повинна передбачатися канава для відводу води від опадів.

У місцях перетину магістральних трубопроводів з лініями електропередачі напругою 110 кВ і вище повинна передбачатися тільки підземне прокладання трубопроводів під кутом не менше 60°. При цьому трубопроводи, що прокладаються в районах північного клімату на відстані 1000 м в обидва боки від перетину, повинні прийматися II категорії.

Мінімальна відстань від найближчого магістрального газопроводу першого класу діаметром 1000 мм і більше і від кордонів технічних коридорів трубопроводів до меж проектної забудови міст та інших населених пунктів в районах північного клімату слід приймати не менше 700 м.

В умовах обмеженого простору, коли ці відстані витримати неможливо, допустиме їх скорочення до 350 м за умови підвищення категорії таких ділянок до I категорії і прийняття додаткових заходів, що забезпечують безпечну експлуатацію трубопроводу, або до значень, наведених в табл. 4.

Ширина простору для прокладання трубопроводів паралельно лінії електропередачі 6, 10 кВ в межах лісового фонду приймається як для обмежених ділянок траси згідно з вимогами узгодженими з відповідними структурами.

Лекція 3

КОНСТРУКЦІЯ ТРУБОПРОВОДІВ

3.1. КОНСТРУКТИВНІ ВИМОГИ ДО ТРУБОПРОВОДУ

Діаметр трубопроводів повинен визначатися розрахунком згідно з нормами технологічного проектування.

При відсутності необхідності транспортування продукту в зворотному напрямку трубопроводи слід проектувати з труб зі стінкою різної товщини в залежності від падіння робочого тиску по довжині трубопроводу і умов експлуатації.

Установку запірної арматури, що з'єднується за допомогою фланців, слід передбачати в колодязях, наземних вентиляльованих огорожах. Огорожі та кіоски слід проектувати з негорючих матеріалів.

Допустимі радіуси вигину трубопроводу в горизонтальній і вертикальній площинах слід визначати розрахунком з умови міцності, місцевої стійкості стінок труб і стійкості положення. Мінімальний радіус вигину трубопроводу з умови проходження очисних пристроїв повинен становити не менше п'яти його діаметрів.

Довжина патрубків (прямих вставок), які вварюють в трубопровід, повинна бути не менше 250 мм. У обв'язувальних трубопроводах КС, ГРС і НПС допускаються прямі вставки довжиною не менше 100 мм при діаметрі їх не більше 530 мм.

На трубопроводі повинні бути передбачені вузли пуску і прийому очисних і пристроїв, що розділяють, конструкція яких визначається проектом. Вузли пуску і

прийому очисних пристроїв для очищення порожнини в процесі експлуатації повинні передбачатися на газопроводах, нафтопроводах і нафтопродуктопроводах діаметром понад 500 мм (для зріджених газів понад 150 мм). Трубопровід в межах одної ділянки, що очищується, повинен мати постійний внутрішній діаметр лінійної арматури без виступаючих всередину трубопроводу вузлів або деталей.

При проектуванні вузлів відгалужень від основного трубопроводу, а також відгалужень з непостійним внутрішнім діаметром (понад 0,3 діаметра основного трубопроводу), повинні передбачатися проектні рішення, що виключають можливість попадання очисного пристрою в відгалуження.

На ділянках переходів трубопроводу через природні та штучні перешкоди, діаметр яких відрізняється від діаметра основного трубопроводу, допускається передбачати самостійні вузли пуску і прийому очисних пристроїв.

Трубопровід і вузли пуску і прийому очисних пристроїв повинні бути обладнані сигнальними приладами, що реєструють проходження очисних пристроїв.

У місцях примикання магістральних трубопроводів до об'язувальних трубопроводів компресорних і насосних станцій, вузлів пуску і прийому очисних пристроїв, переходах через водні перешкоди в дві нитки і більше, перемичках і вузлів підключення трубопроводів необхідно визначати величину поздовжніх переміщень сусідніх ділянок трубопроводів від впливу внутрішнього тиску і зміни температури металу труб. Поздовжні переміщення повинні враховуватися при розрахунку зазначених конструктивних елементів, що приєднуються до трубопроводу. З метою зменшення поздовжніх переміщень трубопроводу слід передбачати спеціальні заходи, в тому числі

установку відкритих компенсаторів різних форм або підземних компенсаторів – упорів тієї ж конфігурації. При прокладанні підземних трубопроводів діаметром 1000 мм і більше в ґрунтах з низькою здатністю затискання в проекті повинні бути передбачені спеціальні рішення по забезпеченню стійкості трубопроводу.

На трасі трубопроводу повинне передбачатися встановлення сигнальних залізобетонних або дерев'яних знаків висотою 1,5 – 2 м від поверхні землі, які повинні бути оснащені відповідними щитами з написами – покажчиками. Знаки встановлюються в межах видимості, але не більше, ніж через 1 км, а також додатково на кутах повороту.

3.2. РОЗМІЩЕННЯ АРМАТУРИ НА ТРУБОПРОВОДАХ

На трубопроводах слід передбачати монтаж запірної арматури на відстані, що визначається розрахунком, але не більше 30 км.

Крім того, монтаж запірної арматури необхідно передбачати:

- на обох берегах водних перешкод при їх перетині трубопроводом в дві нитки або більше відповідно до вимог проектування і на однопіткових переходах категорії В;
- на початку кожного відгалуження від трубопроводу на відстані не менше 15 м;
- на відгалуженнях до ГРС при протяжності відгалужень понад 1000 м на відстані 300-500 м від ГРС;
- на вході і виході газопроводів з УКПГ, КС, СПЗГ і головних споруд на відстані не менше: газопроводу діаметром 1400 мм – 1000 м, діаметром менше 1400 мм до 1000 мм включно – 750 м і діаметром менше 1000 мм – 500 м (охоронні крани);

- по обидва боки автомобільних мостів (при прокладанні по ним газопроводу) на відстані не менше 250 м;

- на одному або обох кінцях ділянок нафтопроводів і нафтопродуктопроводів, що проходять на позначках вище міст та інших населених пунктів і промислових підприємств, на відстані, що встановлюється проектом залежно від рельєфу місцевості;

- на нафтопроводах і нафтопродуктопроводах при перетині водних перешкод в одну нитку – місце розміщення запірної арматури в цьому випадку приймається в залежності від рельєфу земної поверхні, що примикає до переходу, і необхідності запобігання надходження продукту, що транспортується в водойму;

- на обох берегах боліт III типу протяжністю понад 500 м.

На однопіткочових підводних переходах газопроводів через водні перешкоди монтаж запірної арматури передбачається при необхідності.

Примітка:

1. Місце монтажу запірної арматури для нафтопродуктопроводів, зазвичай, має поєднуватися з місцями з'єднання ділянок трубопроводів з різною товщиною стінок.

2. Місце встановлення охоронних кранів від головних споруд приймається від кордонів їх територій, КС – від кордонів вузла підключення КС до магістралі (від осей врізання крайніх зовнішніх всмоктуючого і нагнітального газопроводів). При віддалені КС від магістрального газопроводу на відстані понад 700 м при наявності природних перешкод (ярів, складного рельєфу і т.п.) слід передбачати установку запірної арматури з продувними свічками (автоматика по аналогії з кранами на вузлі підключення КС в

магістральний газопровід на всмоктуючих і нагнітальних газопроводах) на відстані 250 м від огорожі КС.

При паралельному прокладанні двох ниток або більше газопроводів вузли лінійної запірної арматури на окремих нитках належить зміщувати відстань не менше 100 м один від одного по дну трубопроводу. В складних умовах траси (гірський рельєф, болота, штучні і природні перешкоди) вказану відстань може бути зменшена до 50 м. При паралельному підключенні одного газопроводу-відгалуження до двох або декількох основних ниткам газопроводу або підключенні декількох ниток відгалуження до одного газопроводу вузли лінійної запірної арматури необхідно зміщувати на відстань не менше 30 м одна від одної.

Запірна арматура діаметром 400 мм і більше повинна встановлюватися на фундаментні плити, що встановлюються на ущільнену основу.

Газопроводи і обв'язувальна арматура лінійної запірної арматури, що знаходиться під тиском, продувні лінії і перемички, – слід передбачати в підземному виконанні кранами, що монтуються не в колодязях.

Доступ персоналу повинен передбачатися тільки до приводу крана.

На обох кінцях ділянок газопроводу між запірною арматурою, на вузлах підключення КС і вузлах прийому і пуску очисних пристроїв слід передбачати монтаж продувних свічок на відстані не менше 15 м від запірної арматури при діаметрі газопроводу до 1000 мм і не менше 50 м – при діаметрі газопроводу 1000 мм і більше.

Монтаж запірної арматури і продувних свічок слід передбачати на відстані від будівель і споруд, що не відносяться до газопроводу, не менше 300 м.

При прокладанні газопроводів паралельно автомобільним дорогам і залізницях, лініям електропередачі і зв'язку запірну арматуру з продувними свічками допускається розташовувати на тій же відстані від доріг і ліній, що і газопровід.

При перетині газопроводом автомобільних доріг і залізниць, ліній електропередач та зв'язку відстань від продувних свічок до зазначених споруд повинно прийматися не менше значень, передбачених при їх паралельному прокладанні.

У всіх перерахованих випадках відстань від продувних свічок запірної арматури до мостів і віадуків має бути не менше 300 м, від ліній електропередач - відповідно до вимог, які затверджені відповідними структурами.

Висота продувної свічки повинна бути не менше 3 м від рівня землі.

Для контролю наявності конденсату і випуску його на газопроводах слід передбачати місця монтажу збірників конденсату, які визначаються проектом.

Трубопроводи, які прокладено паралельно та одного призначення, повинні бути пов'язані між собою перемичками.

Вузли монтажу запірної арматури повинні проектуватися з уніфікованих заготовок.

Запірна арматура, що встановлюється на нафтопроводах і нафтопродуктопроводах і трубопроводах скрапленого газу в місцях переходу через річки або проходження їх на відмітках вище населених пунктів і промислових підприємств на відстані менше 700 м, повинна бути обладнана пристроями, що забезпечують дистанційне керування.

Лінійна арматура газопроводів I класу діаметром 1000 мм і більше, а також нафтопроводів і нафтопродуктопроводів на переходах через водні перешкоди повинна бути оснащена автоматикою аварійного закриття.

На ділянках нафтопроводів, нафтопродуктопроводів і трубопроводів зріджених вуглеводневих газів, що примикають до підводних переходів, необхідно передбачати пристрої, що виключають скупчення газу або повітря в трубопроводах в місцях їх переходу через водні перешкоди.

Лекція 4

ПРОКЛАДАННЯ ТРУБОПРОВОДІВ

4.1. ПІДЗЕМНЕ ПРОКЛАДЕННЯ ТРУБОПРОВОДІВ

Заглиблення трубопроводів до верху труби слід приймати не менше:

- при умовному діаметрі менше 1000 мм – 0,8 м;
- при умовному діаметрі 1000 мм і більше (до 1400 мм) – 1,0 м;
- на болотах або торф'яних ґрунтах, які планується осушувати – 1,1 м;
- в піщаних барханах, рахуючи від їх нижніх відміток – 1,0 м;
- в скельних ґрунтах, болотистій місцевості при відсутності проїзду автотранспорту і сільськогосподарських машин – 0,6 м;
- на землях, які підлягають оранню та зрошуванню – 1,0 м;
- при перетині зрошувальних і осушувальних (меліоративних) каналів – 1,1 м (від дна каналу).

Заглиблення нафтопроводів і нафтопродуктопроводів на додаток до зазначених вимог має визначатися також з урахуванням оптимального режиму перекачування і властивостей продуктів, що перекачуються відповідно до вказівок, викладених в нормах технологічного проектування.

Заглиблення трубопроводу з баластом визначається як відстань від поверхні землі до верху конструкції баласту.

Заглиблення трубопроводів, що транспортують гарячі продукти при позитивному перепаді температур в металі труб, має бути додатково перевірено розрахунком на поздовжню стійкість трубопроводів під впливом стискаючих температурних напружень.

5.3. Ширину траншеї по низу слід призначати не менше:

$D + 300$ мм – для трубопроводів діаметром до 700 мм;

$1,5D$ – для трубопроводів діаметром 700 мм і більше.

При діаметрах трубопроводів 1200 і 1400 мм і при траншеях з укосом понад 1:0,5 ширину траншеї по низу може бути зменшена до величини $D + 500$ мм (де D – умовний діаметр трубопроводу).

Під час баластування трубопроводів вантажами ширину траншеї слід призначати за умови забезпечення відстані між вантажем і стінкою траншеї не менше 0,2 м.

На ділянці траси з рельєфом місцевості, який різко змінюється, а також у заболочених місцях допускається укладання трубопроводів в спеціальні земляні насипи, що виконуються з ретельним пошаровим ущільненням і поверхневим закріпленням ґрунту. При перетині водотоків в тілі насипів повинні бути передбачені водопропускні отвори.

При взаємному перетині трубопроводів відстань між ними в світлі повинна прийматися не менше 350 мм, а перетин виконуватися під кутом не менше 60°.

Перетини між трубопроводами та іншими інженерними мережами (водопровід, каналізація, кабелі та ін.) повинні проектуватися відповідно до вимог СНиП.

Для трубопроводів діаметром 1000 мм і більше в залежності від рельєфу місцевості повинно передбачатися попереднє планування траси. При плануванні будівельної смуги

в районі рухливих барханів останні слід зрізати до відповідного рівня, не зачіпаючи природні ущільненні ґрунти. Після засипки покладеного трубопроводу смуга барханних пісків над ним і на відстані не менше 10 м від вісі трубопроводу в обидва боки повинна бути укріплена спеціальними речовинами (наприклад: відходи крекінг-бітуму і т.п.).

При проектуванні трубопроводів діаметром 700 мм і більше на поздовжньому профілі повинні бути вказані як офіційні відмітки землі, так і проектні відмітки трубопроводу.

При прокладенні трубопроводів в скельних, гравійно-галечникових і ґрунтах із щебенем і засипці цими ґрунтами слід передбачати влаштування підсипки з м'яких ґрунтів товщиною не менше 10 см. Готові покриття в цих умовах повинні бути захищені від пошкодження шляхом присипки трубопроводу м'яким ґрунтом на товщину 20 см або застосуванням спеціальних пристроїв, що забезпечують захист ізоляційних покриттів від пошкоджень при засипці.

Проектування підземних трубопроводів для районів поширення ґрунтів II типу просідання необхідно здійснювати з урахуванням вимог СНиП.

Для ґрунтів I типу просідання проектування трубопроводів виконуються як для умов ґрунтів, які не просідають.

Тип і величину можливого просідання ґрунтів слід визначати відповідно до вимог СНиП.

При прокладенні трубопроводів у напрямку ухилу місцевості понад 20% слід передбачати влаштування протиерозійних екранів і перемичок як з природного ґрунту (наприклад, глинистого), так і з штучних матеріалів.

При проектуванні трубопроводів, що укладаються на косогорах, слід передбачати влаштування нагрітих канав для відводу поверхневих вод від трубопроводу.

При неможливості уникнути виникаючих просідань підстави під трубопроводами при розрахунку трубопроводу на міцність і стійкість слід враховувати додаткові напруги від вигину, викликані цим просіданням під підставами.

При наявності поблизу траси трубопроводів діючих ярів і провалів, які можуть вплинути на безпечну його експлуатацію, слід передбачати заходи щодо їх зміцнення.

На трасі трубопроводів слід передбачати встановлення постійних реперів на відстані не більше 5 км один від одного.

4.2. ПРОКЛАДЕННЯ ТРУБОПРОВОДІВ У ГІРСЬКИХ УМОВАХ

У гірських умовах і в районах з рельєфом місцевості, який сильно змінюється, слід передбачати прокладення трубопроводу в долинах річок поза зоною затоплення або по вододільним ділянкам, уникаючи нестійкі і круті схили, а також райони селевих потоків.

В районах, де можливі зсуви, при малій товщині сповзаючого шару ґрунту слід передбачати підземне прокладення із заглибленням трубопроводу нижче площини ковзання.

Ділянки зсуву, які мають велику протяжність, слід обходити вище зсувного схилу.

При перетині селів слід застосовувати, зазвичай, надземне прокладення.

При підземному прокладенні через селеві потоки або конус виносу укладання трубопроводу слід передбачати на 0,5 м (рахуючи від верху труби) нижче можливого

розмиву русла за рівнем води при 5% забезпеченості. При перетині конусів виносу укладання трубопроводу передбачається по кривій, що обгинає зовнішню поверхню конуса на глибині нижче можливого розмиву в межах нестабільного русла.

Вибір типу прокладення трубопроводів і проектних рішень щодо їх захисту при перетині селевих потоків слід здійснювати з урахуванням забезпечення надійності трубопроводів і техніко-економічних розрахунків.

Для захисту трубопроводів при прокладенні їх в зазначених районах можуть передбачатися зменшення схилів, водозахисні пристрої, дренавання підземних вод, спорудження підпірних стін та ін.

При проектуванні трубопроводів, укладання яких повинно проводитися на косогорах з поперечним ухилом $8 - 11^\circ$, необхідно передбачати зрізання та підсилення ґрунту з метою влаштування робочої смуги (полиці).

Спорудження полиці в цьому випадку має забезпечуватися за рахунок відсилення насипу безпосередньо на косогорі.

Для запобігання сповзання по косогору трубопроводів при поперечному ухилі $12 - 18^\circ$ необхідно передбачати уступи, з урахуванням властивостей ґрунту.

На косогорах з поперечним ухилом понад 18° полиці передбачаються тільки за рахунок зрізання ґрунту.

У всіх випадках насипний ґрунт повинен бути використаний для проїзду на період виконання будівельно-монтажних робіт і подальшої експлуатації трубопроводу при дотриманні наступної умови:

$$\operatorname{tg} \alpha_k \leq \frac{\operatorname{tg} \varphi_{ep}}{n_C}, \quad (3)$$

де α_k – кут нахилу косогору, град; φ_{ep} – кут внутрішнього тертя ґрунту насипу, град; n_C – коефіцієнт запасу стійкості насипу проти зсуву, що дорівнює 1,4.

Для трубопроводів, що укладаються по косогору з поперечним ухилом понад 35° , слід передбачати влаштування підпірних стін.

Траншея для укладання трубопроводу повинна передбачатися в ґрунті поблизу підшови укосу на відстані, що забезпечує нормальну роботу землерийних машин. Для відводу поверхневих вод у підшови укосу, зазвичай, слід передбачати кювет з поздовжнім ухилом не менше $0,2\%$. В цьому випадку полиці укосу надається ухил 2% в обидва боки від вісі траншеї. При відсутності кювету полиця повинна мати ухил не менше 2% в бік укосу.

Ширина полиці повинна призначатися за умов виконання робіт, можливості влаштування траншеї і механізованого прокладення кабелю зв'язку, а також з урахуванням місцевих умов.

При прокладенні в гірській місцевості двох і більше паралельних ниток трубопроводів слід передбачати роздільні полиці або укладання ниток на одній полиці. Відстань між газопроводами, що укладаються по полицях, визначається проектом за погодженням з відповідними органами Державного нагляду.

При укладанні на одній полиці двох і більше нафтопроводів (нафтопродуктопроводів) відстань між нитками може бути зменшено за умови

відповідного обґрунтування до 3 м. При цьому усі трубопроводи повинні бути віднесені до II категорії.

Допустимо прокладення двох нафтопроводів (нафтопродуктопроводів) IV класу в одній траншеї.

При проектуванні трубопроводів по вузьких гребенях вододілів слід передбачати зрізання ґрунту на ширину 8 – 12 м із забезпеченням ухилу 2% в одну чи обидві сторони.

При прокладенні уздовж трубопроводів кабельної лінії зв'язку ширину зрізання ґрунту допустимо збільшувати до 15 м.

В особливо скрутних районах гірської місцевості допустимо передбачати прокладення трубопроводів в спеціально побудованих тунелях. Економічна доцільність цього способу прокладення повинна бути обґрунтована в проекті. Вентиляція тунелів повинна передбачатися природною. Штучна вентиляція допускається тільки за умови спеціального обґрунтування в проекті.

4.3. ПРОКЛАДЕННЯ ТРУБОПРОВОДІВ В РАЙОНАХ ШАХТНИХ РОЗРОБОК

Проектування трубопроводів, призначених для будівництва на територіях, де проводиться або планується проведення гірничих виробок, слід здійснювати відповідно до вимог СНиП. Вплив деформації земної поверхні на трубопроводи має враховуватися при розрахунку трубопроводів на міцність відповідно до діючих вимог проектування.

Будівництво трубопроводів допустимо здійснювати в будь-яких гірничо-геологічних умовах, в межах території, що підробляється.

Траса трубопроводів на територіях, що підробляються, повинна бути ув'язана з планами виробництва гірських робіт і передбачатися переважно по територіях, на яких вже закінчилися процеси деформації поверхні, а також по територіях, підроблення яких передбачається на більш пізній час.

Перетин шахтних полів трубопроводами слід передбачати:

- на пологих пластах – вхрест простягання;
- на крутопохилих пластах – за простяганням пласта.

Конструктивні заходи щодо захисту підземних трубопроводів від впливу гірничих виробок повинні призначатися за результатами розрахунку трубопроводів на міцність і здійснюватися шляхом збільшення здатності деформації трубопроводів в поздовжньому напрямку за рахунок застосування компенсаторів, які встановлюються в спеціальних нішах, що оберігають компенсатори від ґрунтів. Відстані між компенсаторами встановлюються за розрахунком відповідно до вказівок СНиП.

Підземні трубопроводи, які перетинають розтягнуту зону мульди зрушення, повинні проектуватися як ділянки I категорії.

Надземне прокладення трубопроводів з урахуванням вимог СНиП слід передбачати, якщо розрахунки напруг в підземних трубопроводах не задовольняють відповідним вимогам, а збільшення деформацій трубопроводів шляхом влаштування підземних компенсаторів пов'язано із значними витратами.

Надземне прокладення слід передбачати також на ділянках траси, де за даними гірничо-геологічного обґрунтування можливе утворення на земній поверхні провалів, на переходах через водні перешкоди, яри, залізничні й автомобільні дороги.

На ділянках перетину трубопроводів з місцями виходу тектонічних порушень, біля кордонів шахтного поля або кордонів ціликів, у яких за умовами ведення гірничих робіт очікується припинення всіх виробок, слід передбачати встановлення компенсаторів незалежно від терміну проведення гірничих робіт.

Кріплення до трубопроводу елементів електрохімічного захисту повинно бути податливим, що забезпечує їх збереження в процесі деформації земної поверхні.

4.3. ПРОКЛАДЕННЯ ТРУБОПРОВОДІВ В СЕЙСМІЧНИХ РАЙОНАХ

Проектування лінійної частини трубопроводів і відгалужень від них, призначених для прокладення в районах з сейсмічністю понад 6 балів для надземних і понад 8 балів для підземних трубопроводів, необхідно виконувати з урахуванням сейсмічних впливів.

Сейсмостійкість трубопроводів повинна забезпечуватися:

- вибором сприятливих в сейсмічному відношенні ділянок трас і майданчиків будівництва;
- застосуванням раціональних конструктивних рішень і антисейсмічних заходів;
- додатковим запасом міцності, що приймається при розрахунку міцності і стійкості трубопроводів.

При виборі траси трубопроводів в сейсмічних районах необхідно уникати ділянки косогорів, ділянки з нестійкими ґрунтами і ґрунтами, що просідають, території гірничих виробок і активних тектонічних розломів, а також ділянки, сейсмічність яких перевищує 9 балів.

Прокладення трубопроводів в перерахованих умовах може бути здійснена в разі особливої необхідності при відповідному техніко-економічному обґрунтуванні та узгодженні з відповідними органами Державного нагляду. При цьому в проекті повинні бути передбачені додаткові заходи, що забезпечують надійність трубопроводу.

Всі монтажні зварні з'єднання трубопроводів, що прокладаються в районах з сейсмічністю, повинні піддаватися радіографічному контролю незалежно від категорії трубопроводу або його ділянки.

Не допустиме жорстке з'єднання трубопроводів до стін будівель та споруд і обладнання.

У разі необхідності таких з'єднань слід передбачати влаштування криволінійних вставок або пристроїв, що компенсують, розміри і компенсаційна здатність яких повинні встановлюватися розрахунком.

Введення трубопроводу в будівлі (в компресорні, насосні і т.д.) слід здійснювати через отвір, розміри якого повинні перевищувати діаметр трубопроводу не менше ніж на 200 мм.

При перетині трубопроводом ділянок траси з ґрунтами, що різко відрізняються один від одного сейсмічними властивостями, необхідно передбачати можливість вільного переміщення і деформацію трубопроводу.

При підземному прокладенні трубопроводу на таких ділянках рекомендується спорудження траншеї з пологими схилами і засипка трубопроводу грубозернистим піском, торфом і т.д.

На ділянках перетину трасою трубопроводу активних тектонічних розломів необхідно застосовувати надземне прокладення.

При підземному прокладенні трубопроводу ґрунтова основа трубопроводу має бути ущільненою.

Конструкція опор надземних трубопроводів повинні забезпечувати можливість переміщень трубопроводів, що виникають під час землетрусу.

Для гасіння коливань надземних трубопроводів слід передбачити в кожному прольоті встановлення демпферів, які не перешкоджають переміщенню трубопроводу при зміні температури труби і тиску.

В межах найбільш небезпечних, в сейсмічному відношенні, ділянок траси слід передбачати автоматичну систему контролю і відключення аварійних ділянок трубопроводу.

Для трубопроводів діаметром понад 1000 мм, а також в районах переходів трубопроводів через ріки та інші перешкоди необхідно передбачити встановлення інженерно-сейсмометричних станцій для фіксації коливань трубопроводу і навколишнього масиву ґрунту при землетрусах.

4.4. ПРОКЛАДЕННЯ ТРУБОПРОВОДІВ В РАЙОНАХ ПІВНІЧНОГО КЛІМАТУ

Проектування трубопроводів, призначених для прокладення в районах північного клімату, слід здійснювати відповідно до вимог СНиП, згідно до спеціальних відомчих нормативних документів, затверджених та погоджених з відповідними установами.

Для траси трубопроводу повинні обиратися найбільш сприятливі в інженерно-геологічному відношенні ділянки за матеріалами випереджаючого вивчення території.

Вибір траси для трубопроводу і майданчиків для його об'єктів повинен здійснюватися на основі:

- мерзлотно-інженерно-геологічних карт і карт ландшафтного мікрорайонування оцінки сприятливості освоєння території масштабу не більше 1:100000;
- схематичної прогнозної карти відновлення рослин;
- карт відносного осідання ґрунтів при відтаванні;
- карт коефіцієнтів подорожчання відносної вартості освоєння.

На ділянках траси, де можливий розвиток кріогенних процесів, повинні проводитися попередні інженерні пошуки для прогнозу цих процесів відповідно до вимог СНиП.

Принцип використання ґрунтів північного клімату в якості підстави трубопроводу повинен прийматися відповідно до вимог СНиП в залежності від способу прокладення трубопроводу, режиму його експлуатації і можливості зміни властивостей ґрунту.

При виборі траси трубопроводу на ґрунтах північного клімату слід враховувати вимоги СНиП.

Регулювання теплової взаємодії газопроводу з вічномерзлими і талими ґрунтами повинно проводитися за рахунок охолодження газу в межах, що визначаються теплим розрахунком.

Температура продукту, що транспортується при прокладенні трубопроводу на ґрунтах північного клімату повинна визначатися залежно від способу прокладення і фізичних властивостей цих ґрунтів (просідання, опору зрушенню і ін.).

На окремих ділянках траси трубопроводу допустимо:

- відтавання в процесі експлуатації ґрунтів північного клімату з малим вмістом льоду, якщо воно не супроводжується карстовими процесами і втратою несучої здатності трубопроводу;

- промерзання талих ґрунтів з малою здатністю здимання при транспортуванні газу з мінусовою температурою.

На ділянках невеликої довжини в межах ґрунтів, що просідають, повинні передбачатися заходи, що знижують теплову дію трубопроводу на ґрунти і забезпечують їх відновлення в зимовий період.

При необхідності охолодження газу, що транспортується, воно повинно здійснюватися до температур, рівних або нижче температури ґрунту на глибині закладення. Нижній рівень охолодження повинен визначатися з урахуванням зниження температури газу по довжині газопроводу і мінімальної допустимої температури експлуатації труб.

Глибина прокладення підземного трубопроводу визначається прийнятим конструктивним рішенням, що забезпечує надійність роботи трубопроводу з урахуванням вимог охорони навколишнього середовища.

Висоту прокладення надземного трубопроводу від поверхні землі необхідно приймати в залежності від рельєфу і ґрунтових умов місцевості, теплового впливу трубопроводу, але не менше 0,5 м.

Ділянки надземних трубопроводів, на яких відбувається компенсація деформацій за рахунок переміщення труби впоперек вісі, повинні прокладатися вище максимального рівня снігового покриву не менше, ніж на 0,1 м.

При прокладенні трубопроводів в насипах повинно бути передбачено влаштування водопропускних споруд.

Лекція 5

ПЕРЕХОДИ ТРУБОПРОВІДІВ ЧЕРЕЗ ПРИРОДНІ ТА ШТУЧНІ ПЕРЕШКОДИ

До природних та штучних перешкод відносять: річки, водосховища, канали, озера, ставки, струмки, протоки і болота, яри, балки, залізничні й автомобільні дороги.

5.1. ПІДВОДНІ ПЕРЕХОДИ ТРУБОПРОВІДІВ ЧЕРЕЗ ВОДНІ ПЕРЕШКОДИ

Підводні переходи трубопроводів через водні перешкоди слід проектувати на підставі даних гідрологічних, інженерно-геологічних і топографічних досліджень з урахуванням умов експлуатації в районі будівництва раніше побудованих підводних переходів, існуючих і гідротехнічних споруд, які проектуються, що впливають на режим водної перешкоди в місці переходу, перспективних днопоглиблювальних і виправних робіт в заданому районі перетину трубопроводом водної перешкоди і вимог з охорони рибних ресурсів.

(Проектування переходів за матеріалами досліджень, термін давності яких перевищує 2 роки, без виробництва додаткових досліджень не припустимо.

Місце переходу слід узгоджувати з відповідними структурами, органами по регулюванню використання і охороні вод, охорони рибних запасів та зацікавленими організаціями.).

Кордонами підводного переходу трубопроводу, що визначають довжину переходу, є:

- для багатониткових переходів – ділянка, яка обмежена запірною арматурою, що встановлено на берегах;

- для однопниткових переходів – ділянка, яка обмежена горизонтом високої води.

Прокладення підводних переходів слід передбачати із заглибленням в дно водяних перешкод. Величина заглиблення встановлюється з урахуванням можливих деформацій русла і перспективних днопоглиблювальних робіт.

Проектна відмітка верху забаластованого трубопроводу при проектуванні підводних переходів повинна призначатися на 0,5 м нижче прогнозованого граничного профілю розмиву русла річки, що визначається на підставі інженерних розрахунків, з урахуванням можливих деформацій русла протягом 25 років після закінчення будівництва переходу, але не менше 1 м від природної позначки дна водойми.

При перетині водних перешкод, дно яких складено скельними породами, заглиблення трубопроводу повинно бути не менше 0,5 м, рахуючи від верху забаластованого трубопроводу до дна водойми.

Допустимо, за погодженням з відповідними управліннями, зменшувати глибину закладення трубопроводів і укладати їх безпосередньо по дну водойми. При цьому повинні передбачатися додаткові заходи, що забезпечують їх надійність при експлуатації.

Переходи нафтопроводів і нафтопродуктопроводів через річки і канали слід передбачати, зазвичай, нижче за течією від мостів, промислових підприємств, пристаней, річкових вокзалів, гідротехнічних споруд, водозаборів та інших аналогічних об'єктів, а також нерестовищ і місць масового перебування риб.

При відповідному техніко-економічному обґрунтуванні допустимо розташовувати переходи нафтопроводів і нафтопродуктопроводів через річки і канали вище за течією від зазначених об'єктів на відстанях, які регламентуються СНиП, при цьому повинні розроблятися додаткові заходи, що забезпечують надійність роботи підводних переходів.

Мінімальні відстані від вісі підводних переходів нафтопроводів і нафтопродуктопроводів при прокладенні їх нижче за течією від мостів, пристаней та інших аналогічних об'єктів і від вісі підводних переходів газопроводів до зазначених об'єктів повинні прийматися згідно СНиП для підземного прокладення.

При перетині водних перешкод відстань між паралельними підводними трубопроводами слід призначати виходячи з інженерно-геологічних та гідрологічних умов, а також з умов виконання робіт по влаштуванню підводних траншей та можливості укладання в них трубопроводів та збереження їх при аварії. Мінімальні відстані між осями газопроводів, які заглиблюють в дно водойми з дзеркалом води в межах шириною понад 25 м, повинні бути не менше 30 м для газопроводів діаметром до 1000 мм включно і 50 м для газопроводів діаметром понад 1000 мм.

На багатонитковому переході нафтопроводу і нафтопродуктопроводу, на якому передбачено одночасне прокладення декількох основних трубопроводів (основних ниток) і одного резервного (резервної нитки), допустимо прокладення основних ниток трубопроводів в одній траншеї. Відстань між паралельними нитками, які прокладаються в одній загальній траншеї, і ширина траншеї призначаються в проекті виходячи з умов виконання робіт по влаштуванню підводної траншеї і можливості укладання в неї трубопроводу.

Мінімальні відстані між паралельними трубопроводами, які прокладаються на заплавних ділянках підводного переходу, слід приймати такими ж, як для лінійної частини магістрального трубопроводу.

Підводні трубопроводи на переходах в межах горизонту високої води повинні розраховуватися проти спливання відповідно до вказівок, викладених СНиП.

Якщо результати розрахунку підтверджують можливість спливання трубопроводу, то слід передбачати:

- на ділянці переходу в межах русла – суцільні (бетонні) покриття або спеціальні вантажі, конструкція яких повинна забезпечити надійне їх кріплення до трубопроводу для укладання трубопроводу способом протягування по дну;

- на заплавних ділянках – поодинокі вантажі або закріплення трубопроводів анкерними пристроями.

Ширину підводних траншей по дну слід призначати з урахуванням режиму водної перешкоди, методів її розробки, необхідність водозлазного обстеження та водозлазних робіт поряд з покладеним трубопроводом, способу укладання і умовами прокладення кабелю цього трубопроводу.

Крутизну укосів підводних траншей слід призначати відповідно до вимог СНиП.

Профіль траси трубопроводу слід приймати з урахуванням допустимого радіусу вигину трубопроводу, рельєфу русла річки і розрахункової деформації (граничного профілю розмиву), геологічної будови дна та берегів, необхідного навантаження і способу укладання підводного трубопроводу.

Криві штучного гнуття в русловій частини підводних переходів допустимо передбачати в особливо складних топографічних і геологічних умовах. Застосування зварних відводів в русловій частини не рекомендується.

Криві штучного гнуття на переходах повинні розташовуватися за межами прогнозованого розмиву цих ділянок або перебувати під захистом спеціального кріплення берегів.

Запірну арматуру, яка встановлюється на підводних переходах трубопроводів, згідно СНиП слід розміщувати на обох берегах на відмітках не нижче відміток високої води і вище відміток льодоходу.

На берегах гірських річок арматуру, що відключає, слід розташовувати на відмітках не нижче відміток високої води.

Проектом повинні передбачатися рішення щодо укріплення берегів в місцях прокладення підводного переходу і по запобіганню стоку води вздовж трубопроводу (глиняних перемичок, спеціальних дамб і т.д.).

При ширині водних перешкод при меженному горизонті 75 м і більше в місцях перетину водних перешкод трубопроводом слід передбачати прокладення резервної нитки. Для багатониткових систем необхідність будівництва додаткової резервної нитки незалежно від ширини водної перешкоди встановлюється проектом.

Примітка:

1. При ширині заплави, що заливається понад 500 м за рівнем горизонту високих вод і тривалості підтоплення паводковими водами понад 20 діб, а також при перетині

гірських річок і відповідним обґрунтуванням у проект (наприклад, важкодоступність для проведення ремонту) резервну нитку допустимо передбачати при перетині водних перешкод шириною до 75 м гірських річок.

2. Діаметр резервної нитки визначається проектом.

3. Допустимо передбачати прокладення переходу через водну перешкоду шириною понад 75 м в одну нитку за умови ретельного обґрунтування такого рішення в проекті.

4. При необхідності транспортування по трубопроводу в'язких нафти і нафтопродуктів, тимчасове припинення подачі яких не припустимо, слід передбачати прокладення нафтопроводів і нафтопродуктопроводів через водні перешкоди шириною менше 75 м в дві нитки.

При проектуванні підводних переходів, що прокладаються на глибині понад 20 м з труб діаметром 1000 мм і більше, слід проводити перевірку стійкості поперечного перерізу труб на вплив гідростатичного тиску води з урахуванням вигину трубопроводу.

Підводні переходи через річки і канали шириною 50 м і менше допустимо проектувати з урахуванням поздовжньої жорсткості труб, забезпечуючи закріплення переходу проти спливання на ділянках берегових, що не розмиваються, встановленням вантажу або анкерних пристроїв.

На обох берегах судноплавних і лісосплавних річок і каналів при перетині їх трубопроводами повинні передбачатися сигнальні знаки згідно з відповідною документацією.

На болотах повинна передбачатися підземне прокладення трубопроводів.

Як виняток при відповідному обґрунтуванні допустимо укладання трубопроводів по поверхні болота в тілі насипу (наземне прокладення) або на опорах (надземне прокладення). При цьому повинна бути забезпечена міцність трубопроводу, загальна стійкість його в поздовжньому напрямку і проти спливання, а також захист від теплового впливу в разі розриву однієї з ниток.

При відповідному обґрунтуванні при підземному прокладенні трубопроводів через болота II і III типів довжиною понад 500 м допустимо передбачати прокладення резервної нитки.

Прокладення трубопроводів на болотах слід передбачати, зазвичай, прямолінійно з мінімальною кількістю поворотів.

В місцях повороту слід застосовувати пружний вигин трубопроводів. Надземне прокладення на болотах слід передбачати відповідно до вимог, викладених в СНиП.

Прокладення трубопроводів при переході через болота в залежності від потужності торф'яного шару і водного режиму слід передбачати безпосередньо в торф'яному шарі або на мінеральній основі.

Допустимо прокладення трубопроводів в насипах з рівномірною передачею навантаження на поверхню торфу шляхом вистилання на ньому деревини. Вистилання повинна покриватися шаром місцевого або привізного ґрунту товщиною не менше 25 см, по якому прокладається трубопровід.

Розміри насипу при укладанні в ній трубопроводу діаметром понад 700 мм з розрахунковим перепадом позитивних температур на даній ділянці слід визначати

розрахунком, що враховує вплив внутрішнього тиску і поздовжніх стискаючих зусиль, викликаних зміною температури металу труб в процесі експлуатації.

Найменші розміри насипу повинні прийматися:

- товщина шару ґрунту над трубопроводом не менше 0,8 м з урахуванням ущільнення ґрунту в результаті опадів;

- ширина насипу поверху, яка дорівнює 1,5 діаметра трубопроводу, але не менше 1,5 м;

- укоси насипу в залежності від властивостей ґрунту, але не менше 1:1,25.

У разі використання для насипу торфу зі ступенем розкладання органічної речовини менше 30% необхідно передбачати мінеральне захисне обсіпання зверху торфу товщиною 20 см.

Насип з торфу і мінерального ґрунту для захисту від розмиву і вивітрювання повинна бути укріплена. Матеріали і способи зміцнення насипу встановлюються проектом.

При проектуванні насипу повинен бути передбачений пристрій водопропускних споруд: лотків, відкритих каналів або труб. Дно водопропускних споруд і прилеглі укоси повинні бути укріплені.

Кількість і розміри водопропускних споруд визначаються розрахунком з урахуванням рельєфу місцевості, площі водозбору і інтенсивності стоку поверхневих вод.

Ділянки трубопроводів, які прокладаються в підводній траншеї через болота або заплави, що заливаються, а також в районах з великою кількістю води, повинні бути

розраховані проти спливання. Для забезпечення стійкості прокладення в таких умовах слід передбачати спеціальні конструкції і пристрої для баластування (пристрої з використанням ґрунту, анкера і ін.).

При закріпленні трубопроводу анкерними пристроями анкер не повинен перебувати в шарі торфу, піску або інших подібних ґрунтів, що не забезпечують надійне закріплення анкера, а також в шарі ґрунту, структура якого може бути схильна до руйнування або порушення зв'язності в результаті відтавання, розмивів, вивітрювання, підробітки або інших причин.

5.2. ПІДЗЕМНІ ПЕРЕХОДИ ТРУБОПРОВОДІВ ЧЕРЕЗ ЗАЛІЗНІ І АВТОМОБІЛЬНІ ДОРОГИ

Переходи трубопроводів через залізничні й автомобільні дороги слід передбачати в місцях проходження доріг по насипах або в місцях з нульовими відмітками і у виняткових випадках при відповідному обґрунтуванні в виїмках доріг.

Кут перетину трубопроводу з залізничними і автомобільними дорогами повинен бути, зазвичай, 90° (але не менше 60°). Прокладення трубопроводу через тіло насипу не припустимо.

Ділянки трубопроводів, що прокладаються на переходах через залізниці і автомобільні дороги усіх категорій з удосконаленим покриттям капітального і полегшеного типів, повинні передбачатися в захисному футлярі (кожусі) зі сталевих труб або в тунелі, діаметр яких визначається з умови виконання робіт і конструкції переходів і повинен бути більше зовнішнього діаметра трубопроводу не менше ніж на 200 мм.

Кінці футляра повинні виводитися на відстань:

а) при прокладенні трубопроводу через залізницю:

від вісі крайньої колії – 25 м, але не менше 5 м від підшви укосу насипу і 3 м від бровки укосу виїмки;

від крайньої водовідвідної споруди земляного полотна (кювету, нагірної канави, резерву) – 3 м;

б) при прокладенні трубопроводу через автомобільні дороги – від бровки земляного полотна – 10 м, але не менше 2 м від підшви насипу.

Кінці футлярів, що встановлюються на ділянках переходів нафтопроводів і нафтопродуктопроводів через автомобільні дороги III і IV категорій, повинні виводитися на 5 м від бровки земляного полотна.

Прокладення кабелю зв'язку трубопроводу на ділянках його переходу через залізничні й автомобільні дороги повинна проводитися в захисному футлярі або окремо в трубах.

На підземних переходах газопроводів через залізничні та автомобільні дороги кінці захисних футлярів повинні мати ущільнення з діелектричного матеріалу.

На одному з кінців футляра або тунелю слід передбачати витяжну свічку на відстані по горизонталі, не менше:

- від вісі крайньої колії залізниць загального користування – 40 м;
- від вісі промислових доріг – 25 м;
- від підшви земляного полотна автомобільних доріг – 25 м.

Заглиблення ділянок трубопроводів, які прокладаються під залізними дорогами загальної мережі, повинно бути не менше 2 м від подошви рейок до верхньої частини захисного футляра, а в виїмках і на нульових відмітках, окрім того, не менше 0,5 м від дна кювету, лотка або дренажу.

Заглиблення ділянок трубопроводів, які прокладаються під автомобільними дорогами всіх категорій, мають бути не менше 1,4 м від верхи покриття дороги до верхньої частини захисного футляра, а в виїмках і на нульових відмітках, окрім того, не менше 0,4 м від дна кювету, водовідвідної канави або дренажу.

При прокладенні трубопроводів без захисних футлярів вищевказані глибини слід приймати до верхньої частини трубопроводу.

Заглиблення ділянок трубопроводу під автомобільними дорогами на території КС і НПС приймаються відповідно до вимог СНиП.

Відстань між паралельними трубопроводами на ділянках їх переходів під залізними і автомобільними дорогами слід призначати виходячи з ґрунтових умов і умов виконання робіт, але у всіх випадках ця відстань має бути не менше тої, що прийнята при підземному прокладенні лінійної частини магістральних трубопроводів.

Перетин трубопроводів з рейковими шляхами електрифікованого транспорту під стрілками та хрестовинами, а також в місцях приєднання до рейок кабелів не припустимо.

Мінімальна відстань по горизонталі у просвіті від підземного трубопроводу в місцях його перетину із залізною дорогою загальної мережі повинно прийматися:

- до стрілок та хрестовин залізної дороги і а також в місцях приєднання до рейок кабелів до рейок електрифікованих залізних доріг – 10 м;
- до стрілок та хрестовин залізної дороги при рухливому ґрунті – 20 м;
- до труб, тунелів та інших штучних споруд на залізних дорогах – 30 м.

5.3. НАДЗЕМНЕ ПРОКЛАДЕННЯ ТРУБОПРОВОДІВ

Надземне прокладення трубопроводів або їх окремих ділянок допустимо в пустельній і гірській місцевостях, болотах, районах гірничих виробок, зсувів і в районах північного клімату, на нестійких ґрунтах, а також на переходах через природні і штучні перешкоди з урахуванням вимог СНиП.

У кожному конкретному випадку надземне прокладення трубопроводів повинно бути обґрунтоване техніко-економічними розрахунками, які підтверджують економічну ефективність, технічну доцільність і надійність трубопроводу.

При надземному прокладенні трубопроводів або їх окремих ділянок слід передбачати проектні рішення по компенсації повздовжній переміщень. При проведенні всіх способів компенсації повздовжніх переміщень трубопроводів слід застосовувати відводи, що допускають прохід поршня для очищення трубопроводу і головки, що розділяє (для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів). Прямолінійні балкові переходи допустимо проектувати без компенсації повздовжніх переміщень трубопроводів з урахуванням вимог СНиП.

При прокладенні трубопроводів та їх переходів через природні і штучні перешкоди слід використовувати несучу здатність самих трубопроводів. В окремих випадках при

відповідному обґрунтуванні в проекті допустимо передбачати для прокладення трубопроводів спеціальні мости. Конструкції переходів повинні відповідати вимогам СНиП.

У місцях встановлення на трубопроводі арматури необхідно передбачати стаціонарний майданчик для її обслуговування. Майданчики повинні бути виконані з матеріалів, що не горять, і мати конструкцію, що виключає скупчення на сміття та снігу.

На початковій і кінцевій ділянках переходу трубопроводу від підземного до надземного прокладення необхідно передбачати постійні запобіжні огорожі з металеві сітки висотою не менше 2,2 м.

При проектуванні надземних переходів необхідно враховувати повздовжні переміщення трубопроводів в місцях їх виходу з ґрунту. Для зменшення величини повздовжніх переміщень в місцях виходу трубопроводів з ґрунту допустимо застосування спеціальних підземних компенсаторів.

У балкових системах трубопроводів в місцях виходу з ґрунту можливо виключати передбачення опор. У місцях виходу трубопроводу з шару ґрунтів слід передбачати заходи щодо забезпечення проектних рішень (штучне зміцнення ґрунту, вкладання залізобетонних плит та ін.).

Опори балкових систем трубопроводів слід проектувати з матеріалів, які не горять. При проектуванні надземних трубопроводів слід передбачати електроізоляцію трубопроводу від опор.

Висоту від рівня земної поверхні або покриття доріг до низу трубу слід приймати відповідно до вимог СНиП, але не менше 0,5 м від рівня земної поверхні.

При проектуванні трубопроводів в місцях масового перегону тварин або їх природної міграції мінімальні відстані від рівня землі до трубопроводів слід приймати за погодженням з зацікавленими організаціями.

При прокладенні трубопроводів через перешкоди, зокрема яри і балки, відстань від низу труби слід приймати:

- при перетині ярів і балок – не менше 0,5 м до рівня води;
- при перетині несудноплавних, малих річок і великих ярів, де можливий льодохід, – не менше 0,2 м до рівня води і від найвищого горизонту льодоходу;
- при перетині судноплавних річок – не менше величини, встановленої норми проектування підмостових габаритів на судноплавних річках і основним вимогам щодо розташування мостів.

При прокладенні трубопроводів через залізні дороги загальної мережі відстань від низу трубу або до головки рейки слід приймати відповідно до вимог габариту «С» згідно ДСТУ.

Відстань в плані від крайньої опори надземного трубопроводу має бути не менше:

- до підшви укусу насипу – 5 м;
- до брівки укусу виймання – 3 м;
- до крайньої рейки залізної дороги – 10 м.

У місцях надземних переходів трубопроводів через річки та інші перешкоди слід передбачати спеціальні конструкції, що забезпечують надійний захист від теплових і механічних впливів сусідніх трубопроводів при можливій аварії на одному з них.

Лекція 6

РОЗРАХУНОК ТРУБОПРОВІДІВ НА МІЦНІСТЬ І СТІЙКІСТЬ

Розрахункові схеми і методи розрахунку трубопроводів необхідно вибирати з урахуванням використання ПК.

6.1. РОЗРАХУНКОВІ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАТЕРІАЛІВ

Нормативні значення опору розтягування (стисненню) металу труб і зварних з'єднань R_1^H і R_2^H слід приймати рівними відповідно мінімальних значень тимчасового опору і межі текучості, що приймається за державними стандартами і технічними умовами на труби.

Розрахункові опори розтягування (стисненню) R_1 і R_2 слід визначати за формулами:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} ; \quad (4)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} , \quad (5)$$

де m – коефіцієнт умов роботи трубопроводу, який приймається з табл. 1;

k_1, k_2 – коефіцієнти надійності за матеріалом, що приймаються відповідно до табл. 9 і 10;

k_H – коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу, який приймається з табл. 11.

Таблиця 9

Характеристика труб	Значення коефіцієнта надійності за матеріалом k_1
1. Зварні зі сталі з високими механічними властивостями контрольованої прокатки і термічно зміцнені труби, виготовлені двостороннім електродуговим зварюванням під флюсом по суцільному технологічному шві, з мінусовим допуском по товщині стінки не більше 5% і пройшли 100% контроль на суцільність основного металу і зварних з'єднань неруйнівними методами.	1,34
2. Зварні з нормалізованої, термічно усталеної сталі і сталі контрольованої прокатки, виготовлені двостороннім електродуговим зварюванням під флюсом по суцільному технологічному шві і пройшли 100% контроль зварних з'єднань неруйнівними методами. Безшовні з катаної або кованої заготовки, що пройшли 100% контроль неруйнівними методами	1,40
3. Зварні з нормалізованої і гарячекатаної низьколегованої сталі, виготовлені двостороннім електродуговим зварюванням і пройшли 100% контроль зварних з'єднань неруйнівними методами	1,47
4. Зварні з гарячекатаної низьколегованої або вуглецевої сталі, виготовлені двостороннім електродуговим зварюванням або струмами високої частоти. Решта безшовні труби	1,55

Примітка.

Допустимо застосовувати коефіцієнти 1,34 замість 1,40; 1,4 замість 1,47 і 1,47 замість 1,55 для труб, виготовлених двошаровим зварюванням під флюсом або електрозварюванням струмами високої частоти зі стінками товщиною не більше 12 мм при використанні спеціальної технології виробництва, що дозволяє отримати якість труб, відповідне даному коефіцієнту k_1 .

Таблиця 10

Характеристика труб	Значення коефіцієнта надійності за матеріалом k_2
Безшовні зі сталей з малим вмістом вуглецю	1,10
Прямошовні та спіральшовні зварні зі сталей з малим вмістом вуглецю і низьколегованої сталі з відношенням $R_1^H / R_2^H \leq 0,8$	1,15
Зварні з високоміцної сталі з відношенням $R_1^H / R_2^H > 0,8$	1,20

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Значення коефіцієнта надійності за призначенням трубопроводу k_H			
	для газопроводів в залежності від внутрішнього тиску p			для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів
	$p \leq 5,4$ МПа	$5,4 < p \leq 7,4$ МПа	$7,4 < p \leq 9,8$ МПа	
500 і менше	1,00	1,00	1,00	1,00
600 – 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	–

Основні фізичні характеристики сталі для труб слід приймати по табл. 12.

Таблиця 12

Фізична характеристика і позначення сталі	Величина і розмірність
Щільність	7850 кг/м ³
Модуль пружності E_0	206 000 МПа
Коефіцієнт лінійного розширення α	0,000012 град ⁻¹
Коефіцієнт поперечної деформації Пуассона в стадії роботи металу:	
пружною μ_0	0,3
пластичної μ	розраховується

Значення характеристик ґрунтів для підстав слід приймати за даними інженерних розрахунків з урахуванням прогнозування їх властивостей в процесі експлуатації.

6.2. НАВАНТАЖЕННЯ ТА ВПЛИВ

Розрахункові навантаження, впливу і їх поєднання повинні прийматися відповідно до вимог СНиП.

При розрахунку трубопроводів слід враховувати навантаження і впливи, що виникають при їх спорудженні, випробуванні та експлуатації. Коефіцієнти надійності за навантаженням слід приймати згідно табл. 13. Допустимо приймати коефіцієнт надійності по внутрішньому тиску меншим який вказаний у табл. 13 при відповідному обґрунтуванні, виходячи з умов експлуатації трубопроводу.

Робочий (нормативний) тиск – найбільший надмірний тиск, при якому забезпечується заданий режим експлуатації трубопроводу.

При визначенні робочого тиску для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів повинна враховуватися технологічна схема транспортованого продукту. При цьому прийнятий робочий тиск не повинен бути нижче пружності парів продукту, що транспортується при максимальній розрахунковій температурі для даної ділянки трубопроводу.

Нормативна вага газу, що транспортується, в 1 м трубопроводу $q_{\text{газ}}$, Н/м, слід визначати за формулою

$$q_{\text{газ}} = 0,215 p_{\text{газ}} g \frac{p_a D_{\text{вн}}^2}{z T}, \quad (6)$$

де $\rho_{\text{газ}}$ - щільність (густина) газу, кг/м^3 (при 0°C 1013 гПа);
 g - прискорення вільного падіння, $g=9,81 \text{ м/с}^2$;
 p_a - абсолютний тиск газу в газопроводі, МПа;
 $D_{\text{вн}}$ - внутрішній діаметр труби, см;
 z - коефіцієнт стисливості газу;
 T - абсолютна температура, К ($T = 273 + t$, де t - температура газу, $^\circ\text{C}$).

Для природного газу допустимо приймати

$$q_{\text{газ}} = 10^{-2} p D_{\text{вн}}^2, \quad (7)$$

де p - робочий (нормативний) тиск, МПа.

Вага нафти (нафтопродукту), що транспортується, в 1 м трубопроводу $q_{\text{прод}}$, Н/м, слід визначати за формулою

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \rho_{\text{н}} g \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (8)$$

де $\rho_{\text{н}}$ - щільність (густина) нафти або нафтопродукту, що транспортується, кг/м^3 ;

Характер навантаження і впливу	Навантаження і вплив	Спосіб прокладання трубопроводу		Коефіцієнт надійності за навантаженням n
		Підземне наземне (в насипу) прокладання	Надземне прокладання	
Постійні	Маса (власна вага) трубопроводу і облаштувань	+	+	1,10 (0,95)
	Вплив попереднього напруження трубопроводу (пружний вигин і ін.)	+	+	1,00 (0,90)
	Тиск (вага) ґрунту	+	-	1,20 (0,80)
	Гідростатичний тиск води	+	-	1,00
Тимчасові тривалі	Внутрішній тиск для газопроводів	+	+	1,10
	Внутрішній тиск для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів діаметром 700 – 1200 мм з проміжними НПС без	+	+	1,15

	підключення ємностей Внутрішній тиск для нафтопродуктів діаметром 700-1200 мм без проміжних або проміжними НПС, які працюють постійно тільки з підключеною ємністю, а також для нафтопродуктів та нафтопродуктопроводів діаметром менше 700 мм	+	+	1,10
	Маса продукту або води	+	+	1,00 (0,95)
	Температурний вплив	+	+	1,00
	Вплив нерівномірних деформацій ґрунту, які не супроводжуються зміною його структури	+	+	1,50
Короткочасні	Снігове навантаження	-	+	1,40
	Повітряне навантаження	-	+	1,20
	Навантаження від ожеледиці	-	+	1,30
	Навантаження, що викликається морозним розтріскуванням ґрунту	+	-	1,20

	Навантаження і впливи, що виникають під час пропуску очисних пристроїв	+	+	1,20
	Навантаження і вплив, що виникають при випробуванні трубопроводів	+	+	1,00
	Вплив селевих потоків і зсувів	+	+	1,00
Особливі	Вплив деформацій земної поверхні в районах гірничих виробок і карстових районах	+	+	1,00
	Вплив деформацій ґрунту, що супроводжуються зміною його структури (наприклад, деформація просідання ґрунтів при замочуванні або при відтаванні ґрунтів у північному кліматі)	+	+	1,00
	Вплив, що викликається розвитком термокарстових процесів	+	+	1,05

Примітки: 1. Знак "+" означає, що навантаження і вплив враховуються, знак "-" - не враховуються.

2. Значення коефіцієнтів надійності за навантаженням, які зазначені в дужках, повинні прийматися при розрахунку трубопроводів на поздовжню стійкість і стійкість положення, а також в інших випадках, коли зменшення навантаження погіршує умови роботи конструкції.

3. Щільність води слід приймати з урахуванням засоленості і наявності в ній зважених часток.

4. Коли за умовами випробування, ремонту або експлуатації можливо в газопроводах повне або часткове заповнення внутрішньої порожнини водою або конденсатом, а в нафтопроводах і нафтопродуктопроводах потрапляння повітря або спорожнення трубопроводу, необхідно враховувати зміни навантаження від ваги продукту.

5. Для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів діаметром 700 мм і більше всіх проміжних нафтоперекачувальних насосних станцій, що працюють без підключення ємностей, слід встановлювати пристрої по захисту лінійної частини трубопроводів від впливу перехідних процесів (зупинки насоса, зміни режиму роботи, закриття засувок та ін.).

Нормативне навантаження від обмерзання 1 м труби $q_{\text{лед}}$, Н/м, слід визначати за формулою

$$q_{\text{лед}} = 0,17 b D_n, \quad (9)$$

де b - товщина шару ожеледі, мм, яка приймається згідно СНиП;
 D_n - зовнішній діаметр труби, см.

Нормативне снігове навантаження p^i_c , Н/м², на горизонтальну проекцію конструкції надземного трубопроводу і експлуатаційного містка, що примикає, слід визначати відповідно до СНиП.

При цьому для трубопроводу, який поодинокі прокладається, коефіцієнт переходу від ваги снігового покриву на одиницю поверхні ґрунту до снігового навантаження на одиницю поверхні трубопроводу C^c приймається рівним 0,4.

Нормативний температурний перепад в металі стінок труб слід приймати рівним різниці між максимально або мінімально можливою температурою стінок в процесі експлуатації і найменшою або найбільшою температурою, при якій фіксується розрахункова схема трубопроводу (приварюють компенсатори, проводиться засипка трубопроводу і т.п., тобто коли фіксується статично невизначена система). При цьому допустимий температурний перепад для розрахунку баластування і температури замикання повинен визначатися окремо для ділянок I, II і III, IV категорій.

Максимальну або мінімальну температуру стінок труб в процесі експлуатації трубопроводу слід визначати в залежності від температури продукту, що транспортується, ґрунту, зовнішнього повітря, а також швидкості вітру, сонячної радіації і теплового взаємодії трубопроводу з навколишнім середовищем.

Прийняті в розрахунку максимальна і мінімальна температури, при яких фіксується розрахункова схема трубопроводу, максимально і мінімально допустима температура продукту на виході з КС і НПС повинні вказуватися в проекті.

При розрахунку газопроводу, нафтопроводу і нафтопродуктопроводу на міцність, стійкість і виборі типу ізоляції слід враховувати температуру газу, нафти і нафтопродуктів, що знаходяться в трубопроводі, і її зміни по довжині трубопроводу в процесі транспортування продукту.

Сила води, що виштовхує, Н/м, повністю зануреного у воду трубопроводу при відсутності течії води, визначається за формулою

$$q_v = \frac{\pi}{4} D_{\text{н.и}}^2 \gamma_v g , \quad (10)$$

де $D_{\text{н.и}}$ - зовнішній діаметр труби з урахуванням ізоляційного покриття і футерування, м;

γ_v - щільність води з урахуванням розчиненої в ній солі, кг/м³.

Примітка. При проектуванні трубопроводів на ділянках переходів, які складено ґрунтами, що можуть перейти в рідко-пластичний стан, і при визначенні сили, що виштовхує, слід замість щільності води приймати щільність розрідженого ґрунту, визначену за даними досліджень.

Нормативну повітряне навантаження на 1 м трубопроводу $q_{\text{вет}}$, Н/м, для одиночної труби перпендикулярно її вісі по вертикальній площині слід визначати за формулою

$$q_{\text{вет}} = (q_{\text{н}}^{\text{с}} + q_{\text{н}}^{\text{д}}) D_{\text{н.и}}, \quad (11)$$

де $q_{\text{н}}^{\text{с}}$ - нормативне значення статичної складової повітряного навантаження, Н/м², визначається відповідно до СНиП;

$q_{\text{н}}^{\text{д}}$ - нормативне значення динамічної складової повітряного навантаження, Н/м², визначається відповідно до СНиП як для споруд з масою, що розподілена рівномірно і постійною жорсткістю;

$D_{\text{н.и}}$ - позначення те саме, що у формулі (10).

Навантаження і впливи, пов'язані з опадами і здиманням ґрунту, зсувами, переміщенням опор і т.д., повинні визначатися на підставі аналізу ґрунтових умов і їх можливої зміни в процесі будівництва і експлуатації трубопроводу.

Обв'язувальні трубопроводи КС слід додатково розраховувати на динамічні навантаження від пульсації тиску, а для надземних трубопроводів, що піддаються очищенню порожнини, слід додатково проводити розрахунок на динамічні дії від поршнів та інших очисних пристроїв.

Для трубопроводів, що прокладаються в сейсмічних районах, інтенсивність можливих землетрусів для різних ділянок трубопроводів визначається згідно СНиП, за картами сейсмічного районування і списку населених пунктів, розташованих в сейсмічних районах, з урахуванням даних сейсмічного мікрорайонування.

При проведенні сейсмічного мікрорайонування необхідно уточнити дані щодо тектоніці району вздовж усієї небезпечної ділянки траси в коридорі, межі якого відстоять від трубопроводу не менше, ніж на 15 км.

Розрахункова інтенсивність землетрусу для наземних і надземних трубопроводів призначається відповідно до СНиП. Розрахункова сейсмічність підземних магістральних трубопроводів і параметри сейсмічних коливань ґрунту призначаються без урахування заглиблення трубопроводу як для споруд, розташованих на поверхні землі.

При призначенні розрахункової інтенсивності землетрусу для ділянок трубопроводу необхідно враховувати крім сейсмічності майданчика будівництва ступінь відповідності трубопроводу, що встановлюється введенням в розрахунок до коефіцієнта надійності за навантаженням коефіцієнта k_0 , прийнятого відповідно до СНиП в залежності від характеристики трубопроводу.

6.3. ВИЗНАЧЕННЯ ТОВЩИНИ СТІНКИ ТРУБОПРОВОДІВ

Розрахункову товщину стінки трубопроводу δ , см, слід визначати за формулою

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} \quad , \quad (12)$$

При наявності поздовжніх стискаючих напруг товщину стінки слід визначати з умови

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1\psi_1 + np)} \quad , \quad (13)$$

де n - коефіцієнт надійності за навантаженням - внутрішньому робочому тиску в трубопроводі, який приймається за табл. 13;

p - позначення у формулі (7);

D_H - зовнішній діаметр труби, см;

R_1 - позначення у формулі (4);

ψ_1 - коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан труб, що визначається за формулою

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma \cdot p \cdot N|}{R_l} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma \cdot p \cdot N|}{R_l} \quad , \quad (14)$$

де $\sigma_{пр.N}$ - поздовжнє стискальне напруження, МПа, визначається від розрахункових навантажень і впливів з урахуванням пружно-пластичної роботи металу труб в залежності від прийнятих конструктивних рішень.

Товщину стінки труб, визначену за формулами (12) і (13), слід приймати не менше $1/140 D_n$, але не менше 3 мм для труб умовним діаметром 200 мм і менше, і не менше 4 мм - для труб умовним діаметром понад 200 мм.

При цьому товщина стінки повинна задовольняти умові, щоб величина тиску, що визначається була б не менше величини робочого (нормативного) тиску.

Збільшення товщини стінки при наявності поздовжніх стискаючих напруг у порівнянні з величиною, отриманою за формулою (12), повинно бути обґрунтовано техніко-економічним розрахунком, що враховує конструктивні рішення і температуру продукту, що транспортується.

Отримане розрахункове значення товщини стінки труби змінюється до найближчого більшого значення, передбаченого державними стандартами або технічними умовами. При цьому мінусовий допуск на товщину стінки труб до уваги не враховується.

6.4. ПЕРЕВІРКА МІЦНОСТІ І СТІЙКОСТІ ПІДЗЕМНИХ І НАЗЕМНИХ (В НАСИПУ) ТРУБОПРОВІДІВ

Підземні і наземні (в насипу) трубопроводи слід перевіряти на міцність, деформацію і загальну стійкість в поздовжньому напрямку і проти спливання.

Перевірку на міцність підземних і наземних (в насипу) трубопроводів в поздовжньому напрямку слід виконувати за умови

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (15)$$

де $\sigma_{\text{пр.}N}$ - поздовжнє напруження від розрахункових навантажень і впливів, МПа;

ψ_2 - коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан металу труб, при осьових поздовжніх напругах, що розтягують ($\sigma_{\text{пр.}N} \geq 0$), що дорівнює одиниці, при стискають ($\sigma_{\text{пр.}N} < 0$) визначається за формулою

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{к.ц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{к.ц}}}{R_1} ; \quad (16)$$

R_1 - позначення у формулі (4);

$\sigma_{\text{к.ц}}$ - кільцеві напруги від розрахункового внутрішнього тиску, МПа, що визначаються за формулою

$$\sigma_{\text{к.ц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} , \quad (17)$$

де n - позначення у формулі (12);

p - позначення у формулі (7);

$D_{\text{вн}}$ - позначення у формулі (6);

$\delta_{\text{н}}$ - номінальна товщина стінки труби, см.

Поздовжні осьові напруги $\sigma_{\text{пр.}N}$, МПа, визначаються від розрахункових навантажень і впливів з урахуванням пружно-пластичної роботи металу. Розрахункова схема повинна відображати умови роботи трубопроводу і взаємодія його з ґрунтом.

Зокрема, для прямолінійних і пружно-вигнутих ділянок підземних і наземних (в насипу) трубопроводів при відсутності поздовжніх і поперечних переміщень, просадок і здимання ґрунту поздовжні напруги визначаються за формулою

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}, \quad (18)$$

де

$$E = \frac{\sigma_i / e_i}{1 + \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\epsilon_i}}; \quad (19)$$

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{e_i}}{1 + \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{e_i}}, \quad (20)$$

α - коефіцієнт лінійного розширення металу труби, град⁻¹;

E - змінний параметр пружності (модуль Юнга), МПа;

Δt - розрахунковий температурний перепад, який приймає позитивним при нагріванні, °C;

μ - змінний коефіцієнт поперечної деформації сталі (коефіцієнт Пуассона);

n - позначення у формулі (12);

p - позначення у формулі (7);

D_{BH} - позначення у формулі (6);

δ_n - позначення у формулі (17);

σ_i - інтенсивність напружень, що визначається через головні напруження; для даного окремого випадку за формулою

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{\text{гьь}}^2 - \sigma_{\text{р.п.}} \sigma_{\text{гьь}} + \sigma_{\text{р.п.}}^2}; \quad (21)$$

ϵ_i - інтенсивність деформацій, що визначається за інтенсивністю напружень відповідно до діаграми деформування, що розраховується за нормованою діаграмою розтягування $\sigma - \epsilon$ за формулами

$$\sigma_i = \sigma \quad (22);$$

$$e_i = \epsilon - \frac{1 - 2 \mu_0}{3E_0} ; \quad (23)$$

μ_0 - коефіцієнт поперечної деформації в пружній області;

E_0 - модуль пружності, МПа.

Абсолютне значення максимального позитивного $\Delta t_{(+)}$ або негативного $\Delta t_{(-)}$ температурного перепаду, при якому товщина стінки визначається тільки за умови сприйняття внутрішнього тиску за формулою (12), визначаються для розглянутого окремого випадку відповідно за формулами

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E} ; \quad \Delta t_{(-)} = \frac{R_1 (1 - \mu)}{\alpha E} . \quad (24)$$

Для трубопроводів, що прокладаються в районах гірничих виробок, додаткові поздовжні напруження розтягнення $\sigma_{\text{пр.Н}}^{\Gamma}$, МПа, що виникають через горизонтальні деформації ґранту від гірничих виробок, визначаються за формулою

$$\sigma_{\text{пр.Н}}^{\Gamma} = 1,57 \frac{E_0 \lambda_0}{l_m}, \quad (25)$$

де E_0 - позначення у формулі (19);

λ_0 - максимальні переміщення трубопроводу на ділянці, що викликаються зрушенням ґранту, см, визначаються за формулою

$$\lambda_0 = \frac{1}{2} \left(\psi - \sqrt{\psi^2 - 3,75 \frac{\tau_{\text{р.р}} l^2}{\Gamma_{\text{н}} \delta} \Phi_1 \xi_0} \right); \quad (26)$$

l_m - довжина ділянки деформації трубопроводу з урахуванням його роботи за межами мульди зрушення, см;

$$\psi = \xi_0 + 0,2u_{\text{макс}} + \frac{\tau_{\text{пр.гр}} l^2}{E_0 \delta_{\text{н}}} \Phi_1, \quad (27)$$

$\tau_{\text{пр.гр}}$ - граничний опір переміщенням трубопроводу відносно ґрунту, МПа;

l - довжина ділянки деформацій земної поверхні в мульді зрушення, що перетинається трубопроводом, см;

$$\Phi_1 = 0,9 - 0,65 \sin(l/l_m - 0,5), \quad (28)$$

ξ_0 - максимальне зрушення земної поверхні в мульді, яке перетинається трубопроводом, см;

δ_H - позначення у формулі (17);

$u_{\text{макс}}$ - переміщення, що відповідає граничному значенню $\tau_{\text{пр.гр}}$, см.

Для запобігання неприпустимих пластичних деформацій підземних і наземних (в настипу) трубопроводів перевірку необхідно виконувати за умовами

$$\left| \sigma_{\text{пр}}^H \right| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 k_H} R_2^H ; \quad (29)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m}{0,9 k_H} R_2^H ; \quad (30)$$

де $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ - максимальні сумарні поздовжні напруги в трубопроводі від нормативних навантажень впливів, МПа;

ψ_3 - коефіцієнт, що враховує двохвісний напружений стан металу труб; при поздовжніх напруженнях, що розтягують ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \geq 0$) приймається рівним одиниці, при стискаючих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0$) - визначається за формулою

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k} R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k} R_2^{\text{H}}}, \quad (31)$$

$m, R_2^{\text{H}}, k_{\text{H}}$ - позначення у формулі (5);

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ - кільцеві напруги від нормативного (робочого) тиску, МПа, що визначаються за формулою

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{p D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{H}}}, \quad (32)$$

- p - позначення у формулі (7);
 $D_{\text{вн}}$ - позначення у формулі (6);
 $\delta_{\text{н}}$ - позначення у формулі (17).

Максимальні сумарні поздовжні напруги $\sigma_{\text{нр}}^{\text{н}}$, МПа, визначаються від всіх (з урахуванням їх поєднання) нормативних навантажень і впливів з урахуванням поперечних і поздовжніх переміщень трубопроводу відповідно до правил будівельної механіки. При визначенні жорсткості і напруженого стану відведення слід враховувати умови його сполучення з трубою і вплив внутрішнього тиску.

Зокрема, для прямолінійних і пружно-вигнутих ділянок трубопроводів при відсутності поздовжніх і поперечних переміщень трубопроводу, просадок і здимання ґрунту максимальні сумарні поздовжні напруги від нормативних навантажень і впливів - внутрішнього тиску, температурного перепаду і пружного вигину $\sigma_{\text{нр}}^{\text{н}}$, МПа, визначаються за формулою

$$\sigma_{\text{нр}}^{\text{н}} = \mu \sigma_{\text{кн}}^{\text{н}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_{\text{н}}}{2 p}, \quad (33)$$

де μ, α , - позначення у формулі $E, \Delta t$ (18);

$\sigma_{\text{кн}}^{\text{н}}$ - позначення у формулі (30);

D_n - позначення у формулі (12);

p - мінімальний радіус пружного вигину вісі трубопроводу, см.

Перевірку загальної стійкості трубопроводу в поздовжньому напрямку в площині найменшої жорсткості системи слід проводити за умови

$$S \leq m N_{кр}, \quad (34)$$

де S - еквівалентну поздовжнє зусилля в перерізі трубопроводу, Н;

m - позначення у формулі (4);

$N_{кр}$ - поздовжнє критичне зусилля, Н, при якому настає втрата поздовжньої стійкості трубопроводу. Ці зусилля слід визначати згідно з правилами будівельної механіки з урахуванням прийнятого конструктивного рішення і початкового викривлення трубопроводу в залежності від глибини його залягання, фізико-механічних характеристик ґрунту, наявності баласту, пристроїв, що закріплюють, з урахуванням їх податливості. На ділянках, де багато води слід враховувати гідростатичний вплив цієї води.

Поздовжню стійкість слід перевіряти для криволінійних ділянок в площині вигину трубопроводу. Поздовжню стійкість на прямолінійних підземних ділянок слід перевіряти у вертикальній площині з радіусом початкової кривизни 5000 м.

Еквівалентне поздовжнє зусилля в перерізі трубопроводу S слід визначати від розрахункових навантажень і впливів з урахуванням поздовжніх і поперечних переміщень трубопроводу відповідно до правил будівельної механіки.

Зокрема, для прямолінійних ділянок трубопроводів і ділянок, виконаних пружним вигином, при відсутності компенсації поздовжніх переміщень, просядок і здимання ґрунту еквівалентне поздовжнє зусилля в перерізі трубопроводу S , Н, визначається за формулою

$$S = 100 [(0,5 - \mu) \sigma_{\text{кц}} + \alpha E \Delta t] F , \quad (35)$$

де μ , α - позначення у формулі E , Δt (18);

$\sigma_{\text{кц}}$ - позначення у формулі (17);

F - площа поперечного перерізу труби, см².

Стійкість положення (проти спливання) трубопроводів, що прокладаються на ділянках траси з великим вмістом води, слід перевіряти для окремих (в залежності від умов будівництва) ділянок за умовою

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{k_{\text{н.в}}} Q_{\text{пас}} , \quad (36)$$

де $Q_{\text{акт}}$ - сумарна розрахункове навантаження на трубопровід, що діє вгору, включаючи пружність при прокладанні вільним вигином, Н;

$Q_{\text{пас}}$ - сумарне розрахункове навантаження, що діє вниз (включаючи масу - власна вага), Н;

$k_{\text{н.в}}$ - коефіцієнт надійності стійкості положення трубопроводу проти спливання, що дорівнює для ділянок переходу:

- заплавних за межами виробництва підводно-технічних робіт – 1,05

- руслових через річки шириною до 200 м по середньому рівню в межах, включаючи ділянки біля берега в межах виробництва підводно-технічних робіт – 1,10

- через річки і водосховища завширшки понад 200 м, а також гірські річки – 1,15

В окремому випадку при укладанні трубопроводу вільним вигином при рівномірному баластуванні по довжині величина нормативної інтенсивності баластування - вага на повітрі $q_{\text{бал}}^{\text{н}}$, Н/м, визначається за умови

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{б}}} (k_{\text{н.в}} q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}) \times \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}} k_{\text{н.в}}}, \quad (37)$$

де $n_{\text{б}}$ - коефіцієнт надійності за навантаженням, що дорівнює:

0,9 - для залізобетонних вантажів;

1,0 - для чавунних вантажів;

$k_{н.в}$ - позначення у формулі (36);

$q_{в}$ - розрахункова сила води, що виштовхує, і діє на трубопровід, Н/м;

$q_{изг}$ - розрахункова інтенсивність навантаження від пружності при вільному вигині трубопроводу, Н/м, що визначається за формулами

$$q_{изг} = \frac{8 E_o I}{9\beta^2 r^3} 10^4 \text{ (для опуклих кривих);} \quad (38)$$

$$q_{изг} = \frac{32 E_o I}{9\beta^2 r^3} 10^4 \text{ (для увігнутих кривих);} \quad (39)$$

$q_{тр}$ - розрахункове навантаження від маси труби, Н/м;

$q_{доп}$ - розрахункове навантаження від ваги продукту, Н/м. При визначенні необхідного додаткового навантаження газопроводів не враховується, при визначенні необхідного додаткового навантаження нафтопроводів і нафтопродуктопроводів вага продукту враховується, але якщо при експлуатації можливо їх спорожнення і заміщення продукту повітрям, слід передбачати додаткове баластування з коефіцієнтом $k_{н.в} = 1,03$;

γ_6 - нормативна об'ємна маса матеріалу додаткового навантаження, кг/м^3 ;

$\gamma_{\text{в}}$ - щільність води, кг/м³;

У формулах (38) – (39):

E_0 - позначення у формулі (19);

I - момент інерції перерізу трубопроводу на даній ділянці, що розглядається, см⁴;

β - кут повороту вісі трубопроводу, рад;

ρ - позначення у формулі (33).

Вага засипки підводних трубопроводів ґрунтом при розрахунку їх баластування не враховується. При перевірці поздовжньої стійкості трубопроводу як стисненого стержня допустимо враховувати вагу ґрунту засипки товщиною 1,0 м при обов'язковому дотриманні вимог заглиблення трубопроводу в дно не менше 1 м.

Розрахункова несуча здатність анкерного пристрою, $B_{\text{анк}}$, H , визначається за формулою

$$B_{\text{анк}} = z m_{\text{анк}} P_{\text{анк}}, \quad (40)$$

де z - кількість анкерів в одному анкерному пристрої;

$m_{\text{анк}}$ - коефіцієнт умов роботи анкерного пристрою, що дорівнює 1,0 при $z=1$ або при $z \geq D_{\text{н}}/D_{\text{анк}} \geq 3$; а при $z \geq 2$ и

$$1 \leq D_{\text{н}}/D_{\text{анк}} \leq 3$$

$$m_{\text{анк}} = 0,25 \left(1 + \frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{анк}}} \right);$$

$P_{\text{анк}}$ - розрахункова несуча здатність анкера, Н, за умови несучої здатності ґрунту основи, яка визначається умовою

$$P_{\text{анк}} = \frac{\Phi_{\text{анк}}}{k_{\text{н}}}, \quad (41)$$

$D_{\text{н}}$ - позначення у формулі (12);

$D_{\text{анк}}$ - максимальний лінійний розмір габариту проекції одного анкера на горизонтальну площину, см;

$\Phi_{\text{анк}}$ - несуча здатність анкера, Н, яка визначається розрахунком або за результатами випробувань згідно СНиП;

$k_{\text{н}}$ - коефіцієнт надійності анкера, що дорівнює 1,4 (якщо несуча здатність анкера визначена розрахунком) або 1,25 (якщо несуча здатність анкера визначена результатом випробувань статичним навантаженням).

6.5. ПЕРЕВІРКА МІЦНОСТІ ТА СТІЙКОСТІ НАДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВІДІВ

Надземні (відкриті) трубопроводи треба перевіряти на міцність, поздовжню стійкість та витривалість (коливання в повітряному потоці).

Перевірку на міцність наземних трубопроводів слід виконувати за умови

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_4 R_2, \quad (42)$$

де $\sigma_{\text{пр}}$ - максимальні поздовжні напруги в трубопроводі від розрахункових навантажень та впливів, МПа;

ψ_4 - коефіцієнт, враховуючий двохосний напружений стан металу труб; при розтягуючих поздовжніх напруженнях ($\sigma_{\text{пр}} \geq 0$) що дорівнює одиниці, при зжимаючих ($\sigma_{\text{пр}} < 0$), який визначається за формулою

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_2} \right)} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_2} ; \quad (43)$$

R_2 - розрахунковий опір, МПа, який визначається за формулою (5). При розрахунках на витривалість (динамічний вплив вітру) величина R_2 знижується помноженням на коефіцієнт ν , який визначається згідно СнИП;

$\sigma_{\text{кц}}$ - позначення у формулі (17).

Розрахунок багатопролітних балкових систем наземного прокладання при відсутності резонансних коливань трубопроводу у вітряному потоці, а також однопролітних

прямолінійних переходів без компенсації поздовжніх деформацій, допускається виконувати з дотриманням наступних умов:

від розрахункових навантажень та впливів

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_4 R_2, \quad (44)$$

$$|\sigma_{\text{пр.}M}| \leq 0,635 R_2 (1 + \psi_4) \times \sin \frac{(\sigma_{\text{пр.}N} + \psi_4 R_2) \pi}{(1 + \psi_4) R_2} \quad (45)$$

від нормативних навантажень та впливів

$$\sigma_{\text{пр}}^H \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 k_H} R_2^H, \quad (46)$$

де $\sigma_{\text{пр.}N}$ - поздовжні навантаження, МПа, від розрахункових навантажень та впливів (без урахування напруг, що вигинають) приймаються зі знаком «+» при розтягненні;

ψ_4 - позначення у формулі (43);

R_2 - позначення у формулі (5);

$\sigma_{\text{пр.}M}$ - абсолютна величина максимальних напруг, що вигинають, МПа, від розрахункових навантажень та впливів (без урахування напруг);

- ψ_3 - позначення у формулі (31);
 m, k_n - позначення у формулі (4);
 R_2^H - позначення у формулі (5).

Примітка: 1. Якщо розрахунковий опір $R_2 > R_1$, то в формулах (42) - (45) замість R_2 слід приймати R_1 .

2. Для надземних безкомпенсаторних переходів при кількості прольотів не більше чотирьох допустимо при розрахунку за формулами (42), (44) и (45) замість ψ_4 приймати ψ_3 , яке визначається за формулою (31).

Поздовжні зусилля та згинальні моменти в балочних, висячих та арочних надземних трубопроводах слід визначати відповідно правил будівельної механіки. При цьому трубопровід розглядається як стрижень (прямолінійний або криволінійний).

При наявності згинальних моментів у вертикальній і горизонтальній площинах розрахунок слід виконувати по їх рівнодіючій. У розрахунках необхідно враховувати геометричну нелінійність системи.

При визначенні поздовжніх зусиль та згинальних моментів в надземних трубопроводах слід враховувати зміни розрахункової схеми в залежності від методу монтажу трубопроводу. Згинальні моменти в безкомпенсаторних переходах трубопроводів необхідно визначати з врахуванням поздовжньо-поперечного вигину. Розрахунок надземних трубопроводів повинен виконуватися з урахуванням його переміщення на прилеглих підземних ділянках трубопроводів.

Балкові системи надземних трубопроводів повинні розраховуватися з урахуванням тертя на опорах, при цьому приймається менше чи більше з можливих значень коефіцієнта тертя в залежності від того, що небезпечніше для даного розрахункового випадку.

Трубопроводи балочних, арочних та висячих систем в розпорі, який сприймає трубопровід, повинні бути розраховані на поздовжню стійкість в площині найменшої жорсткості системи.

При швидкостях повітря, які визивають коливання трубопроводу з частотою, яка дорівнює частоті власних коливань, необхідно виконувати перевірочний розрахунок трубопроводів на резонанс.

Розрахункові зусилля та переміщення трубопроводу при резонансі слід визначати як геометричну суму резонансних зусиль та переміщень, а також зусиль та переміщень від інших видів навантажень та впливів, враховуючи розрахункове повітряне навантаження, яке відповідає критичному швидкісному напору.

Розрахунок підстав та фундаментів слід виконувати за умови втрати несучої здатності (міцності і стійкості положення) або непридатності до нормальної експлуатації, пов'язаної з руйнуванням їх елементів або неприпустимо великими деформаціями підстав, їх частин, елементів прогонових будов або трубопроводу.

Опори (враховуючи підстави та фундаменти) та опорні частини слід розраховувати на вертикальні та горизонтальні (поздовжні і поперечні) зусилля і згинальні моменти, що передаються трубопроводам и допоміжним конструкціям, які визначаються від

розрахункових навантажень та впливів в найбільш невідгидних їх поєднаннях з урахуванням можливих зсувів опор та опорних частин в процесі експлуатації.

При розрахунку опор слід враховувати глибину промерзання чи відтавання ґрунту, деформації ґрунту (здимання та просідання), а також можливі зміни властивостей ґрунту (в межах сприйняття навантажень) в залежності від сезону, температурного режиму, осушення або обводнення ділянок прилеглих до траси, та інших умов.

Навантаження на опори які виникають під впливом повітря та від змін довжини трубопроводів під впливом внутрішнього тиску і змін температури стінок труб, повинні визначатися в залежності від прийнятої системи прокладки і компенсації поздовжніх деформацій трубопроводів з урахуванням опорів переміщенню трубопроводу на опорах.

На ухилах місцевості та на ділянках зі слабонесучими ґрунтами слід застосовувати системи прокладання надземних трубопроводів з нерухомими опорами які відчують мінімальні навантаження, наприклад, прокладання змійкою з нерухомими опорами які розташовано в вершинах ланок по одну сторону від повітряної вісі траси.

Навантаження на нерухомі опори надземних балкових систем трубопроводів слід приймати рівними сумі зусиль, які передаються на опору від прилеглих ділянок трубопроводу, якщо ці зусилля спрямовані в одну сторону, і різниці зусиль, якщо ці зусилля спрямовані в різні сторони. В останньому випадку менша з навантажень приймається з коефіцієнтом 0,8.

Поздовжньо-рухливі і вільно рухливі опори балкових надземних систем трубопроводів слід розраховувати на сумісні дії вертикального навантаження та горизонтальних сил або розрахункових переміщень (при нерухомому закріпленні

трубопроводів до опори, коли його переміщення відбувається за рахунок вигину стійки). При визначенні горизонтальних зусиль на нерухомі опори необхідно приймати максимальне значення коефіцієнту тертя.

У прямолінійних балкових системах без компенсації поздовжніх деформацій необхідно враховувати можливе відхилення трубопроводу від прямої. Виникає в результаті цього розрахункове горизонтальне зусилля від впливу температури та внутрішнього тиску який діє на проміжну опору перпендикулярно вісі трубопроводу, слід приймати рівним 0,01 величини максимального еквівалентного поздовжнього зусилля в трубопроводі.

При розрахунку опор аروحних систем, анкерних опор систем що висять та інших систем слід виконувати розрахунок на можливість перекидання та зрушення.

6.6. КОМПЕНСАТОРИ

Розрахунок компенсаторів на вплив поздовжніх переміщень трубопроводів які виникають від змін температури стінок труб, внутрішнього тиску і інших навантажень і впливів, слід виконувати за умови

$$\sigma_{\text{комп}} + |\sigma_{\text{м}}| \leq R_2 - 0,5 \sigma_{\text{кц}} \quad , \quad (47)$$

де $\sigma_{\text{комп}}$ - розрахункові поздовжні напруження в компенсаторі від зміни довжини трубопроводу під впливом внутрішнього тиску продукту та від зміни температури стінок труб, МПа;

σ_M - додаткові поздовжні напруження в компенсаторі від вигину під впливом поперечних і поздовжніх навантажень (зусиль) в розрахунковому перерізі компенсатора, МПа, які визначаються згідно загальних правил будівельної механіки;

R_2 - позначення у формулі (5);

$\sigma_{кц}$ - позначення у формулі (17).

Примітка. При розрахунку компенсаторів на ділянках трубопроводів які працюють при температурному режимі який мало змінюється (на лінійній частині трубопроводів, нафтопроводів та нафтопродуктопроводів) допустимо за формулою (47) замість розрахункового опору R_2 приймати нормативний опір R^H_2 .

Величина розрахункових поздовжніх напружень в компенсаторі $\sigma_{комп}$ визначається відповідно до загальних правил будівельної механіки з урахуванням коефіцієнта зменшення жорсткості відводу $k_{ж}$ і коефіцієнта збільшення поздовжніх напружень m_k .

Зокрема, для П-, Z- та Г- образних компенсаторів розрахунок виконується за формулами:

для П- образних

$$\sigma_{комп} = \frac{0,5 E_0 D_H l_k m_k \Delta_k}{A} ; \quad (48)$$

$$A = \frac{1}{k_{\text{ж}}} (\pi p_{\text{к}} l_{\text{к}}^2 - 2,28 p_{\text{к}}^2 l_{\text{к}} + 1,4 p_{\text{к}}^3) + 0,67 l_{\text{к}}^3 + l_{\text{п}} l_{\text{к}}^2 - 4 p_{\text{к}} l_{\text{к}}^2 + 2 p_{\text{к}}^2 l_{\text{к}} - 1,33 p_{\text{к}}^3; \quad (49)$$

для Z- образних

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{E_0 D_{\text{н}} l_{\text{к}} m_{\text{к}} \Delta_{\text{к}}}{B}; \quad (50)$$

$$B = \frac{1}{k_{\text{ж}}} (\pi p_{\text{к}} l_{\text{к}}^2 - 2,28 p_{\text{к}}^2 l_{\text{к}} + 1,4 p_{\text{к}}^3) + 0,67 l_{\text{к}}^3 - 2 p_{\text{к}} l_{\text{к}}^2 + 2 p_{\text{к}}^2 l_{\text{к}} - 1,33 p_{\text{к}}^3; \quad (51)$$

для Г - образних

$$\sigma_{\text{комп}} = \frac{1,5 E_0 D_{\text{н}} \Delta_{\text{к}}}{l_{\text{к}}^2}; \quad (52)$$

де E_0 - позначення у формулі (19);
 $D_{\text{н}}$ - позначення у формулі (12);

l_k - виліт компенсатора, см;

Δ_k - сумарне поздовжнє переміщення трубопроводу в місці примикання його до компенсатора від впливу температури та внутрішнього тиску, см;

ρ_k - радіус вигину вісі відведення, см;

l_{Π} - ширина полиці компенсатора, см.

Коефіцієнти зменшення жорсткості $k_{ж}$ і збільшення напружень m_k для гнутих і зварних відводів компенсаторів при $\lambda_k < 0,3$ визначаються за формулами:

$$k_{ж} = \frac{\lambda_k}{1,65}; \quad (53)$$

$$m_k = \frac{0,9}{\lambda_k^{2/3}}; \quad (54)$$

$$\lambda_k = \frac{\delta_{\Pi} \rho_k}{r_c^2}; \quad (55)$$

де δ_H - позначення у формулі (17);
 ρ_K - позначення у формулі (49);
 r_c - середній радіус відводу, см.

Реакція опору H_K компенсаторів, Н, при поздовжніх переміщеннях надземного трубопроводу визначається за формулами :
 для П и Z – образних компенсаторів

$$H_K = \frac{200 W \sigma_{\text{КОМП}}}{m_K l_K} \quad (56)$$

для Г - образних компенсаторів

$$H_K = \frac{100 W \sigma_{\text{КОМП}}}{l_K} \quad (57)$$

де W -, момент опору перерізу труби, см³;
 $\sigma_{\text{КОМП}}$ - позначення у формулі $m_K l_K$ (48).

Розрахункові величини поздовжніх переміщень надземних ділянок трубопроводу слід визначати від максимального підвищення температури стінок труб (позитивного розрахунку перепаду) і внутрішнього тиску (подовження трубопроводу), а також від найбільшого зниження температури стінок труб (негативного температурного перепаду) при відсутності внутрішнього тиску в трубопроводі (скорочення трубопроводу).

З метою зменшення розмірів компенсаторів слід застосовувати попередню їх розтягнення або стиснення в залежності від температури, при якій виконується зварювання замикаючих стиків.

6.7. ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВІДІВ ЯКІ ПРОКЛАДАЮТЬСЯ В СЕЙСМІЧНИХ РАЙОНАХ

Трубопроводи які прокладають в сейсмічних районах незалежно від самого прокладання (підземного, наземного або надземного), розраховуються на основні і особливі сполучення навантажень з урахуванням сейсмічних впливів згідно СНиП.

Трубопроводи та їх елементи які призначені для прокладання в сейсмічних районах слід розраховувати:

- на умовні статичні навантаженні що визначаються з урахуванням сейсмічного впливу. При цьому граничні стани слід приймати як для трубопроводів що прокладаються поза сейсмічних районів;

- на сейсмічні впливи, які отримано на підставі аналізу записів сейсмометричних станцій (у вигляді сейсмограм і т.п.) в районах будівництва або в аналогічних за

сейсмічними умовами місцевостях де раніше були землетруси. Величини максимальних розрахункових прискорень що приймаються повинні бути не менш вказаних в табл.14.

Таблиця 14

Сила землетрусу, бали	7	8	9	10
Сейсмічне прискорення, cm/c^2	100	200	400	800

При розрахунках на найбільш небезпечні сейсмічні впливи допустимо в конструкціях, які підтримують трубопровід, не пружне деформування та виникнення остаточних деформацій, локальних пошкоджень і т.д.

Розрахунок надземних трубопроводів на опорах слід виконувати на дію сейсмічних сил що направлено:

- уздовж вісі трубопроводу, при цьому визначаються величини напружень в трубопроводі, а також виконується перевірка конструкцій опор на дію горизонтальних сейсмічних навантажень;

- по нормалі до поздовжньої вісі трубопроводу (вертикальній і горизонтальній площинах), при цьому слід визначати величини зсувів трубопроводу і достовірність довжини ригелів, при якій не відбудеться скидання трубопроводу з опори, додаткові напруги в трубопроводі, а також перевіряти конструкції опор на дію горизонтальних та вертикальних сейсмічних навантажень.

Додатково необхідно виконувати перевірочний розрахунок трубопроводу на навантаження які виникають при взаємному зміщенні опор.

Сейсмічні навантаження на надземні трубопроводи слід визначати згідно СНиП.

Додаткові навантаження в підземних трубопроводах та трубопроводах що прокладаються в насипу слід визначати як результат впливу сейсмічної хвилі яка направлена вздовж вісі трубопроводу та викликана напруженням станом ґрунту.

Розрахунок підземних трубопроводів в насипу на дію сейсмічних навантажень спрямованих по нормалі до поздовжньої вісі трубопроводу не виконується.

Напруження в прямолінійних підземних чи наземних (в насипу) трубопроводів від дії сейсмічних сил які направлено уздовж поздовжньої вісі трубопроводу, слід визначати за формулою

$$\sigma_{\text{пр.}N} = \frac{\pm 0,04 m_0 k_0 k_{\text{п}} a_c E_0 T_0}{c_p}, \quad (58)$$

- де m_0 - коефіцієнт защемлення трубопроводу в ґрунті;
 k_0 - коефіцієнт що враховує відповідальність трубопроводу;
 $k_{\text{п}}$ - коефіцієнт повторюваності землетрусів;
 a_c - сейсмічне прискорення, $\text{см}/\text{с}^2$, яке визначається за даними сейсмічного районування та мікрорайонування;
 E_0 - позначення у формулі (19);
 T_0 - переважаючий період сейсмічних коливань ґрунтового масиву, с;

c_p - швидкість розповсюдження поздовжньої сейсмічної хвилі уздовж поздовжньої вісі трубопроводу, см/с, в ґрунтовому масиві (на стадії розробки проекту допустимо приймати згідно табл. 15).

Коефіцієнт защемлення трубопроводу в ґрунті m_0 . Для попередніх розрахунків допустимо приймати з табл. 15.

При виборі значення коефіцієнту m_0 необхідно враховувати зміни стану ґрунту в процесі експлуатації навколо трубопроводу.

Таблиця 15

Ґрунти	Швидкість розповсюдження поздовжньої сейсмічної хвилі c_p , км/с	Коефіцієнт защемлення трубопроводу в ґрунті m_0
Насипні, пухкі піски, супіски, суглинки та інші, окрім водонасичених	0,12	0,50
Піщані малої вологості	0,15	0,50
Піщані середньої вологості	0,25	0,45
Піщані водонасичені	0,35	0,45
Супіски, суглинки	0,30	0,60

Глинисті вологі, пластичні	0,50	0,35
Глинисті напівтверді та тверді	2,00	0,70
Лес	0,40	0,50
Торф	0,10	0,20
Низькотемпературні мерзлі (піщані, глинисті, насипні)	2,20	1,00
Високотемпературні мерзлі (піщані, глинисті, насипні)	1,50	1,00
Гравій, щебінь та галечник	1,10	див. приміт. 2
Вапняки, сланці, пісковики (слабо вивітрені, вивітрені та сильно вивітрені)	1,50	Теж саме
Скельні породи (монолітні)	2,20	“

Примітка:

1. В таблиці наведено найменші значення σ_r , які слід уточнювати при розрахунках.
2. Значення коефіцієнтів защемлення слід приймати по ґрунту засипання.

Коефіцієнт k_0 який враховує ступінь відповідальності трубопроводу залежить від характеристики трубопроводу і визначається з табл.16.

Таблиця 16

Характеристика трубопроводу	Значення коефіцієнту k_0
1. Газопроводи з робочим тиском від 2,5 до 10,0 МПа включно; нафтопроводи і нафтопродуктопроводи при умовному діаметрі від 1000 до 1200 мм. Газопроводи незалежно від величини робочого тиску, а також нафтопроводи і нафтопродуктопроводи будь-якого діаметру, які забезпечують функціонування особливо відповідальних об'єктів. Переходи трубопроводів через водні перешкоди з шириною по дзеркалу в межах 25 м і більше.	1,5
2. Газопроводи з робочим тиском від 1,2 до 2,5 МПа; нафтопроводи і нафтопродуктопроводи при умовному діаметрі від 500 до 800 мм.	1,2
3. Нафтопроводи при умовному діаметрі менше 500 мм.	1,0

Примітка. При сейсмічності 9 балів та вище коефіцієнт k_0 для трубопроводів які вказано в поз. 1 помножується додатково на коефіцієнт 1,5.

Повторюваність сейсмічних впливів слід приймати за картами сейсмічного районування території згідно СНиП.

Значення коефіцієнтів повторюваності землетрусів слід приймати з табл. 17.

Таблиця 17

Повторюваність землетрусів 1 раз	в 100 років	в 1000 років	в 10 000 років
Коефіцієнт повторюваності $k_{\text{п}}$	1,15	1,0	0,9

Розрахунок надземних трубопроводів на сейсмічні впливи слід виконувати згідно вимог СНиП.

Трубопроводи які прокладають у вічних ґрунтах необхідно розраховувати на просідання та здимання.

6.8. З'ЄДНУВАЛЬНІ ДЕТАЛІ ТРУБОПРОВОДІВ

Розрахункову товщину стінки деталей (трійників, відводів, та ін.) $\delta_{\text{д}}$, з трубопроводом при дії внутрішнього тиску слід визначати за формулою

$$\delta_{\text{д}} = \frac{np D_{\text{д}}}{2 (R_{1(\text{д})} + np)} \eta_{\text{в}} . \quad (59)$$

Товщина стінки основної труби трійника $\delta_{\text{м}}$, см, визначається за формулою (59), а товщина стінки відгалуження $\delta_{\text{о}}$, см, - за формулою

$$\delta_o = \delta_m \frac{R_{1(m)}}{R_{1(o)}} \cdot \frac{D_o}{D_m}, \quad (60)$$

Товщина стінки після розточування кінців з'єднувальних деталей для зварювання з трубопроводом $\delta_{к.д}$, см (товщина кромки зварювання)

$$\delta_{к.д} \geq \frac{n p D_d}{2 (R_{1(d)} + n p)}, \quad (59)$$

где n - позначення у формулі (12);

p - позначення у формулі (7);

D_d -, зовнішній діаметр з'єднувальної деталі см;

η_b - коефіцієнт несучої здатності деталей слід приймати:

для штампованих відводів і зварних відводів які складаються з не менш ніж з трьох повних секторів та двох напівсекторів по кінцях за умови підварювання кореня шва та 100% контролю зварних з'єднань - по табл. 18;
для трійників – за графіком, що рекомендовано прокладенням, для конічних перехідників з кутом нахилу утворюючої $\gamma < 12^0$ та опуклих днищ - $\eta_b = 1$;

$R_{1(d)}$ - розрахунковий опір матеріалу деталі (для трійників $R_{1(d)} = R_{1(m)}$), МПа;

$R_{1(o)}$, $R_{1(m)}$ - розрахункові опори матеріалу відгалуження і магістралі трійника, МПа;

D_o - зовнішній діаметр відгалуження трійника, см;

D_m - зовнішній діаметр основної труби трійника, см.

Примітка. Товщину стінки переходників слід розраховувати за більшим діаметром.

Таблиця 18

Відношення середнього радіусу вигину відводу до його зовнішнього діаметра	1,0	1,5	2,0
Коефіцієнт несучої здатності деталі η_v	1,30	1,15	1,00

У тому випадку, коли крім внутрішнього тиску трійникові з'єднання можуть піддаватися одночасному впливу вигину і поздовжніх сил, для запобігання неприпустимих деформацій повинна виконуватися умова

$$(\sigma_1^2 - \sigma_1 \sigma_2 + \sigma_2^2 + 3 \sigma_{кр}^2)^{1/2} \leq R_2^H, \quad (62)$$

де σ_1 , σ_2 , $\sigma_{кр}$ - напруги відповідно кільцеве, поздовжнє і дотичне в найбільш напруженій точці трійникового з'єднання, які визначаються від нормативних навантажень і впливів;

R_2^H - позначення у формулі (5).

6.9. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ЩОДО ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

У проектах на спорудження трубопроводів необхідно передбачати рішення щодо охороні навколишнього середовища як при самому спорудженні трубопроводів та і при подальшій їх експлуатації.

При підземному і наземному прокладенні трубопроводів необхідно передбачати протиерозійні заходи з використанням місцевих матеріалів, а при перетині підземними трубопроводами крутих схилів, зрошувальних каналів і кюветів в місцях перетину – перемички, що запобігають проникненню в траншею води і поширенню її уздовж трубопроводу.

При прокладанні трубопроводів в земляних насипах на перетинах через балки, яри і струмки слід передбачати влаштування водопропускних споруд (лотків, труб і т.п.). Поперечний переріз водопропускних споруд слід визначати по максимальній витраті води один раз на 50 років.

Кріплення берегів в місцях перетину підземними трубопроводами слід передбачати до відмітки, що підноситься не менше, ніж на 0,5 м над розрахунковим паводковим горизонтом один раз в 50 років.

Ширина смуги берега, що зміцнюється, визначається проектом в залежності від геологічних і гідрогеологічних умов.

Проектні рішення щодо прокладання в зсувних районах повинні прийматися з умови виключення можливого порушення природних умов.

При підземному прокладанні трубопроводів необхідно передбачати рекультивацію родючого шару ґрунту.

Основним принципом використання вічної ґрунтів в якості підстави повинен бути принцип згідно СНиП.

При перетині трубопроводом ділянок з підземними льодами і криги проектом повинні передбачатися спеціальні інженерні рішення щодо запобігання техногенним порушень і розвитку криогенних процесів:

- заходи щодо максимального збереження рослинного покриву;
- підсилення ґрунту і заміна ґрунтів, що здимуються на виникнення здимань;
- дренаж і стік вод;
- вирівнювання і ущільнення ґрунтового шару над трубопроводом.

На ділянках трас трубопроводів, що прокладаються в межах місцевості з інтенсивним проявом криогенного здимання, необхідно передбачати проектні рішення щодо попередження деформацій підстав.

Яри і промоїни, розташовані поблизу траси трубопроводів, повинні бути укріплені.

Вимоги з охорони навколишнього середовища слід включати в проект окремим розділом, а в кошторисах передбачати необхідні витрати.

Вимоги до гідравлічних випробувань і рекультивації повинні регламентуватися в проекті у вигляді самостійних підрозділів.