

Редакція:

18.03.1994

ВІДОМЧІ БУДІВЕЛЬНІ НОРМИ
УКРАЇНИ

ПРОЕКТУВАННЯ СКЛАДІВ
НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ
З ТИСКОМ НАСИЧЕНИХ ПАРІВ
НЕ ВИЩЕ 93,3 кПа

ВБН В.2.2-58.1-94

! До тексту внесена зміна №1.

(Затверджена наказом Держнафтогазпрому України від 24.12.1999 р. №136^а для застосування на території України. Строк введення в дію встановлений з 1 січня 2000 р.)

Державний Комітет України по нафті і газу
(Держкомнафтогаз)

КИЇВ 1994

Відомчі будівельні норми України "Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа" ВБН В.2.2-58.1-94

Розроблені:

Внесені і підготовлені до затвердження:

Затверджені:

Південдіпронафтопровід (ведучій):

Г.О.Цвігун – відповідальний виконавець,

А.О.Орловська, М.Й.Кельнер, О.Я.Бараник, Ю.Н.Кришталь, А.О.Міщенко, Б.М.Медник,
І.М.Рувінський, С.І.Крамаренко, О.П.Яворський, Л.В.Валь, Ф.А.Тіханов, А.М.Ханін, В.В.Шульга,
І.Б.Барабаш, Л.Г.Андрійченко, О.М.Коваленко, М.Ю.Євдасіна, Т.В.Гайдай

Українським об'єднанням по поставках нафти і нафтопродуктів "Укрнафтопродукт"

Наказом Держкомнафтогазу України

від 18.03.1994р. № 133

та введені в дію з 01.04.1994р.

З введенням в дію ВБН В.2.2-58.1-94 втрачають силу на території України "Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели складов нефти и нефтепродуктов (нефтебаз)", 1972 г., СНиП II-106-79 "Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования".

Узгоджені:

| | | |
|----------------------------------|--------------------|----------------|
| Мінбудархітектури України | лист № 8/38 | від 11.03.94р. |
| ГУПО МВД України | лист № 12/6/162 | від 22.02.94р. |
| Мінприроди України | лист № 18-3/11-16 | від 18.02.94р. |
| МОЗ України | лист № 6-02-12/194 | від 9.03.94р. |
| Держкомнаглядохоронпраці України | лист № 13-4/289 | від 14.02.94р. |

Дані норми не можуть бути повністю чи частково відтворені, тиражовані і розповсюджені без дозволу об'єднання "Укрнафтопродукт" або інституту "Південдіпронафтопровід".

ВІДОМЧІ БУДІВЕЛЬНІ НОРМИ УКРАЇНИ

| | |
|---|---------------------------------------|
| Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа | ВБН В.2.2-58.1-94 Вводяться вперше |
|---|---------------------------------------|

Предметом даних норм є суміщені технологічні і будівельні вимоги, що пред'являються до складів нафти і нафтопродуктів*, які мають тиск насичених парів не вище 93,3 кПа (700 мм.рт.ст.) при температурі 20°C і температуру спалаху до 230°C включно.

Дані норми розповсюджуються на проектування нових СНН і СНН, що розширюються і реконструюються за винятком:

- - підземних сховищ нафти і нафтопродуктів, споруджуваних геотехнологічними і гірськими способами (в гірських породах, соляних пластах і т.п.);
- - резервуарів для нафти і нафтопродуктів, що входять до складу технологічних установок нафтових родовищ, нафтопереробних, нафтохімічних і енергетичних підприємств, а також резервуарів та інших місткостей, що використовуються у якості технологічних апаратів;
- -

резервуарів, розміщених в казематах;

-

- .

складів синтетичних жирозамінників;

-

- .

СНН Міністерства оборони України;

Дані норми можуть бути розповсюджені на проектування видаткових складів нафтопродуктів (незалежно від їх відомчої підпорядкованості), де передбачене зберігання рідин, що мають фізико-хімічні показники, в тому числі показники вибухопожежонебезпечності, подібні до показників нафти і нафтопродуктів, що повинно встановлюватись міністерствами і відомствами, яким підпорядковані ці склади.

При розробці проектів розширення або реконструкції дані норми поширюються тільки на частину СНН, яка розширюється або реконструюється.

До складу СНН входить комплекс технологічних будівель, споруд і установок, призначених для приймання, зберігання і видачі нафти і нафтопродуктів, а також підсобно-виробничі і побутові будівлі і споруди, що забезпечують її нормальну експлуатацію.

Дані норми і правила обов'язкові для застосування всіма організаціями незалежно від форм власності. Відступи від вимог даних норм можуть допускатись тільки при відповідних обґрунтуваннях і узгодженні їх.

1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1 Проектування СНН в усіх його частинах повинно виконуватись у повній відповідності до даних норм і правил.

Терміни і визначення приведені в обов'язковому додатку 1.

* в подальшому СНН

С.2 ВБН В.2.2-58.1-94

Перелік нафтопродуктів, на які поширюються норми, приведені в довідковому додатку 2. По спорудах і установках технологічного комплексу дані всі вимоги по відповідних рівнях

технологічних і будівельних, представляючи всю спеціалізовану інформацію, включаючи вимоги по охороні праці, що торкається даної будівлі, споруди або установки (пристрою). Ці вимоги приведені в розділах 5-10, 12,13.

Загальні для СНН норми і правила, що торкаються вимог технології будівництва, охорони праці, інженерного забезпечення, протипожежних заходів і вимог до охорони навколишнього середовища приведені в окремих розділах і підрозділах 1-4, 14-19.

1.2

СНН підрозділяються на дві групи – першу і другу.

До першої групи відносяться самостійні СНН по класифікації розділу 2, а також:

- - резервуарні парки і наливні станції магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів;
- - товарно-сировинні парки нафтопереробних заводів (НПЗ);
- - сировинні парки нафтохімічних підприємств (НХП).

До другої групи відносяться видаткові склади нафтопродуктів*, що входять до складу підприємств (промислових, транспортних, енергетичних, механізованих, сільськогосподарських та ін.). Даними нормами передбачені єдині правила для СНН будь-якої групи, а також правила, враховуючі особливості проектування СН другої групи (підрозділ 17.4).

1.3 Нафта і нафтопродукти класифікуються по ступеню вибухопожежо-небезпечності в залежності від температури спалаху їх парів. СНН класифікуються в залежності від характеристики їх операційної діяльності, транспортних зв'язків, загальної місткості.

В подальшому для стислості нафта і нафтопродукти, коли норми відносяться одночасно до нафти і нафтопродуктів, незалежно від їх класифікації, будуть іменуватись "рідинами".

Класифікація нафти і нафтопродуктів і СНН приведена в розділі 2.

1.4 Категорії приміщень і будівель по вибухопожежній і пожежній небезпечності в залежності від технологічних процесів (що розміщуються в будівлях, приміщеннях або спорудах СНН) приймаються по спеціальних класифікаторах і переліках, затверджених Держкомнафтогазом України. Перелік категорій приміщень і будівель технологічного комплексу СНН по вибухопожежній та пожежній небезпечності приведений в обов'язковому додатку 3.

1.5 Резервуари, а також складські будівлі і споруди для зберігання нафти і нафтопродуктів в тарі відносяться :

- - до підземних (підземне зберігання) – заглиблені у ґрунт або обсіпані ґрунтом, якщо найвищий рівень рідини в резервуарі або рідини, що розлилась в будівлі чи споруді нижче не менше, ніж на 0.2 м найнижчої планувальної відмітки прилеглої площадки (в межах 3 м від стінки резервуару, від стін будівлі або споруди);
- - до наземних (наземне зберігання), якщо вони не задовольняють вказаним вище умовам.

1.6 СНН, як правило, слід розміщувати на території промислових зон у складі груп підприємств (промислових вузлів) з загальними допоміжними виробництвами і об'єктами інженерно-транспортної інфраструктури, з урахуванням раціонального використання природних і матеріальних ресурсів, охорони від забруднення навколишнього природного середовища (водойм, ґрунтів, повітря).

Технологічне проектування повинно виконуватись з орієнтацією на прогресивний централізований спосіб постачання споживачів нафтопродуктами з забезпеченням збереження якості і кількості нафтопродуктів, з максимальним

* в подальшому СН

С.3 ВБН В.2.2-58.1-94

впровадженням нової техніки і технології, використанням автоматики, контролю і управління технологічними операціями і механізації трудомістких процесів в цілях підвищення надійності та економічності експлуатації, зниження пожежної небезпечності СНН при одночасному зменшенні трудовитрат.

Заходи зв'язані з охороною навколишнього середовища на СНН, слід проектувати у відповідності до вимог розділу 19 даних норм.

1.7 Дані норми передбачають виконання також вимог слідуєчих нормативних документів в частині визначення і проектування (якщо вимоги до них не визначені даними правилами):

- -.
СНиП 2.09.02-85 – проектування виробничих будівель СНН (продуктових, насосних, розливочних, розфасовочних, складських будівель для нафтопродуктів в тарі та ін.);
- -.
СНиП 2.01.02-85 – визначення ступеня вогнестійкості будівель і споруд, типів протипожежних перешкод та їх мінімальної межі вогнестійкості, вимог до евакуації людей з приміщень і будівель і шляхів евакуації;
- -.
ДБН 360-92 і СНиП II-89-80 – при розміщенні СНН;
- -.
СНиП 2.09.04-87 – при проектуванні адміністративно-побутових будівель і приміщень;
- -.
СНиП 2.03. II-85 – при проектуванні захисту від корозії будівельних конструкцій будівель і споруд.

У випадку, якщо норми у вказаних документах по одних і тих самих об'єктах і позиціях відрізняються від даних норм, за основу приймаються вимоги даних норм.

Посилання на вимоги нормативних документів, які слід враховувати по вузько спеціалізованих питаннях, проводиться у відповідних розділах і підрозділах документу.

Перелік використовуваних нормативних документів при проектуванні СНН приведений в довідковому додатку 9.

1.8 Будівлі і споруди складів нафти і нафтопродуктів (за винятком металевих резервуарів) повинні бути не нижче III ступеня вогнестійкості. Розміщення приміщень категорій А і Б в будівлях III ступеня вогнестійкості не допускається.

2. КЛАСИФІКАЦІЯ РІДИН, ЩО ЗБЕРІГАЮТЬСЯ І СНН

2.1 Нафта і нафтопродукти в залежності від температури спалаху поділяються на легкозаймисті рідини (ЛЗР) – з температурою спалаху $\geq 61^{\circ}\text{C}$ і нижче і на горючі рідини (ГР) з температурою спалаху вище 61°C .

Дані по температурі спалаху основних нафтопродуктів приведені в довідниковому додатку 2.

2.2 СНН поділяються:

- - за характером операційної діяльності – на розподіляючі, перевалочні, перевалочно-розподіляючі, бази зберігання;
- - по транспортних зв'язках – на залізничні, водні, водно-залізничні, трубопроводні (що одержують нафтопродукти з магістральних трубопроводів) і глибинні (що одержують нафтопродукти автотранспортом);
- - по кваліфікації нафти і нафтопродуктів, що зберігаються – СНН зберігання ЛЗР, СНН зберігання ГР, СНН загального зберігання (ЛЗР і ГР одночасно);
- - на категорії і підкатегорії згідно таблиці і в залежності від загальної місткості.

Загальна місткість СНН визначається як сумарний об'єм резервуарів і тари для зберігання нафти і нафтопродуктів. Об'єм резервуарів і тари приймається по їх номінальному об'єму. При визначенні загальної місткості не враховуються:

- проміжні резервуари (біля зливо-наливних естакад);

С.4 ВБН В.2.2-58.1-94

-
-

видаткові резервуари котельних, дизельних, загальною місткістю до 100 м³ вкл. (тільки для СНН першої групи);

•

-.

видаткові резервуари паливно-заправочних пунктів з окремими зливно-наливними пристроями до 3 стояків (тільки для СНН першої групи);

•

-.

резервуари збирання витоків;

•

-.

резервуари пунктів збирання відпрацьованих нафтопродуктів і масел;

•

-.

резервуари уловлених нафтопродуктів і розділяючі резервуари (уловлених нафтопродуктів) на очисних спорудах виробничої або виробничо-дощової каналізації.

Таблиця 1

| Категорія СНН | Підкатегорія СНН | Загальна місткість по підкатегорія, м ³ |
|---------------|------------------|--|
| I | I – а | Понад 300000 |
| | I – б | Понад 100000 до 300000 вкл. |
| II | II – а | Понад 50000 до 100000 вкл. |
| | II – б | Понад 20000 до 50000 вкл. |
| III | III – а | Понад 10000 до 20000 вкл. |
| | III – б | Понад 2000 до 10000 вкл. |
| | III – в | До 2000 вкл. |

Примітка. При використанні однакових вимог для СНН I-а і I-б, II-а і II-б, III-а, III-б і III-в підкатегорій в тексті вони будуть віднесені відповідно до I, II, III категорії.

На СНН III категорії, місткістю, що не перевищує вказану в таблиці 36 розділу 17.4, їх загальну місткість допускається визначити в залежності від характеристики рідин, що зберігаються, по температурі спалаху і способу зберігання по приведеній місткості у відповідності до п 17.4.1 даних норм.

2.3 Розподіляючі СНН незалежно від транспортних зв'язків, класифікації рідин, що зберігаються, категорій (підкатегорій) по місткості поділяються:

•

-.

оперативні – призначені тільки для забезпечення нафтопродуктами місцевих споживачів і збирання відпрацьованих нафтопродуктів. Інтенсивність поступання нафтопродуктів

приймається по інтенсивності реалізації;

•
-

сезонного зберігання – призначені для забезпечення потреби місцевих споживачів і компенсації нерівномірності подачі нафтопродуктів на оперативні СНН, що входять до зони її впливу (радіус 50км). Інтенсивність поступання нафтопродуктів на СНН сезонного зберігання визначається як різниця між загальним об'ємом поступання за розрахунковий період на групу СНН (сезонного зберігання і оперативні зони впливу) і поступанням на оперативні СНН.

СНН, які ожержують нафтопродукти з магістрального трубопроводу і видають їх наливом тільки в автотранспорт, будуть в подальшому іменуватись – роздавальний блок.

C.5 ВБН В.2.2-58.1-94

2.4 При розміщенні СНН в безпосередній близькості або суміжно з нафтопереробним підприємством або пунктом збирання і підготовки нафти нафтових родовищ рекомендується передбачити кооперування з ціллю скорочення капітальних витрат і максимального використання існуючих споруд (резервуарних парків, насосного обладнання, очисних споруд та інших споруд інженерного забезпечення СНН).

Б

РЕЖИМ РОБОТИ СНН НА ПРОТЯЗІ ДОБИ

3.1 СНН в залежності від характеру операційної діяльності (спеціалізації) і транспортних зв'язків можуть працювати в одну, дві зміни або цілодобово.

Рекомендовані режими СНН приведені в таблиці 2.

Таблиця 2.

| Тип СНН по транспортних зв'язках | Спеціалізація | | | |
|----------------------------------|---------------|---|----------------------|---------------------------------------|
| | Приймання | | Відпуск | |
| | В резервуари | Автоцистернах, автотранспортом (в тарі і наливом) | В автоцистерни, тару | В залізничні цистерни (наливні судна) |
| 1. Трубопроводна | Цілодобово | 1 зміна | 1 зміна | Цілодобово |
| 2. Залізнична | Цілодобово | 1 зміна | 1 зміна | Цілодобово |
| 3. Глибинна | 1 зміна | 1 зміна | 1 зміна | - |
| 4. Водна або | Цілодобово | 1 зміна | 1 зміна | Цілодобово (в |

| водно-залізнична | (в навігаційний період) | | | навігаційний період) |
|--|-------------------------|---|---------|----------------------|
| 5. Роздавальний блок | 1 зміна | - | 1 зміна | - |
| <p>Примітка. 1. При відповідному обґрунтуванні відпуск нафтопродуктів в автоцистерни і тару може виконуватись в 2 зміни або цілодобово.</p> <p>2. Приймання і перекачка рідин по магістральних трубопроводах виконується цілодобово.</p> | | | | |

3.2 Очищення і підготовку резервуарів до наливу слід виконувати в строки, вказані в ГОСТ 1510-84.

С.6 ВБН В.2.2-58.1-94

3.3 Час роботи насосних агрегатів на головних насосних станціях (ГНС) нафтопроводів і нафтопродуктопроводів приймається у відповідності до рекомендацій “ВНТП2-86” та “ВНТП3-90”.

3.4 Час зливу (наливу) партії залізничних цистерн визначається “статутом залізничних шляхів” та “Правилами перевезень ваниажів”. При необхідності розігрівання рідини для зливу надається додатковий час в залежності від пори року, густини і температури загусання нафти або нафтопродукту.

✠

НОРМИ ЗБЕРІГАННЯ ЗАПАСУ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ І ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМУ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ

4.1 Норми запасів нафти і нафтопродуктів залежать, головним чином, від об'єму, інтенсивності і характеру основних операцій, призначення СНН, а також територіального (географічного) положення її.

В основу розрахунку об'єму резервуарного парку повинні бути покладені:

- а) затверджений річний вантажообіг по сортах і видах поступання і реалізацій з врахуванням перспективи на найближчі 10-15 років;
- б) річні графіки (плани) помісячного поступання і реалізації кожного сорту і марки, складені на основі фактичних даних останніх 2-3 років, з врахуванням перспективи розвитку району;
- в) черговість і строки будівництва;
- г) перспективи розвитку СНН;

Примітка. Графіки (плани) поступання і реалізації затверджуються замовниками і узгоджуються з відповідними транспортними відомствами (залізничними, річковими, морськими,

трубопроводними та ін.).

4.2 При визначенні місткості резервуарного парку в розрахунок слід приймати номінальний об'єм резервуарів. Вибір резервуару слід виконувати у відповідності до ГОСТ 1510-84.

4.3 При визначенні норм запасу слід враховувати вантажопідйомність залізничних маршрутів, окремих цистерн, вагонів, а також паливних і суховантажних суден, зайнятих на перевезенні нафти і нафтопродуктів СНН, що проектується.

4.4 Величина резервуарного об'єму (V_p) для кожного сорту і марки нафтопродуктів визначається:

~~4.1~~

Для залізничних розподільних СНН:

- а) оперативних – в розмірі десятидобового запасу місяця максимальної реалізації;
- б) сезонного зберігання – по суміщених графіках (планах) поступання і реалізації нафтопродуктів цього СНН і оперативних СНН, що входять до зони його впливу.

Зона впливу СНН сезонного зберігання визначається із слідуєчих умов:

- а) забезпечення раціональних перевезень;
- б) рівномірного сумарного поступання рідин на групу СНН (сезонного зберігання і зв'язаних з нею оперативних);
- в) одержання оперативними СНН нафтопродуктів по мірі їх витрачання і накопичення запасів рідин сезонного зберігання в періоди малих надходжень на оперативні СНН і витрачання цих запасів на забезпечення місцевого споживання в період інтенсивного поступання нафтопродуктів на оперативні СНН;
- г) виключення відвантаження рідин з СНН сезонного зберігання на оперативні СНН.

С.7 ВБН В.2.2-58.1-94

При відсутності СНН сезонного зберігання величина резервуарної ємкості СНН визначається по графіках (планах) надходжень і реалізації СНН, що проектується, а при відсутності графіків (планів) – по рекомендаційній формулі (1):

де V_p - розрахунковий об'єм зберігання, м³;

$Q_{ср}$ - середня місячна реалізація нафтопродуктів, т;

K - коефіцієнт нерівномірності надходження і реалізації нафтопродуктів, рекомендується приймати по таблиці 3;

ρ - густина нафтопродукту, т/м³;

K_p - коефіцієнт, який враховує час знаходження резервуару в ремонті, приймається 1,05;

K_V - коефіцієнт використання об'єму резервуару, приймається по таблиці 4.

Таблиця 3

Рекомендаційна

| Характеристика району | К | |
|--------------------------------|---------|--------|
| | Для ЛЗР | Для ГР |
| 1. Промислові міста | 1,0 | 1,3 |
| 2. Промислові райони | 1,1 | 1,5 |
| 3. Сільськогосподарські райони | 1,5 | 2,5 |

Таблиця 4

| Номінальний об'єм резервуару, м ³ | Коефіцієнт використання об'єму (K_V) в залежності від типу резервуару (по таблиці 22) | | |
|---|---|------|------|
| | СП | СПП | ПП |
| До 5000 вкл | 0,83 | 0,76 | 0,80 |
| Понад 5000 | 0,85 | 0,80 | 0,83 |

4.4.2 Для річкових перевалочних і розподільних СНН одержуючих або відправляючих нафтопродукти водним транспортом – по графіках (планах) надходження і реалізації із збільшенням розрахункового об'єму на 15% для компенсації запізнення початку і передчасного закриття навігації, а також інших особливих умов судноплавства.

При відсутності графіків (планів) поступання і реалізації, об'єм зберігання рекомендується визначати по формулі (1).

С8 ВБНВ.22-58.1-94

Для водних СНН з подачею нафтопродуктів тільки в навігаційний період об'єм зберігання рекомендується визначати по формулі (2):

(2)

де Q – річна реалізація в тонах при завозі один раз на рік або реалізація в міжнавігаційний період – при завозі на протязі навігації;

q – перехідний дводенний запас;

K_C – коефіцієнт сортності;

K_V – коефіцієнт використання об'єму резервуару, що приймається по табл.4;

ρ – густина, т/м³;

4.4.3 Для перевалочних і перевалочно-розподіляючих СНН по графіках (планах) надходження і реалізації.

Для забезпечення місцевої реалізації на СНН виділяється окремий роздавальний блок, зв'язаний з СНН трубопроводами. При цьому об'єм резервуарного зберігання роздавального блоку приймається в розмірі дводобового запасу місяця максимальної реалізації.

Для нафтопродуктів, що надходять на роздавальний блок іншими видами транспорту, об'єм резервуарного зберігання визначається, як для розподільної СНН.

4.4.4 Для трубопроводних СНН – по графіках надходження та реалізації нафтопродуктів, але не менше об'єму циклу.

При розрахунку резервуарного об'єму слід враховувати додаткові резервуари для суміші. Місткість цих резервуарів приймається згідно ВНТПЗ-90.

4.4.5 Для глибинних СНН – величина місткості резервуарного парку приймається по графіках надходження та реалізації, а при їх відсутності по формулі (1).

4.4.6 Для морських перевалочних СНН об'єм зберігання рекомендується визначати по формулі (3):

(3)

Де K_C – коефіцієнт сортності (при одній марці нафтопродукту $K=1$, при 2-х - 3-х $K=1,05$);

K_V – коефіцієнт використання об'єму резервуару приймається по таблиці 4;

ρ – густина, т/м³;

$Q_{Год}$ – річний об'єм перевалки;

Pr – розрахункова кількість робочих днів за рік;

$K_{СН}$ – коефіцієнт нерівномірності добового відвантаження, що викликано нерегулярністю підходу танкерів, по таблиці 5;

$K_{МН}$ – коефіцієнт місячної нерівномірності прибуття суден, по таблиці 5;

$K_{Спр}$ – коефіцієнт попиту зовнішньої торгівлі, по таблиці 5;

K_p – коефіцієнт, що враховує час знаходження резервуарів в ремонті і очистці, приймається 1.06;

$Q_{сп}$ – середньодобовий об'єм надходження нафтопродукту, тони;

m – кількість неробочих днів по метеоумовам, по таблиці 5;

K_H – коефіцієнт, враховуючий часткове використання ємкості, призначений для добового відвантаження, приймається 0.8;

$$P_p = 365 \cdot n \cdot K_{зан}, \quad (4)$$

де n – кількість причалів;

$K_{зан}$ – коефіцієнт зайнятості причалу, приймається 0.45 - 0.5.

Таблиця 5

| Найменування рідин | Рекомендаційні величини коефіцієнтів по портах Чорного і Азовського морів | | | |
|--------------------|---|-------------|------------|-------|
| | $K_{сн}$ | $K_{мн}$ | $K_{спр}$ | m |
| Нафта | | 1,2 – 1,6 | 1,15 – 1,2 | 4 – 7 |
| Мазут | 2,01 – 3 | 1,06 – 1,92 | 1,15 | 7 |
| Автобензин | 3 – 5 | 1,75 – 2 | 1,15 – 1,2 | 4 – 7 |
| Авіабензин | | | | |
| Авіагас | 2,1 – 3 | 1,5 - 2 | 1,15 | 4 - 7 |

Примітка. В чисельнику вказані коефіцієнти для експортних операцій, в знаменнику – для каботажних операцій

4.5 Об'єм, число і тип резервуарів у складі загального парку СНН повинні визначатись з урахуванням економічної ефективності, а також забезпечення:

а) необхідної оперативності при заданих умовах експлуатації;

- б) можливості виводу резервуарів з експлуатації для ремонту, без збитків для виробничої діяльності СНН;
- в) мінімальної витрати металу та інших матеріалів на спорудження резервуарів;
- г) мінімальних втрат рідин від випаровування;
- з) можливо більшої однотипності резервуарів;
- е) можливості прийому в резервуар і відкачки з нього нафтопродукту з розрахунковою, по умовах технології, продуктивністю;
- є) гасіння можливих пожеж.

4.6 Для однієї марки нафтопродуктів або сорту нафти слід, як правило, передбачати не менше двох резервуарів.

СЮ ВБН В.22-58.1-94

Встановлення одного резервуару на кожен сорт нафти або марку нафтопродукту допускається у випадках:

-коли не вимагається виконання операції прийому і відвантаження даних сорту і марки одночасно;

•

-.

якщо облік кількості прийнятого і відвантаженого нафтопродукту (нафти) не вимагає замірів в резервуарі;

•

-.

при річному коефіцієнті оборотності менше трьох;

•

-.

коли резервуар використовується як буферна (проміжна) ємкість і операції прийому і викачки рідини з резервуару виконується без обліку кількості;

•

-.

коли не вимагається відстій води.

4.7 Тип і спосіб встановлення резервуарів визначаються виходячи з забезпечення збереження якості нафтопродуктів, дотримання безпеки і максимального скорочення втрат від випаровування.

Слід максимально використовувати неметалеві непотоплювані понтони.

4.8 Якщо резервуари знеособлені (взаємозамінні для двох-трьох і більше марок нафтопродуктів або сортів нафти) мінімальне число резервуарів визначається в залежності від умов прийому і відвантаження і способу обліку кількості нафти і нафтопродуктів.

4.9 Резервуари повинні мати обладнання, що відповідає фізико-хімічним показникам рідин, що зберігаються, типу резервуарів і продуктивності прийомо- роздавальних операцій.

До основного обладнання резервуарів відноситься:

- -
прийомо-роздавальні пристрої;
- -
дихальна і запобіжна арматура;
- -
прилади контролю і захисту;
- -
підігрівачі пристрої;
- -
протипожежне обладнання.

Обладнання, що монтується на резервуарах, повинне відповідати вимогам нормативних документів для даного типу резервуарів. Використання іншого обладнання на резервуарах допускається тільки після погодження з контролюючими органами і розробником проекту резервуару.

5 ЗЛИВНО-НАЛИВНІ ПРИСТРОЇ ДЛЯ ЗАЛІЗНИЧНИХ ЦИСТЕРН, ЕСТАКАДИ ЗАЛІЗНИЧНІ ЗЛИВНО-НАЛИВНІ.

Технологічні вимоги

5.1 Технологія зливу-наливу рідин, що перевозяться в вагонах-цистернах, залежить від вантажообігу-СНН, фізико-хімічних властивостей нафти і нафтопродуктів, інтенсивності вантажно-розвантажувальних робіт.

Операції по зливу-наливу, як правило, виконуються на під'їзних залізничних коліях СНН, обладнаних спеціальними зливо-наливними пристроями, установкою наливу цистерн, розрахованими в залежності від вантажообігу на маршрутний, груповий або одночасний злив-налив цистерн.

Злив-налив залізничних цистерн може виконуватись одночасно за допомогою відповідної кількості зливо-наливних пристроїв-естакадне навантаження, або наповнюватись у складі поїзда одна за другою на одному місці установкою наливу цистерн (точковий налив).

5.2 Перелік нафти і нафтопродуктів, допущених до перевезення наливом в вагонах-цистернах, а також підготовка транспортних засобів для наливу і транспортування встановлюється вимогами ГОСТ 1510-84.

Вантажопідйомність залізничних маршрутів бруто і состав цистерн по їх вантажопідйомності в маршрутах встановлюється погодженням в відомствах, відповідальними за експлуатацію залізниць і рухомого складу.

5.3 Розрахунок добової подачі цистерн під злив-налив виконується по максимальному місячному вантажообігу, у відповідності з графіками (планами) надходження та реалізації для кожного сорту рідин.

При відсутності вказаних графіків добова подача приймається множенням середньо-добової на $K=1,5$ для нафтопродуктів і $K=1,2$ для нафти.

5.4 При естакадному навантаженні кількість зливно-наливних пристроїв приймається з умови забезпечення зливу (наливу) добової подачі одного сорту рідини, вимагаючого максимальної кількості цистерн, по формулі:

(5)

де Q_{MM} - максимальний місячний вантажообіг, т;

30 - розрахункова кількість днів в місяці;

p - вантажопідйомність однієї цистерни, т.

Якщо по умовах відвантаження передбачається добове надходження цистерн, що перевищує розрахункову кількість зливно-наливних пристроїв, допускається викривувати злив їх за 2-3 подачі.

При сумарній кількості поступаючих (відвантажуваних) рідин на СНН за добу ($Q_{доб}$), що перевищує вантажність (вантажопідйомність) маршруту ($Q_{норм}$), кількість зливно-наливних пристроїв приймається по таблиці 6.

5.5 В залежності від кількості одночасно оброблюваних залізничних цистерн, за СНН рекомендується передбачити:

- до 3 цистерн - одиночні зливно-наливні пристрої;

- понад 3 до 6 вкл. - односторонні естакади (груповий злив-налив);

- понад 6 цистерн - односторонні або двосторонні естакади або установки точкового наливу (маршрутний злив-налив).

Протяжність залізничних зливно-наливних естакад визначається в залежності від кількості одночасно оброблюваних цистерн, але повинна бути не більше максимальної довжини одного маршрутного состава залізничних цистерн.

Таблиця 6

| |
|--------------------------------------|
| Кількість зливно-наливних пристроїв, |
|--------------------------------------|

| | що приймається |
|--|-----------------|
| 0,35 до 1 вкл. | на 1/3 маршрути |
| Понад 1 до 3 вкл. | на 1/2 маршрути |
| Понад 3 до 6 | на 1 маршрут |
| Примітка. Q _{норм} приймається вага нетто | |

5.6 Злив і налив рідин повинен проектуватись з урахуванням вимог ГОСТ 1510-84 по системі зливних пристроїв і колекторів.

СП2 ВБН В.22-58.1-94

Зливно-наливні пристрої для рідин повинні бути закритими, як правило, безшланговими у вигляді систем шарнірно зчленованих труб і телескопічних пристроїв.

На зливно-наливних естакадах, при естакадному завантаженні, як правило, слід передбачати зливні пристрої для нижнього закритого (герметичного) зливу для всіх рідин. Для нафтопродуктів з температурою спалаху вище 120°C і мазутів допускаються відкриті (негерметичні) зливні пристрої з використанням міжрейкових або бокових жолобів, закритих знімними плитами.

Для зливу несправних цистерн дозволяється використання резинотканинних рукавів (шлангів) з'єднаннями з неіскрячих матеріалів.

Довжина наливних пристроїв незалежно від способу налива повинна розраховуватись з умови забезпечення відстані від кінця наливного пристрою до нижньої утворюючої цистерни, не більш 200 мм, а нижню лапку цих пристроїв слід передбачити з металу, який виключає іскроутворення при ударі.

5.7 На СНН I категорії зливно-наливні естакади для легкозаймистих і горючих рідин, повинні бути роздільними. На зливно-наливних естакадах для нафти допускається передбачити злив мазуту.

На СНН II і III категорії зливно-наливні естакади можуть бути загальними для легкозаймистих і горючих рідин, при цьому зливно-наливні пристрої повинні розміщуватись, як правило, в одну лінію в послідовності, відповідаючій убуванню вибухопожежної і пожежної небезпечності нафтопродуктів.

5.8 На СНН III категорії злив і налив мазуту і масел і розвантаження горючих нафтопродуктів в тарі допускається передбачити на одній ділянці тупикової колії в різний час.

5.9 При прийомі з залізниці допускається використовувати самотічний злив в проміжні підземні резервуари.

При самотічному зливі в проміжні резервуари слід передбачити одночасну відкачку з них в резервуари резервуарного парку.

Проміжний резервуар повинен розраховуватись на 75% сумарного об'єму цистерн, що зливаються одночасно.

Продуктивність відкачки з цих резервуарів повинна складати не менше 50% продуктивності їх заповнення. При цьому резервуар повинен мати захист від переливу.

На СНН II категорії проміжні резервуари для мазуту і масел повинні розміщуватись, як правило, з зовнішньої сторони залізничних колій з зливно-наливною естакадою.

На СНН III-б і III-в підкатегорій проміжні резервуари для мазуту і нафтопродуктів з температурою спалаху вище 120°C допускається розміщувати як з зовнішньої сторони залізничних колій з зливно-наливним пристроями, так і під залізничними коліями.

5.10 Крок зливно-наливних пристроїв в межах однієї зливно-наливної естакади встановлюється в залежності від складу цистерн в залізничному маршруті і повинні забезпечувати злив (налив) без розчеплення чотирьохвісних, шестивісних і восьмивісних цистерн.

При точковому наливі слід передбачити пристрій, що не допускає самочинні переміщення цистерн, що знаходяться під наливом.

5.11 Зливно-наливні естакади повинні мати необхідну механізацію по підключенню і заправці зливно-наливних пристроїв і нагрівальних приладів, що забезпечує безпечні умови праці для обслуговуючого персоналу.

5.12 При естакадному навантаженні залізничні естакади для наливу авіаційних масел, налив для реактивних двигунів і авіабензинів повинні бути обладнані навісами і покривлями. Допускається не встановлювати навіси і покрівлі у випадках, якщо естакади обладнані пристроями, що виключають попадання в цистерну атмосферних опадів і пилу під час зливно-наливних операцій.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.13

5.13 Конструкція зливно-наливних пристроїв і колекторів повинна забезпечувати можливість звільнення їх від залишків-рідин.

На трубопроводах для наливу і зливу повинні встановлюватись на випадок аварії засувки з дистанційним керуванням на відстані не більше, ніж 50 м (рахуючи від осі залізничної колії з зливно-наливною естакадою) і не ближче:

15 м – при зливі і наливі легкозаймистих нафти і нафтопродуктів;

10 м – при зливі і наливі горючих нафти і нафтопродуктів.

Керування приводом аварійних засувок слід передбачити з естакади (з кроком розтановки кнопок зупинки не більш 100 м при естакадному навантаженні) і з насосної.

При одиночних зливно-наливних пристроях аварійні засувки можуть бути з ручним керуванням.

В якості аварійних можуть прийматись вимикаючі засувки на технологічних трубопроводах, встановлені в межах вказаних відстаней.

Основні вимоги до конструкції і улаштування

зливно-наливних естакад

5.14 Зливно - наливні естакади слід розміщувати на прямій горизонтальній ділянці залізничної колії.

У виключних випадках допускається розміщення естакад на ухилі не більше 1,5% при відповідному обґрунтуванні.

На СНН III категорії односторонні зливно-наливні естакади допускається розміщувати на кривих ділянках колії радіусом не менше 200 м.

5.15 На СНН I і IIa категорій залізничні колії, на яких розміщуються двосторонні естакади або установки точкового наливу для маршрутного зливу (наливу), повинні мати, як правило, з'їзд на паралельну обгінну колію, що дозволяє вивід з естакад цистерн в обидва боки.

При реконструкції або розширенні діючих естакад на вказаних категоріях СНН і неможливості забезпечення виводу цистерн в обидва боки допускається передбачати тупикову колію з встановленням в кінці тупикової колії лебідки для розчеплення составу.

Розрахункову довжину тупикової колії з зливно-наливними пристроями або естакадами слід збільшувати (для можливості розчеплення составу при пожежі) на величини, вказані в таблиці 7.

Таблиця 7

| Кількість одночасно оброблюваних цистерн | Розмір збільшення розрахункової довжини тупикової колії від крайньої цистерни в бік упорного бруса, м |
|--|---|
| До 2 вкл. | Не збільшується |
| Понад 2 до 6 вкл. | 20 |
| Понад 6 | 30 |

5.16 При розміщенні зливно-наливних пристроїв на паралельних залізничних коліях, слід проектувати одну двосторонню зливно-наливну естакаду або один точковий пункт наливу цистерн.

C.14 ВБН В.2.2-58.1-94

Відстань між коліями двосторонньої зливно-наливної естакади визначається розмірами конструкції естакади і габаритами наближення будівель згідно ГОСТ 9238-83.

5.17 Відстань між осями найближчих залізничних колій сусідніх зливно-наливних естакад (розміщених на паралельних коліях) повинна бути не менше 20 м, але в усіх випадках не менше 15 м між повздовжніми сторонами зливно-наливних пристроїв.

Відстань від залізничних колій до виступаючих частин зливно-наливних естакад слід приймати у відповідності до габаритів наближення будівель.

Габарити наближення зливно-наливних пристроїв повинні враховувати можливість подачі для зливу (наливу) великовантажних цистерн – 120т.

Відстань від осі залізничної колії (СНН або підприємства), на якій передбачається рух локомотивів, до осі найближчої колії з зливно-наливною естакадою повинна бути не менше 20 м, якщо температура спалаху рідин, що зливаються чи наливаються, 120°C і нижче, і не менше 10 м, якщо температура спалаху вище 120°C і мазутів.

Не допускається передбачати залізничну колію з зливно-наливною естакадою для наскрізного проїзду локомотивів.

Подача маршруту з нафтою і нафтопродуктами на естакаду повинна виконуватись тільки вагонами-цистернами або за допомогою обгінної колії або з витяжної колії. Захід локомотиву на тупикові колії естакади не допускається.

Вимоги до розміщення

зливно-наливних естакад (пристроїв) і території

5.18 Відстань від зливно-наливних естакад до інших будівель і споруд СНН приймається у відповідності до вимог розділу 17.1 даних норм. До зливно-наливних естакад повинні бути передбачені пішохідні доріжки з твердим покриттям шириною не менше 0,75м. Пішохідні доріжки слід передбачати до торців кожної естакади, а в місцях перетину цих доріжок з залізничними коліями – суцільні настили в рівень з головками рейок.

5.19 Площадка (відкрита або під навісом), зайнята зливно-наливною естакадою або поодинокими зливно-наливними пристроями повинна мати тверде водонепроникне покриття, огорожене по периметру бортиком висотою 200 мм і мати уклін не менше 20% в бік лотків, які в свою чергу повинні передбачатись з ухилом 0,5% до збірних колодязів (приямків), що розташовані на відстані не більше 50 м. Ці лотки, як правило, повинні розташовуватись з зовнішньої сторони залізничних колій, виконуватись з негорючих матеріалів і перекирватись знімними металевими ґратами.

5.20 На загальній тупиковій колії з поодинокими зливно-наливними пристроями для горючих нафтопродуктів можуть встановлюватись прирейкові роздаточні легкозаймистих і горючих рідин. При цьому відстань від цієї роздаточної до зливно-наливних пристроїв слід в залежності від одночасно оброблюваних цистерн приймати :

| | |
|----------------|---------|
| - понад 1 до 3 | - 20 м; |
| - 1 | - 10 м. |

5.21 Зливно-наливні естакади і поодинокі зливно-наливні пристрої рекомендується розміщувати на відкритих площадках.

5.22 Зливно-наливні естакади повинні мати драбини з негорючих матеріалів, що розміщуються в торцях, а при естакадному навантаженні також по довжині естакад на відстані не більше 100 м. Драбини повинні мати ширину не менше 0,7 м і передбачатись з ухилом не більше 45°. На естакадах слід передбачати площадки обслуговування для приєднання зливно-наливних пристроїв до цистерн.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.15

Драбини, площадки обслуговування на естакадах і естакади повинні мати перила висотою 1 м з суцільною обшивкою по низу висотою не менше 90 мм.

З ціллю забезпечення безпечного переходу обслуговуючого персоналу на залізничну цистерну, естакаду необхідно обладнати перехідним містком або відкидними площадками по

всій довжині естакади.

При обслуговуванні цистерн одного типу рекомендується віддавати перевагу проектуванню естакад з суцільним уширеним настилом., виключаючим наявність перехідних містків, з дотриманням габаритів приближення будівель по ГОСТ 9238-83.

6 ПРИЧАЛИ ЗЛИВНО-НАЛИВНІ

Технологічні вимоги

6.1 При поступанні або відвантаженні нафти і нафтопродуктів (нафтовантажів) водним транспортом на СНН повинні передбачатись вантажні і бункеровочні причали.

Причали для зливу-наливу нафтовантажів по розташуванню і виду конструктивного виконання можуть бути берегові і пірсові.

В подальшому берегові причали іменуються причали, а пірсові причали – пірси.

В залежності від гідрологічних умов, умов навігації і вантажообігу СНН вантажні і бункеровочні причали слід передбачати стаціонарні або плавучі. На вантажних причалах і пірсах слід передбачати можливість бункеровки суден, що обробляються біля цих причалів, а на бункеровочних – заправки плавбункеровщиків, призначених для бункеровки суден. Бункеровка суден, злив баластних вод і зливно-наливні операції можуть виконуватись одночасно.

Кількість вантажних і бункеровочних причалів (пірсів), системи улаштувань і трубопроводів, що забезпечують операції по зливу-наливу нафти і нафтопродуктів слід визначати по нормах технологічного проектування портів і пристаней на внутрішніх водних шляхах і даним розділом.

6.2 Бункеровочні трубопроводи для вантажних і бункеровочних операцій, навіть для одноіменних рідин, повинні бути роздільними.

Продуктивність бункеровки, наливу і зливу рідин приймається у відповідності з нормами технологічного проектування портів (морських, річкових).

6.3 Налив суден безпосередньо з магістрального трубопроводу забороняється.

6.4 Технологічні трубопроводи і арматура на причалах, а також стендери, повинні бути захищені від гідравлічних ударів, які викликають тиск понад допустимий.

6.5 Вивантаження нафти і нафтопродуктів з морських суден виконується тільки судовими засобами, а з річкових – судовими засобами або засобами порту.

616

В залежності від перепаду відміток між резервуаром і рівнем акваторії при необхідності слід передбачати установку на березі насосної станції другого підйому.

627

Визначення кількості нафти і нафтопродуктів при прийомі до перевезення пароплавством або здача її СНН повинно виконуватись по показниках лічильників, встановлених біля причалів, а

при відсутності її по замірах в резервуарній ємкості СНН – при довжині блокіровочних трубопроводів до 2 км або по замірах в нафтоналивних суднах – при протяжності блокіровочних трубопроводів більше 2 км. Для комерційного обліку рекомендується встановлювати лічильники класу 0,5 (по об'єму).

С16БНВ.22-58.1-94

При наявності двох або більше причалів, на яких передбачається можливість зливу-наливу однакових нафтовантажів відповідно на двох і більше суднах, облік кількості нафти і нафтопродуктів, що перевантажується, при відсутності лічильників, виконується по замірах в суднах, незалежно від довжини блокіровочних трубопроводів.

6.8 На причалах повинні бути спеціальні пристосування для надійного заземлення всіх трубопроводів у відповідності до діючих норм і правил улаштування електроустановок.

6.9 При проектуванні облаштування причалів повинні бути передбачені заходи, що виключають витікання рідин і забруднення акваторії порту.

На причалах технологічні трубопроводи рекомендується прокладати надземно (на опорах).

6.10 На закритих від хвилювання рейдів зливно-наливні операції можуть виконуватись на безпричальних пристроях через підводні трубопроводи.

Вимоги до розміщення і території

6.11 Причали і пірси повинні бути з негорючих матеріалів і мати ширину, що забезпечить прокладку всіх трубопроводів, і улаштування проїзду шириною не менше 3,5 м для пожежних автомобілів, в кінці тупикового проїзду повинна бути площадка розміром не менше 12 × 12 м для розвертання автомобілів.

На пірсах, зв'язаних з берегом перехідними містками, призначеними тільки для прокладки трубопроводів і пішохідного сполучення, і пірсах довжиною до 120 м включно, при умові прокладки на них трубопроводів пожежогасіння (розчинопроводів), улаштування вказаного проїзду для пожежних автомобілів не потрібне.

Причали і пірси повинні мати огороження з боку берега, якщо вони не примикають до суміжної території, що охороняється, з загальним технологічним прицесом або організаційною структурою.

Настили причалів і пірсів повинні бути суцільними, конструкція причалів і пірсів повинна виключати можливість попадання під них нафти і нафтопродуктів, прокладка трубопроводів під настилами не допускається.

6.12 Відстань від зливно-наливних причалів в потах морських, озерних і на водосховищах (крім річкових ділянок) слід приймати:

-
-

до суховантажних, пасажирських і службових причалів (за виключенням причалів для пожежних суден) не менше 300 м при перевантаженні легкозаймистих і 200 м при перевантаженні горючих нафти і нафтопродуктів, але в усіх випадках – не менше довжини

найбільшого розрахункового судна на причалах (берегових) і не менше відстані, що дорівнює сумі довжини і двох ширин найбільшого розрахункового судна на пірсах;

-

- .

до житла, масового відпочинку населення, пристаней, рейдів і місць постійної стоянки флоту, мостів, водозаборів, гідроелектростанцій, судоремонтних заводів не менше 500 м, незалежно від нафти і нафтопродуктів, що перевантажуються.

При визначенні відстаней слід приймати:

-

- .

на причалах (берегових) – як відстань в свету між розрахунковими суднами;

-

- .

на пірсах – як відстань в свету між сусідніми пірсами;

6.13 Відстань між зливно-наливними причалами (пірсами) в портах морських, озерних і на водосховищах (крім річкових ділянок) слід приймати:

-

- .

не менше 200 м при перевантаженні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху 28 °С і нижче;

-

- .

не менше 150 м перевантаженні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху вище 28 °С, але в обох випадках не менше довжини найбільшого розрахункового судна, з урахуванням умов безпеки навігації (швартовки, стоянки і відшвартовки судна)

ВБН В.2.2-58.1-94 С.17

Відстань між зливно-наливними причалами (на одному пірсі), між цими причалами і причалами службово-допоміжного флоту, обслуговуючого нафтоналивні судна, призначається виходячи з умов безпеки навігації, по нормах технологічного проектування морських портів з врахуванням вимог правил перевезень нафти і нафтопродуктів на танкерах морського флоту.

6.14 Зливно-наливні причали на незарегульованих ріках, річкових ділянках водосховищ і каналах (річкові причали) слід розташовувати нижче (по течії) на відстані не менше 500 м від житлової забудови, місць масового відпочинку населення, рейдів і місць постійної стоянки флоту, мостів, пристаней, гідроелектростанцій, річкових вокзалів, промислових підприємств:

-

- .

зливно-наливні причали допускається розташовувати вище (по течії) від перерахованих об'єктів на відстані не менше 5000 м;

-

- .

від інших причалів – на відстані не менше 3000 м.

6.15 Відстань в світлі між річковими зливно-наливними причалами повинна бути не менше 300 м при перевантаженні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху 28 °С і нижче і не

менше 200 м при перевантаженні рідин з температурою спалаху вище 28 °С, але в усіх випадках не менше довжини найбільшого розрахункового судна.

Відстань між річковими зливно-наливними пірсами, що розташовані в ковші, приймаються у відповідності до вимог п.6.16 даного розділу.

6.16 Зливно-наливні пристрої для суден повинні бути закритими і герметичними.

Для причалів, що виконують злив і налив рідин з різними температурами спалаху, категорії приміщень і будівель по вибухопожежній і пожежній небезпеці встановлюються для причалу в цілому по нафті або нафтопродукту, що має найбільш низьку температуру спалаху.

Електрообладнання механізованих зливно-наливних пристроїв нафтовантажів причалу, а також ємкості для тимчасового зберігання залишків рідин (при спорожненні системи зливно-наливних пристроїв) повинні розміщуватись на відстані, що визначається ПУЕ і у відповідності до категорії виробничого процесу, прийнятого на причалі.

7 НАСОСНІ СТАНЦІЇ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

7.1 На СНН в залежності від свого функціонального призначення передбачаються різні типи насосних станцій для перекачки рідин (в подальшому продуктивні насосні).

Функціональне призначення і найменування продуктивних насосних на наливних станціях і резервуарних парках магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів, а також товарно-сировинних парках НПЗ і НХП, вимоги до типів насосів, які застосовуються (основних і допоміжних), числу робочих і резервних агрегатів, вибору параметрів регулюючих, запірних та ін. пристроїв (які забезпечують надійність продуктивних насосних), вимоги до розміщення цих насосних в залежності від їх функціонального призначення, а також вимоги до вибору і установки вантажопідйомного обладнання для цих СНН визначається відповідними нормами технологічного проектування для цих підприємств (ВНТП 2-86, ВНТП 3-90, ВНТП 81-85).

Умови вибору і компоновки насосного обладнання

7.2 Для перекачки нафти і нафтопродуктів на СНН передбачається:

- насоси для основних і технологічних операцій (основні насоси), які забезпечують злив-налив вагонів-цистерн, налив суден, перекачку по трубопроводах та ін.;

С18 ВБН В.22-58.1-94

- насоси для допоміжних операцій (допоміжні насоси), які забезпечують виконання зачистки залізничних цистерн, резервуарів, розфасовку і налив автоцистерн, бочок та ін. дрібної тари, внутрішні базові перекачки, а також створення підпору для нормальної роботи основних допоміжних насосів.

Основні насоси можуть бути використані для допоміжних операцій.

7.3 Вибір типів насосів повинен виконуватись в залежності від:

- густини, температури, щільності, пружності парів і корозійних властивостей нафти і нафтопродуктів;

- висоти всмоктування і підпору, що вимагаються;

- умов пожежовибухонебезпеки.

7.4 В якості основних насосів рекомендується застосовувати:

а) для рідин, які мають малу в'язкість (до 3×10^{-4} м²/с) при температурі перекачки - центробіжні насоси;

б) для рідин в'язкістю більше 3×10^{-4} м²/с при температурі перекачки - роторні, гвинтові, шестерінні, поршневі (електропривідні або парові).

Допускається застосування електропривідних поршневих насосів для перекачки легкозаймистих рідин при виконанні ними як основних так і допоміжних операцій.

В якості допоміжних насосів для малов'язких легкозаймистих рідин можуть застосовуватись самовсмоктуючі центробіжні насоси і центробіжні насоси в поєднанні з вакуум-насосами і поршневі насоси.

Застосування парових поршневих насосів для перекачки ЛЗР допускається у виключних випадках, тільки при відсутності електроенергії та інших особливих умовах установки насосів.

7.5 Насосні агрегати для перекачки малов'язких рідин на СНН, як правило, повинні установлюватись поза будівлями.

При установці поза будівлями насосних агрегатів для перекачки в'язких і високозастигаючих рідин, ці насоси повинні обладнуватись підігрівом, а при необхідності і теплоізоляцією, що виключають застигання рідин в корпусі насоса.

7.6 Продуктивність насосів для зливу-наливу залізничних цистерн визначається, виходячи з кількості залізничних цистерн в одній подачі з врахуванням діючих нормативних строків зливу (наливу) і часу на допоміжні операції.

7.7 Напір насосів, що вимагається, визначається гідравлічним розрахунком з врахуванням виконання передбачених проектом технологічних операцій в найбільш холодну пору року.

7.8 При використанні несамовсмоктуючих центробіжних насосів для верхнього зливу з залізничних цистерн або при малому перепаді відміток між рівнем рідини в резервуарі і віссю насоса повинні передбачатись пристрої, що забезпечують надійне всмоктування (вакуумнасоси, погрузні, ежектори або інші пристрої).

7.9 При визначенні кількості насосів, необхідних для забезпечення перекачок, слід врахувати:

- - режим перекачки;
- - сортність нафти і нафтопродуктів, які перекачуються;
- - збіг операцій по часу;
-

-.
вимоги по відношенню до безперебійної роботи;

•
-.
норми тривалості зливу (наливу).

Для перекачки етилованих нафтопродуктів слід встановлювати окремі насоси.

7.10 Для монтажу і ремонту агрегатів рекомендується передбачати:

а) при вазі вантажу, що переміщується, до 0,5 т – переносні триноги або монорельси з кішками і талями;

б) при вазі вантажу, що переміщується, 0,5 – 2 т – монорельси з кішками і талями;

ВБН В.2.2-58.1-94 С.19

в) при вазі вантажу, що переміщується, більше 2 т при спеціальному обґрунтуванні – пересувні кранбалки або інші підйомні механізми з ручним керуванням.

Примітка. Для підйому і переміщення насосних агрегатів в межах насосної допускається застосування пересувних підйомних механізмів, що відповідають вимогам пожежовибухобезпеки.

7.11 Для ремонту і періодичного обслуговування в технологічних спорудах обладнання, повинно бути передбачено ручне підйомно-транспортне обладнання (талі пересувні, крани мостові підвісні, крани мостові опорні).

Застосування мостових опорних кранів вантажопідйомністю до 5 т включно не рекомендується.

Для ремонту або періодичного обслуговування технологічного обладнання, що встановлюється на відкритих площадках, слід передбачити, як правило, мобільні крани.

Вертикальні насоси повинні мати стаціонарні пристрої, що дозволяють виконувати монтаж і демонтаж їх.

Вантажопідйомність підйомно-транспортного обладнання слід вибирати по базі найбільш важкої частини установки, яка демонтується.

Об'ємно-планувальні рішення

7.12 Продуктові насосні слід розміщувати в будівлях або на площадках (відкритих або під навісом).

Насоси для перекачки нафти і нафтопродуктів, конструкція і двигуни яких допускають експлуатацію їх на відкритому повітрі, слід розміщувати на площадках.

7.13 В будівлі продуктової насосної допускається розміщувати наступні приміщення: трансформаторної підстанції напругою до 10 кв включно, розподільних пристроїв, пункту установки контрольно-вимірювальних приладів і засобів автоматичного керування

технологічними процесами, вентиляційних камер та ін., підсобно-допоміжні приміщення у відповідності до СНиП 2.09.02-85 (по п.1.7 даних норм), ПУЕ і вимог цього розділу.

На СНН III категорії в будівлі продуктової насосної допускається розміщення дизель-генераторів.

Видаткові ємкості для горючих нафтопродуктів місткістю більше добової потреби слід розташовувати зовні будівлі продуктової насосної з боку суцільної (без прорезів) стіни або в прибудові з негорючих матеріалів.

7.14 В продуктових насосних, розташованих на площадках під навісами, площа захисних бокових огорожень, які улаштовуються в них, повинна складати не більше 50% загальної площі сторони, яка закривається (рахуючи по висоті від підлоги до виступаючої частини навісу).

Ці бокові захисні огороження повинні виконуватись з негорючих матеріалів, і по умовах природньої вентиляції не доходити до підлоги і навісу насосної не менше, ніж на 0,3 м.

7.15 Вузли насуюк рекомендується розташовувати поза будівлею продуктової насосної.

Відстань від найближчої засувки, що розміщується поза продуктовою насосною, слід приймати:

3 м - від стіни з прорізами продуктової насосної в будівлі;

1 м - від стіни будівлі без прорізів;

5 м - від межі площадки продуктової насосної (відкритої або під навісом).

Допускається вузли засуюк розміщувати в одному приміщенні з насосами при кількості основних робочих насосів (не рахуючи резервних зачистних, вакуумних та інших допоміжних насосів) в цьому приміщенні:

С20 ВБНВ.22-58.1-94

а) на СНН I і II категорії – не більше 6 насосів для рідин з температурою спалаху 120°C і нижче (крім мазутів) або не більше 10 насосів для рідин з температурою спалаху вище 120°C і для мазутів;

б) на складах III категорії – не більше 10 насосів для рідин з температурою спалаху 120°C і нижчу і при будь-якій кількості насосів для рідин вище 120°C .

в) при перекачці мазутів, що підігріваються до температури нижче на 10 градусів від температури спалаху – не більше 6 на складах I і II категорій і не більше 10 на складах III категорії.

При розміщенні вузлів засуюк в окремому приміщенні воно повинно відділятися від приміщення для насосів протипожежною перегородкою I типу в будівлях I і II ступеня вогнестійкості і II типу в будівлях III-а ступеня вогнестійкості і мати вихід назовні. Двері між приміщеннями для вузлів засуюк і насосів повинні бути протипожежними 2 типу.

В місцях розташування вузлів засуюк слід передбачати в підлозі лоток для збору стоків в прямокутний, глибина якого повинна бути не більше 0,5 м.

7.16 При встановленні в одному приміщенні насосів для перекачки нафти і нафтопродуктів з різними температурами спалаху це приміщення насосної і всі види обладнання в ньому

повинні відповідати умовам, що пред'являються до них при перекачці рідин з найбільш низькою температурою спалаху.

7.17 В продуктивних насосних, що розміщуються в будівлях, насосні агрегати можуть застосовуватись з електродвигунами у виконанні, яке дозволяє їх встановлення як в загальному залі з насосами, так і в окремому приміщенні з протипожежною перегородкою. Ця протипожежна перегородка повинна бути газонепроникною, суцільною (без прорізів) з межею вогнестійкості не нижче 0,75г. В місцях проходу, через вказану перегородку валів, що з'єднують двигуни з насосами, повинні бути ущільнюючі пристрої.

Ширина проходів між виступаючими частинами насосів, а також між насосами і стіною повинна бути не менше 1 м.

Ширину проходів між насосами шириною до 0,6 м і висотою до 0,5 м допускається зменшити до 0,7 м.

При дворядному розташуванні насосів ширина проходу між рядами повинна бути не менше 1,5 м.

7.18 Торці підземних горизонтальних резервуарів для нафтопродуктів з температурою спалаху вище 120°C і мазутів допускається розташовувати в приміщеннях продуктової насосної, яка обслуговує ці резервуари.

7.19 Кількість викидів в продуктивних насосних, в залежності від виду рідин, які перекачуються, і засобів перекачки (при відсутності даних в завданні на проектування), допускається приймати по таблиці 8. Ці викиди приймаються тільки як вихідні дані для розрахунку вентиляції насосних.

Таблиця 8

| Засоби перекачки | Кількість викидів на одиницю засобів перекачки в залежності від виду рідини, кг/г | | |
|---|---|----------------------|--------------|
| | бензин | дизельне пальне, гас | нафта, мазут |
| 1. Насоси центробіжні з одним ущільненням валу: | | | |
| - торцевим | 0,08 | 0,04 | 0,02 |
| - сальниковим | 0,14 | 0,07 | 0,03 |

ВБН В.2.2-58.1-94 С.21

Закінчення таблиці 8

| Засоби перекачки | Кількість викидів на одиницю засобів перекачки в залежності від виду рідини, кг/г | | |
|------------------|---|--|--|
| | | | |
| | | | |

| | бензин | дизельне пальне, гас | нафта, мазут |
|--|--------|----------------------|--------------|
| 2. Насоси центробіжні з двома ущільненнями валу: | | | |
| - торцевим | 0,14 | 0,07 | 0,03 |
| - сальниковим | 0,26 | 0,13 | 0,05 |
| 3. Насоси центробіжні з подвійними торцевими ущільненнями або безсальникового типу ЦРК | 0,02 | 0,01 | 0,01 |

7.20 Обладнання і арматура, що встановлюються на площадках (відкритих або під навісом), повинні прийматись в кліматичному виконанні, що відповідає мікрокліматичному району розміщення СНН по СНІП 2.01.01-82 з врахуванням вимог до арматури по СН 527-80.

ВІДПУСК НАФТОПРОДУКТІВ

Умови вибору зливно-наливних пристроїв

для автомобільних цистерн

8.1 Постачання крупних споживачів, як правило, повинно бути централізованим.

Доставлятися нафтопродукти споживачам можуть в залізничних і автоцистернах, бочках.

Для дрібних споживачів рекомендується передбачати відпуск нафтопродуктів в автоцистерни, бочки, бідони і більш дрібну тару (масла і мастила). При відпуску нафтопродуктів потрібно дотримуватись «Правил технічної експлуатації нафтобаз», правил по техніці безпеки і промисловій санітарії, інструкції про поведження з етиловими бензинами і сірчастими нафтопродуктами.

8.2 Для наливу нафтопродуктів в автоцистерни на СНН повинні передбачатись спеціальні пристрої, що виключають можливість переповнення наливних ємкостей.

8.3 Налив нафтопродуктів в бочки, бідони та іншу більш дрібну тару може виконуватись в розливних (розфасовочних).

Допускається налив в бочки, встановлені безпосередньо на спеціально обладнаних автомашиних. Налив в бочки на автомашиних повинен виконуватись спеціальними пристроями на площадках наливу автоцистерн і на окремих площадках, розташованих біля розливних. Перелив ємкостей, які наливаються, повинен бути виключений.

8.4 Подання нафтопродуктів з СНН на автозаправні станції (АЗС) може виконуватись по блокіровочних трубопроводах або автоцистернами. Вибір способу поставки виконується на основі техніко-економічних розрахунків.

C22 ВБН В.22-58.1-94

На блокіровочних трубопроводах повинні встановлюватись відсікаючі засувки і лічильники на відстані 5-10 м від АЗС.

8.5 На підводячих трубопроводах до розливної (розфасовочної), біля місць підключення роздавальних пристроїв, повинні встановлюватись відсікаючі засувки.

8.6 Розрахункова кількість наливних пристроїв на розливних (розфасовочних) визначається окремо для кожного сорту і марки нафтопродуктів по формулі:

(6)

де n - розрахункова кількість наливних пристроїв або колонок;

Q - середньодобова реалізація нафтопродукту в тоннах по місяцю максимальної реалізації;

q - розрахункова продуктивність наливних пристроїв або автоколонок, м³/годину;

k - коефіцієнт використання наливних пристроїв

0,7 - для автоналивних пристроїв;

0,5 - для наливу в бочки.

r - кількість годин роботи наливних пристроїв за добу;

ρ - густина нафтопродукту, т/м³.

Мінімальні продуктивності наливних пристроїв, без врахування часу на допоміжні операції, рекомендується приймати по таблиці 9.

Таблиця 9

| Нафтопродукти | Продуктивність зливно-наливних пристроїв, м ³ /годину | |
|---|---|---------------|
| | Налив в автоцистерни | Налив в бочки |
| Легозаймісті і малов'язкі горючі рідини | <u>30 – 40</u> | <u>4</u> |
| | 40 – 60 | 5 |
| Масла та інші горючі рідини | <u>20 – 30</u> | <u>3</u> |

Примітка. В чисельнику вказана продуктивність при самотічному наливі, а в займеннику – при насосному в м³/годину

Відстань між наливними пристроями (кранами) в розливних (розфасовочних) повинна бути не менше 1 м. Висота кранів від підлоги повинна бути не менше висоти стандартної бочки.

Дозволяється встановлення на одному робочому місці двох чи трьох кранів для наливу різних сортів нафтопродуктів, при умові, що одночасно наливається тільки один сорт.

8.7 Кількість відпущеного нафтопродукту повинна визначатись за допомогою лічильників і шляхом зважування або, в окремих випадках, по заміру в каліброваній тарі.

8.8 Для забезпечення надійності роботи лічильників вони повинні бути вибрані по тиску, продуктивності, в'язкості нафтопродукту, що перекачується, та інших фізико-хімічних даних.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.23

Лічильники повинні бути захищені від попадання в них мехдомішок встановленням перед ними фільтрів.

8.9 Допускається встановлення на СНН автоваг під навісом. Вантажопідйомність ваг повинна забезпечувати зважування всіх типів автоцистерн, що перебувають на СНН.

Вимоги до розміщення і території

8.10 Зливно-наливні пристрої для автомобільних цистерн слід розміщувати на площадках, як правило, під навісом.

Поодинокі зливно-наливні пристрої (до 3-х пристроїв) допускається розміщувати на відкритих площадках.

В залежності від виду нафтопродуктів зливно-наливні пристрої дозволяються розміщувати:

- - на одній площадці (під загальним навісом), для легкозаймистих і горючих нафтопродуктів;
- - безпосередньо біля розливних, розфасовочних, а також біля зливно-наливних пристроїв для масел та інших нафтопродуктів з температурою спалаху вище 120°C;
- - з зовнішньої сторони огорожі СНН – за вимогами технології.

Острівці автоналивних пристроїв і проїзди між острівцями слід проектувати у відповідності до вимог ВСН 01-89.

8.11 Розливні і розфасовочні в залежності від кліматичних умов і видів нафтопродуктів слід розміщувати в будівлях або на площадках (відкритих або під навісом).

Розливні і розфасовочні в будівлях слід проектувати у відповідності до пп.1.7 і 10.11 даних норм з врахуванням вимог даного розділу. Підлоги в розливних слід виконувати у відповідності до вимог п.10.13 даних норм.

8.12 На СНН I, II та III-а категорії для розливу етилованих нафтопродуктів слід передбачати окреме приміщення.

8.13 Роздавальні резервуари одиничним об'ємом кожний до 25 м³ включно, в залежності від виду нафтопродуктів, що відпускаються, допускається розміщувати:

- - в приміщенні розливної – резервуари, призначені для підігріву і видачі масел, при умові забезпечення відведення парів з резервуарів за межі приміщення;

- - зонні будівлі розливної на відстані 2 м біля суцільної (без прорізів) стіни – резервуари для інших легкозаймистих і горючих нафтопродуктів, при загальній місткості роздавальних резервуарів 200 м³.

Роздавальні резервуари одиничним об'ємом понад 25 м³ до 100 м³ включно, призначені для підігріву і видачі масел, допускається розміщувати так, щоб торці їх розташовувались в приміщенні розливної.

8.14 Резервуари для масел загальною місткістю не більше 100 м³ допускається розміщувати в підвальних приміщеннях одноповерхових будівель розливних і розфасовочних. При цьому вказана будівля повинна бути не нижче II ступеня вогнестійкості, а виходи з підвального приміщення слід передбачати безпосередньо назовні і ці підвальні приміщення не повинні сполучатись з першим поверхом.

9 ТЕХНОЛОГІЧНІ ТРУБОПРОВОДИ

9.1 Технологічні трубопроводи, призначені для транспортування нафти і нафтопродуктів повинні проектуватись по СН 527-80 з врахуванням даного розділу.

Технологічні трубопроводи слід проектувати як єдине комплексне господарство, що забезпечує ведення операційної діяльності СНН з врахуванням загального

C24 ВБНВ.2.2-58.1-94

планувального рішення площадки СНН і взаємної ув'язки інженерними мережами.

Вимоги до розміщення технологічних трубопроводів приведені в розділі 17.1 підрозділу "Розміщення інженерних мереж".

9.2 По призначенню технологічні трубопроводи підрозділяються на технологічні трубопроводи, що прокладаються на території СНН, в подальшому в розділі – “трубопроводи”, і зовнішні трубопроводи, що прокладаються поза територією СНН, в в подальшому в розділі для специфічних вимог – “блокіровочні трубопроводи”, а для загальних – трубопроводи.

Трубопроводи СНН повинні бути мінімальної довжини і забезпечувати можливість виконання всіх технологічних операцій при збереженні кількості і якості нафти і нафтопродуктів.

9.3 Діаметри трубопроводів повинні забезпечувати перекачку нафти (нафтопродуктів) з заданою продуктивністю і визначаються в кожному окремому випадку гідравлічними розрахунками.

Діаметри підземних трубопроводів повинні бути не менше Ду 50.

9.4 Трубопроводи для легкозаймистих (ЛЗР) і горючих рідин (ГР) повинні виконуватись з сталевих труб (безшовних або електрозварних) у відповідності до “Пособия по оптимальному выбору труб из углеродистой и низколегированной стали для технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа (к СН 527-80)”.

Допускається застосування неметалевих негорючих труб, якщо вони відповідають вимогам міцності, хімічної і термічної стійкості.

Відкрите (по стінах) і наземне прокладання технологічних трубопроводів з неметалевих труб не дозволяється.

9.5 Прокладання трубопроводів може бути підземних і наземним у відповідності до СН 527-80.

Спосіб прокладання вибирається з врахуванням кліматологічних і геологічних умов, рельєфу місцевості, рівня ґрунтових вод, довжини трубопроводів, а також мінімальних витрат на спорудження їх.

На технологічних трубопроводах, при необхідності продувки і дренажу, повинні бути передбачені спеціальні пристрої.

9.6 Для масел та інших горючих рідин з високою температурою загусання рекомендується прокладання трубопроводів з теплоізоляцією і шляховим підігрівом (електрикою, гарячою водою або паром).

При цьому прокладання може бути як наземним, так і підземним. Слід передбачати можливість витиснення з труб високозагусаючих нафтопродуктів нафтопродуктами, що не загусують при температурі експлуатації.

На ділянках протяжністю до 15 м допускається прокладання трубопроводів з теплоізоляцією витиснення високозагусаючого нафтопродукту.

Теплоізоляцію трубопроводів слід виконувати з негорючих матеріалів. При відповідному обґрунтуванні допускається прокладання трубопроводів з високов'язкими або високозагусаючими горючими рідинами в каналах з теплосупутниками.

Для малов'язких масел та інших горючих рідин з низькою температурою загусання рекомендується підземне або наземне прокладання трубопроводів без ізоляцій.

9.7 При проектуванні трубопроводів слід передбачати пристрої для компенсації теплових подовжень, якщо це необхідно по температурному режиму трубопроводу.

Для компенсації слід використовувати хвилясті та інші компенсатори, а також повороти трубопроводів (самокомпенсація).

9.8 Трубопроводи для легкозаймистих рідин забороняється укладати в каналах разом з трубопроводами питної води, газопроводами, паропроводами, кабелями сильного і слабого струму.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.25

При перекачці високозагусаючих і високов'язких легкозаймистих рідин, як виняток, допускається укладання технологічних трубопроводів:

- а) в одному каналі з теплосупутниками;
- б) в загальній теплоізоляції з теплосупутниками.

При цьому повинні бути передбачені: контроль температури нафтопродукту (нафти) і захист від перегріву.

9.9 Трубопроводи, для можливості спорожнення їх, повинні прокладатись з ухилом до місця відкачки або випуску нафтопродукту (нафти) (при самопливі).

Мінімальна величина ухилу трубопроводів приймається:

- а) для малов'язких легкорухомих нафти і нафтопродуктів - 0,002;
- б) для високов'язких високозагусаючих нафти і нафтопродуктів - 0,02.

9.10 Трубопроводи для легкозаймистих рідин повинні бути надійно заземлені з метою обмеження накопичення в рідині, що перекачується, зарядів статичної електрики.

9.11 Захист трубопроводів від корозії передбачається:

- а) при наземному і каналному прокладанні захисними фарбами;
- б) при прокладанні в ґрунті – протикорозійною ізоляцією, яка в залежності від питомого електричного опору ґрунтів може бути:

| | | | | |
|-----------|---|-------------|---|---------------|
| нормальна | - | при пит.оп. | - | 200 мм і вище |
| посилена | - | при пит.оп. | - | менше 200 мм |

При підводних переходах річок та боліт повинна застосовуватись посилена ізоляція.

У випадку проходження в районі СНН електрифікованих залізничних шляхів або інших джерел блукаючих струмів повинен передбачатись спеціальний електрозахист трубопроводів (див. розд.16).

9.12 На підземних трубопроводах безканалного прокладання при перетині ними залізничних колій, автомобільних шляхів, проїздів та інших інженерних комунікацій слід передбачати футляри для кожного трубопроводу окремо.

При цьому внутрішній діаметр футляра повинен бути на 100-200 мм більший зовнішнього діаметру труби. Кінці футляра повинні виходити за межі пересікання не менше, ніж на 0,5 м в кожен бік, і не менше 5 м від головки крайньої рейки.

9.13 Випробування технологічних трубопроводів СНН слід виконувати у відповідності до вимог СН 527-80.

9.14 При розробці проекту внутрібазових технологічних трубопроводів слід передбачати послідовну перекачку по одному трубопроводу кілбокх нафтопродуктів, близьких за своїми фізико-хімічними властивостями. При цьому слід передбачати можливість спорожнення трубопроводу.

9.15 По одному трубопроводу, при забезпеченні спорожнення його, допускається перекачка нафтопродуктів, що входять до складу однієї з нижчевказаних груп:

А. Паливо

- 1-а група - автомобільні бензини неетилвані
- 2-а група - гас освітлювальний, палива для швидкохідних дизелів, паливо дизельне
- 3-я група - паливо моторне для середньооборотних і малооборотних дизелів, паливо нафтове (мазут), пічне паливо
паливо для реактивних двигунів
- 4-а група - бензини авіаційні етиловані
- 5-а група - бензин авіаційний неетилваний, бензини-розчинники
- 6-а група - автомобільні бензини етиловані
- 7-а група - високооктанові автомобільні бензини
- 8-а група -

Б. Масла

- 1-а група - авіаційні і для турбореактивних двигунів

С26ВБНВ.22-58.1-94

- 2-а група - турбінні для гідротурбін судових газових турбін, конденсаторні, МТ, МК-6, МК-8, трансформаторні, МС-6, МС-8, МС-8П, МК-8П
- 3-я група - веретенне АУ, АУп
- 4-а група - трансмісійні, циліндровані
- 5-а група - автомобільні, автотракторні, індустрийні, компресорні, судові, моторне для високошвидкісних механізмів
осьові
- 6-а група - дизельні
- 7-а група - відпрацьовані.
- 8-а група -

Допускається перекачка по одних трубопроводах, при умові їх спорожнення у випадках малої кількості сортів в групах або малого вантажообігу нафтобази:

а) масел 5 і 7 груп;

б) масел 4 і 6 груп;

в) автомобільного бензину неетилованого і дизельного палива.

9.16 При наявності в вантажообігу СНН нафтопродуктів, передбачених в п.9.15, для їх групування слід керуватись фізико-хімічними показниками цих нафтопродуктів по ГОСТ і технічних умовах.

9.17 Гідравлічні розрахунки трубопроводів СНН повинні виконуватись виходячи з умов виконання технологічних процесів з заданою продуктивністю при забезпеченні надійності, безперебійної роботи агрегатів і всієї системи в цілому.

Розміщення засувки, регуляторів та іншого технологічного обладнання

9.18 Вузли засувки слід розміщувати у відповідності до вимог розділів 7 і 17.1 даних норм.

9.19 Колодязі і камери керування з засувками резервуарних парків слід розташовувати з зовнішньої сторони обвалування (огороджуючої стіни) груп резервуарів.

Корінні засувки слід встановлювати безпосередньо біля резервуару.

9.20 На вводах трубопроводів до цехів (насосні, залізничні естакади, причали та ін.) слід встановлювати вимикаючу арматуру з дистанційним керуванням, керуючись вимогами СН 527-80 (додаток 2) і розділу 5 даних норм.

На кожному стояці зливно-наливних пристроїв повинна бути встановлена запірна арматура.

9.21 Біля вантажних причалів, на березі, біля кореня причалу, повинні встановлюватись безінерційні запобіжні клапани і запірні пристрої типу кульових кранів з дистанційним керуванням (з причалу) для скидання і перекриття потоку у випадку аварій або пожежі.

9.22 Колодязі і камери керування з засувками можуть передбачатись, в залежності від кліматичних умов, в двох варіантах:

I варіант - Колодязі відкритого типу під навісом з вантажопідйомним обладнанням;

II варіант - Камери закритого типу з вентиляцією, освітленням, вантажопідйомним обладнанням.

Запірна і регулююча арматура, що встановлюється на трубопроводах для легкозаймистих і токсичних рідин, незалежно від температури і тиску середовища, повинна бути сталлюю.

10 ЗБЕРІГАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ В ТАРАХ

10.1 Легкозаймисті і горючі рідини можуть зберігатись в спеціально обладнаних будівлях, під навісом, на відкритих площадках.

Кількість нафтопродуктів, що підлягають зберіганню на СНН в тарі, визначається по формулі:

$$Q = \frac{q_1 \cdot q_2}{365 \cdot n} \quad (7)$$

Де q_1 - максимальна місячна реалізація нафтопродуктів, що поступають на СНН в тарі, т/місяць;

q_2 - річна кількість нафтопродуктів, що затарюється на СНН, т/рік;

365 - кількість днів у році;

n - кількість діб зберігання нафтопродуктів, затарених на СНН і приймається в залежності від характеристики району і розташування від 5 до 15 діб.

10.2 Спосіб зберігання вибирається в залежності від кліматичних умов, сортності нафтопродуктів, що зберігаються, и типу тари.

Бочки можуть зберігатись в положенні лежачі (при пробках в обечайці) і стоячи (при пробках в днищі) на спеціальних піддонах.

10.3 Зберігання нафтопродуктів в тарі слід передбачати в будівлях або на площадках (відкритих або під навісом). Зберігання легкозаймистих рідин в тарі на відкритих площадках не допускається.

Види тари для зберігання і відпуску нафтопродуктів слід приймати по ГОСТ 1510-84.

10.4 Загальна місткість однієї складської будівлі для нафтопродуктів в тарі не повинна перевищувати 1200 м³ легкозаймистих або 6000 м³ горючих нафтопродуктів.

При одночасному зберіганні ЛЗР і ГР загальна приведена місткість складу не повинна перевищувати приведених значень і визначається в розрахунку: 1 м³ легкозаймистих нафтопродуктів прирівнюється до 5 м³ горючих.

При зберіганні в закритому складі легкозаймистих нафтопродуктів не допускається зберігання інших речовин, які можуть утворювати з вказаними ЛЗР вибухонебезпечні суміші.

10.5 Складські будівлі і площадки для зберігання нафтопродуктів в тарі повинні бути оснащені засобами механізації вантажно-розвантажувальних і транспортних операцій.

10.6 Площу тарного складу рекомендується визначати по формулі:

$$Q = \frac{Q}{k} \quad (8)$$

Де Q - кількість нафтопродукту, що зберігається, т;

a - коефіцієнт використання площі, приймається по таблиці 10;

n - кількість ярусів;

ρ - густина нафтопродукту, т/м³;

d - діаметр бочки, м;

k - коефіцієнт заповнення кубатури складу.

Таблиця 10

| Ширина проїздів і проходів між стелажми і штабелями, м | | Коефіцієнт використання площі, а |
|--|------------|----------------------------------|
| головних | допоміжних | |
| До 2 вкл. | До 1 вкл. | 0,45 |
| Понад 2 до 3 вкл. | Понад 1 | 0,36 |

C28 ВБНВ.22-58.1-94

Таблиця 11

| Вид тари | Місткість, л | Коефіцієнт заповнення кубатури складу, "К" |
|----------------------------|--------------|--|
| Бочки дерев'яні | 75 - 225 | 0,54 – 0,56 |
| Бочки металеві | 100 - 500 | 0,57 – 0,65 |
| Бідони та інша дрібна тара | 16 - 50 | 0,67 – 0,94 |

10.7 При проектуванні відкритих площадок для зберігання нафтопродуктів в тарі необхідна площа, що займається штабелями, визначається по формулі:

$$F = n \times p \times d_c \times (h + 0,05), \quad (9)$$

де n – кількість бочок в одному ряду;

p – кількість рядів в першому ярусі;

d_c – найбільший діаметр бочки;

h – висота бочки, м.

10.8 Довжину і ширину вантажних платформ (рамп) для навантаження і розвантаження в залізничний і автомобільний транспорт слід визначати розрахунком у відповідності до вантажообігу і місткості сховища, а також габаритів засобів транспортної механізації, що застосовується.

Об'ємно-планувальні рішення

10.9 Складські будівлі для нафтопродуктів в тарі слід приймати:

для легкозаймистих нафтопродуктів - одноповерховими;

для горючих нафтопродуктів

- -.
не більше трьох поверхів при ступені вогнестійкості I і II;
- -.
одноповерховими при ступені вогнестійкості будівлі IIIa

Складські будівлі для нафтопродуктів в тарі повинні бути розділені протипожежними перегородками I типу (для будівель I і II ступеня вогнестійкості) і II типу (для будівель IIIa ступеня вогнестійкості) на складські приміщення місткістю кожного не більше 200 м³ легкозаймистих і не більше 1000 м³ горючих нафтопродуктів.

Для зберігання горючих нафтопродуктів в тарі допускається проектувати одноповерхові підземні споруди.

На СНН IIIб і IIIв підкатегорій допускається для зберігання нафтопродуктів з температурою спалаху парів не вище 120°C проектувати підземні споруди з горючих (спалимих) матеріалів при умові засипки цих споруд шаром землі (з ущільненням) товщиною не менше 0,2 м і влаштуванням підлоги з неспалимих матеріалів.

10.10 Відстань від складських будівель для нафтопродуктів в тарі до інших будівель і споруд СНН, крім обумовлених в розділі 17.1 даних норм, а також відстань між цими складськими будівлями слід приймати у відповідності до вимог СНІП II-89-80 в залежності від ступеня їх вогнестійкості і категорії будівель (приміщень) по вибухопожежній і пожежній небезпечності.

10.11 Складські приміщення для нафтопродуктів в тарі, як правило, слід обладнувати в одній будівлі з розливними і розфасовочними, а також з насосами та іншими приміщеннями, що їх обслуговують. Складські приміщення повинні бути відділені від інших приміщень протипожежними перегородками I типу (для будівель I і II ступеня вогнестійкості) і II типу (для будівель IIIa ступеня вогнестійкості).

ВБН В.2.2-58.1-94 С.29

10.12 Дверні прорізи в стінах складських будівель для нафтопродуктів у тарі, повинні мати розміри, що забезпечують проїзд засобів механізації, але в усіх випадках не менше: ширину 2,1 м і висоту 2,4 м. Двері слід передбачати протипожежними 2 типу (для будівель I і II ступеня вогнестійкості) і 3 типу (для будівель IIIa ступеня вогнестійкості).

В дверних прорізах слід передбачати пороги (з пандусами) висотою 0,15 м.

10.13 Підлоги в складських будівлях для нафтопродуктів в тарі повинні бути з неспалимих і невбираючих нафтопродукти матеріалів, а при зберігання легкозаймистих нафтопродуктів – з безіскровим покриттям. Поверхня підлоги повинна бути гладкою з ухилом стоку рідини в прямики.

10.14 При проектуванні складських будівель і площадок під навісами для зберігання нафтопродуктів в тарі (бочках, каністрах, спеціальних контейнерах та ін.) при механізованому укладанні тари рекомендується приймати:

- -.

висоту стелажів або штабелів піддону – не більше 5,5 м;

-

- .

розміщення тари на кожному ярусі стелажа – в один ряд по висоті і в 2 ряди по ширині;

-

- .

ширину штабеля – з умов розміщення не більше 4 піддонів;

-

- .

ширину проїздів між стелажми і штабелями – в залежності від габаритів засобів механізації, що застосовується, але не менше 1,4 м;

-

- .

проходи між стелажми і штабелями шириною 1 м;

-

- .

відстань від верху бочок до стелі – не менше 1 м;

-

- .

відстань від стіни до штабеля – 0,8 м.

10.15 На СНН I і II категорії вантажні платформи (рампи) для навантаження в залізничний і автомобільний транспорт нафтопродуктів в тарі і вивантаження з них повинні бути з неспалимих матеріалів.

Для СНН III категорії допускається проектувати вантажні платформи з важкоспалимих і спалимих матеріалів. Вантажні платформи слід проектувати з врахуванням вимог СНиП 2.11.01-85.

10.16 При проектуванні відкритих площадок для зберігання нафтопродуктів в тарі рекомендується приймати:

-

- .

кількість штабелів тари з нафтопродуктами не більше шести;

-

- .

розміри штабеля не більше – довжину 25 м, ширину 15 м, висоту 5,6 м;

-

- .

укладку тари і піддонів в штабелі – в два ряди з проходами або проїздами між ними, у відповідності до п.10.14 даного розділу;

-

- .

відстань між штабелями на платформі 5 м, а між штабелями сусідніх площадок – 15 м.

10.17 Для площадок (відкритих і під навісом) для зберігання нафтопродуктів в тарі по периметру повинно передбачатись замкнуте обвалування або огорожуюча стінка з негорючих матеріалів висотою 0,5 м. В місцях проходу або проїзду на площадку повинні передбачатись пандуси.

10.18 Порожні металеві бочки (що були у користуванні і забруднені нафтопродуктами) слід зберігати на відкритих площадках, у відповідності до вимог п.10.16, приймаючи кількість штабелів порожніх бочок по висоті, не більше чотирьох.

ПІДІГРІВ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

11.1 Метою підігріву в'язких або високозагусаючих нафти і нафтопродуктів являється зниження їх в'язкості для можливості відстою і зменшення гідравлічного опору, а також поліпшення умов всмоктування.

С.30 ВБНВ.2.2-58.1-94

Підігрів відпрацьованих нафтопродуктів вимагається для їх регенерації.

11.2 Температура підігріву мазуту і масел не повинна перевищувати 90°C і бути нижчою від температури спалаху не менше, ніж на 10°C.

Для підігріву можуть використовуватись:

- -
підігрівачі з проміжними теплоносіями;
- -
пічі підігріву (як правило, вогнені).

Способи підігріву, що застосовуються, повинні виключати займання нафтопродукту або зниження його якості.

Допускається підігрів нафтопродуктів (нафти) з низькою температурою спалаху, при умові підігріву в трубчастих теплообмінниках або трубчастих печах, а також в резервуарах під шаром рідини: при цьому рівень рідин повинен бути не менше ніж на 50 см вище гріючої поверхні підігрівача.

Примітки: 1. При паропідігріві тиск насиченої водяної пари не повинен перевищувати 0,4 МПа в стаціонарних підігрівачах і 0,3 МПа при пересувних, що відповідає температурам 143°C і 133°C.

2. При вогневому підігріві слід використовувати проміжний теплоносій (наприклад: вогневий підігрівач – вода – нафтопродукт).

3. Для водяного підігріву рекомендується використовувати перегріту воду при можливості одержання її у великих кількостях. Температура поверхні підігрівача повинна бути нижчою від температури самозаймистості нафтопродукту, що підігривається, не менше ніж на 25°C.

11.3 Резервуари для нафтопродуктів, що потребують підігріву, повинні обладнуватись стаціонарними або переносними підігрівачами або пристроями для циркуляційного розігріву,

розливу та ін.

Пристрої, що застосовуються для підігріву, повинні відповідати вимогам пожежної безпеки і технічних умов, затверджених у встановленому порядку.

П.4 Рекомендується підігрів нафтопродуктів в залізничних цистернах, як переносними підігрівачами, так і циркуляційним способом або іншими ефективними способами, що відповідають вимогам правил пожежної безпеки.

П.5 Підігрів нафтопродуктів для перекачки по трубопроводах рекомендується виконувати до температури, що забезпечує кінематичну в'язкість 3×10^{-4} см²/сек і менше.

Температура нафтопродукту при відстої повинна бути вищою від температури, що рекомендується для перекачки на 20-25°C.

12 ПРИЙОМ І ВІДПУСК ВІДПРАЦЬОВАНИХ МАСЕЛ.

12.1 Прийом відпрацьованих нафтопродуктів повинен виконуватись на всіх розподільних СНН по трьох групах, вказаних в ГОСТ 21046-85;

I-ММВ – масла моторні відпрацьовані (автотракторні, дизельні, авіаційні, в тому числі: моторні масла, що застосовуються в трансмісіях і гідравлічних системах);

II-МІВ – масла індустриальні відпрацьовані (індустриальні, в тому числі: виділені з відпрацьованих нафтових емульсій, турбінні, компресорні, вакуумні, приладові, трансформаторні, конденсаторні, кабельні, технологічні);

III-СНВ – суміш нафтопродуктів відпрацьованих (нафтопродукти, що примінялись при промивці, трансмісійні, гіпоїдні, осьові масла і не відповідаючі вимогам груп ММВ і МІВ по в'язкості і температурі спалаху суміші нафт і нафтопродуктів, зібрані від зачистки резервуарів, трубопроводів, автомобільних і залізничних цистерн, танків суден, а також нафти і нафтопродукти, добуті з нафтовмісних стічних вод на очисних спорудах).

ВБН В.2.2-58.1-94 С.31

Примітка. На СНН I і II категорій відпрацьовані авіамасла повинні збиратись в окрему ємкість.

12.2 Групи ММВ і МІВ підлягають, в основному, регенерації і переробці на нафтопереробних підприємствах та іншому використанню. Група СНВ – підлягає переробці на нафтопереробних підприємствах та іншому використанню.

12.3 Прийом відпрацьованих нафтопродуктів виконується партіями (будь-яка кількість однієї групи з одним загальним паспортом якості).

При прийманні відпрацьованих нафтопродуктів на СНН підлягають обов'язковій перевірці їх в'язкість, температура спалаху, масова частка мехдомішок і води.

Відпрацьовані нафтопродукти груп ММВ і МІВ, що мають показники по в'язкості і температурі спалаху нижче, ніж вказано в таблиці 1 ГОСТ 21046-86, підлягають переводу до групи СНВ.

На СНН I і II категорій слід передбачати можливість наливу відпрацьованих нафтопродуктів в автомобільні і залізничні цистерни, а також в бочки. Допускається налив груп ММВ і МІВ по одному трубопроводу.

При цьому, після кожної групи трубопровід повинен бути спорожнений.

12.4 Для наливу залізничних цистерн на нафтобазах повинні передбачатись спеціальні наливні пристрої, розраховані на налив поодиноких цистерн.

12.5 Розрахунок резервуарної ємкості для відпрацьованих нафтопродуктів виконується, виходячи з вантажообігу свіжих масел з врахуванням діючих норм збору відпрацьованих масел від споживачів в розмірі: для ММВ – 31%, для МІВ – 43%;

Рекомендується передбачати встановлення горизонтальних сталевих резервуарів місткістю 75 м³.

Примітка. На СНН I і II категорій, де виконується регенерація, слід встановлювати ємкості для регенованих масел.

12.6 Регенерацію відпрацьованих масел слід передбачати на СНН I і II категорій, якщо по вантажообігу передбачається поступання відпрацьованих масел в кількостях, що забезпечують річне завантаження регенераційних установок не менше, ніж на 80%.

12.7 В проектах СНН, на яких буде виконуватись регенерація масел, слід передбачати регенераційні установки по діючих типових проектах.

12.8 Відходи регенераційних установок (фільтрувальні матеріали, реагенти та ін.) повинні видалятися у відповідності до санітарних правил про порядок накопичення, транспортування, знешкодження і захоронення токсичних промислових відходів, затверджених Міністерством охорони здоров'я 29 грудня 1984 року № 3183-84.

12.9 Не допускається перекачка одним насосом відпрацьованих і регенованих масел.

12.10 Відпуск відпрацьованих нафтопродуктів для технічних потреб підприємств в якості палива та інших цілей повинен враховуватись (по сортах кількості) у вантажообігу, що видається замовником проектною організацією.

12.11 Регенераційна установка повинна забезпечуватись гарячою і холодною водою, а також пристроями для відводу стоків і виведення шламу.

13 ЛАБОРАТОРІЯ

13.1 Лабораторія СНН повинна забезпечувати виконання аналізів по контролю якості нафти (нафтопродуктів), що поступають, зберігаються і відвантажуються з СНН, визначення вмісту вуглеводів в стічних водах СНН і природоохоронних аналізів, в тому числі по контролю повітряного басейну, у відповідності до розділу 19, контроль викидів і скидів СНН (якщо вони не входять до складу підприємства, що має відповідну лабораторію і забезпечує роботу СНН).

13.2 Розміри лабораторії (набір приміщень), штати і обладнання слід визначати, виходячи з вантажообігу, номінклатури продуктів, що зберігаються, кількості резервуарів, видів операцій і необхідної кількості аналізів.

Об'єм аналізів, що проводиться при прийомі, зберіганні і відвантаженні нафти (нафтопродуктів) і приблизна витрата часу на виконання аналізів приведені в додатку 3,4.

13.3 При відсутності даних для розрахунку кількості аналізів і набору приміщень лабораторії, слід приймати на нафтобазах I і II категорій кімнату аналізів, мийну, вагову, відділення моторних випробувань палив і склад проб і штати лабораторії у відповідності до приблизних штатів, приведених в даних нормах.

Примітки: 1. При відповідному обґрунтуванні лабораторії можуть встановлюватись на СНН III категорії, як правило, без відділення моторних випробувань.

2.

При розміщенні СНН поблизу споріднених підприємств, навіть інших відомств, де є лабораторії для аналізу нафтопродуктів (нафти), передбачати лабораторію на СНН не слід.

3.

Допускається розміщувати склад проб в окремій будівлі.

14 МЕХАНІЗАЦІЯ ТА АВТОМАТИЗАЦІЯ ВИРОБНИЧИХ ПРОЦЕСІВ

14.1 Для СНН, що проектується або реконструюються, слід передбачати заходи по механізації трудомістких виробничих процесів з ціллю скорочення витрат ручної праці і створення умов для реалізації рішень по автоматизації об'єкта.

Об'єм механізації трудомістких виробничих процесів для реалізації рішень по автоматизації об'єкта, приймається у відповідності до об'єму автоматизації по додатку 6, в залежності від категорії, вантажообігу та призначення СНН.

З ціллю скорочення витрат ручної праці при навантажувально-розвантажувальних роботах з тарними та іншими штучними вантажами на ділянках злива-налива, складських будівлях або на відкритих площадках, трудомісткі процеси повинні бути механізовані.

В якості навантажувально-розвантажувальних механізмів рекомендується використання малогабаритних авто- і електронавантажувачів, кранів і бочкопідйомників та ін.

14.2 При створенні або реконструкції СНН необхідно передбачати контроль та автоматизацію основних технологічних процесів і споруд допоміжного призначення, що дозволить забезпечити безпечну їх експлуатацію і скоротити кількість обслуговуючого персоналу.

14.3 Автоматизація основних технологічних процесів і очисних споруд для СНН різної місткості повинна виконуватись у відповідності до рекомендацій даного розділу.

Автоматизацію споруд систем теплопостачання, вентиляції, газопостачання і водопостачання слід передбачати згідно спеціалізованих нормативаних документів, наведених в довідниковому додатку 9, а саме:

СНИП II-35-76, розділ 15;

СНИП 2.04.05-91, розділ 8;

СНИП 2.04.08-87, розділ 6;

СНИП 2.04.02-84, розділ 13.

Основні вимоги до системи контролю та автоматизації по захисту навколишнього середовища викладені в розділі 19 даних норм.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.33

Автоматизація основних технологічних процесів

14.4 Об'єм автоматизації повинен забезпечувати:

- -.
інтенсифікацію виробничих процесів, підвищення оперативності, надійності контролю та управління;
- -.
скорочення витрат нафти і нафтопродуктів;
- -.
захист навколишнього середовища;
- -.
попередження аварійних ситуацій;
- -.
збільшення строків служби технологічного обладнання шляхом своєчасного попередження про його аварійний стан;
- -.
підвищення пожежної безпеки;
- -.
скорочення кількості обслуговуючого персоналу;
- -.
скорочення експлуаційних витрат;
- -.
збір інформації, необхідної для функціонування АСУ ТП об'єкта.

Об'єми автоматизації наведені в рекомендаційному додатку 6.

14.5 З ціллю скорочення витрат енергоресурсів слід передбачати облік витрат тепла і електроенергії по цехах, участках, підрозділах.

Автоматизація очисних споруд СНН

14.6 Об'єми контролю і автоматизації основних очисних споруд повинні визначатись в кожному конкретному випадку в залежності від умов експлуатації, складу споруд, режиму їх роботи, вимог екології. Вимоги до очисних споруд СНН визначені в розділі 18. При визначенні об'ємів автоматизації очисних споруд слід також врахувати ступінь автоматизації (диспетчеризації) технологічних процесів об'єкта основного виробничого призначення, до складу якого входять очисні споруди.

Для забезпечення централізованого контролю за роботою і станом обладнання очисних споруд слід передбачати диспетчерський контроль з приміщення центрального пункту управління, який створюється на об'єкті для потреб диспетчеризації основних технологічних споруд.

Зі споруд, що контролюються, на диспетчерський пункт повинна передаватись тільки та інформація, без якої не можуть бути забезпечені оперативне управління (при необхідності) та контроль роботи споруд.

14.7 Каналізаційні насосні станції для перекачки виробничо-дощових стічних вод (КНС) повинні проектуватись з управлінням без постійного обслуговуючого персоналу. КНС повинні обладнуватись засобами сигналізації пожежі і загазованості. Захист по пожежі і загазованості повинен поряд з відключенням всіх працюючих насосів супроводжуватись видачею відповідних сигналів в диспетчерський пункт технологічного об'єкта або в пункт з цілодобовим чергуванням.

При аварійному виході з ладу робочого насосного агрегату КНС необхідно передбачати передачу узагальненого сигналу в диспетчерський пункт СНН.

При наявності технологічного резерву аварійне відключення робочого насосного агрегата повинно здійснювати автоматичне включення резервного насоса. Види управління в КНС і технологічні параметри, що підлягають контролю, слід приймати у відповідності до вимог СніП 2.04.03-85.

14.8 Автоматизацію процесів очистки виробничо-дощових стічних вод слід передбачати з урахуванням прийнятих методів і технологічної схеми знешкодження цих вод.

Рекомендаційний об'єм контролю і автоматизації споруд по збору відстою цих вод:

- - .
- автоматичний захист резервуарних ємкостей від переливу;

контроль верхнього і нижнього рівнів стічних вод (по кожному буферному резервуару);

- - .
- контроль межі розділу «вода-нафта» («вода-нафтопродукт»);

-
- .

передача параметрів, що контролюються, в диспетчерський пункт СНН.

14.9 В системі очисних споруд рекомендується передбачити безперервний контроль на потоці вмісту нафти (нафтопродукту) в очищених стічних водах (при наявності промислового виробництва відповідних приладів).

На період відсутності необхідних стічних вод допускається здійснювати контроль представницьких проб лабораторними методами.

15 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ЗВ'ЯЗОК

15.1 СНН повинні оснащуватись засобами технологічного зв'язку, пожежної і охоронної сигналізації, в залежності від характеру операційної діяльності, транспортних зв'язків, груп, місткості, адміністративного-географічного розташування.

Засоби технологічного зв'язку повинні забезпечувати передачу будь-якої інформації, необхідної для керівництва об'єктом. Організацію систем пожежної і охоронної сигналізації для СНН, включаючи організацію телефонного зв'язку з пожежною частиною, слід передбачити у відповідності до розділу 17.3 даних норм.

15.2 Для СНН рекомендується передбачати:

- - .
- внутрівиробничий автоматичний телефонний зв'язок;

- - .
- оперативний диспетчерський зв'язок;

- - .
- гучномовний радіотрансляційний зв'язок;

- - .
- радіофікація;

- - .
- УКХ радіозв'язок;

- - .
- електрогодинокфікація;

-
- .

промислове телебачення;

•

-.

зовнішній зв'язок (автоматичний або прямий некомутований).

15.3 Внутрівиробничий автоматичний телефонний зв'язок СНН слід передбачати від власної автоматичної телефонної станції (АТС), від АТС найближчого населеного пункту або від АТС іншого відомства. Спосіб організації автоматичного телефонного зв'язку СНН визначається проектом по узгодженню з замовником, органами Міністерства зв'язку (або іншого відомства).

Власну АТС слід розміщувати у вузлі зв'язку, що стоїть окремо, або в приміщенні вузла зв'язку, заблокованому з іншими службами СНН. Вимоги до приміщень і обладнання АТС повинні відповідати спеціалізованим нормам Міністерства зв'язку.

15.4 Всі виробничі і адміністративно-побутові будівлі СНН з постійно присутнім обслуговуючим персоналом повинні бути телефонізовані, радіофіковані і електрогодинифікованими

Телефонізації підлягають також приміщення без постійно-присутнього обслуговуючого персоналу, в тих випадках, коли це обумовлено виробничою необхідністю (організація телефонного зв'язку при проведенні ремонтних або налагоджувальних робіт, віддаленністю і т.ін.).

15.5 Оператори, диспетчери СНН (що здійснюють оперативне керування процесами прийому, перевалки, відпуску і транспорту рідин) повинні забезпечуватись засобами прямого автоматично некомутованого диспетчерського зв'язку (радіотелефонного або розпоряджувально-пошукового гучномовного зв'язку) з оперативним персоналом продуктивних насосних, зливно-наливних пристроїв (для залізничних, автомобільних цистерн, морських і річкових причалів) і пожедепо (при його наявності).

ВБН В.2.2-58.1-94 С.35

15.6 УКХ радіозв'язок і промислове телебачення передбачається тільки при відповідному обґрунтуванні в проекті, або по завданню Замовника.

15.7 Зовнішній зв'язок (автоматичний або прямий некомутований) передбачається для забезпечення телефонного виходу на:

•

-.

загальнодержавну мережу зв'язку (для всіх СНН по класифікації розділу 2 даних норм);

•

-.

диспетчера залізничної станції (для залізничних СНН і наливних станцій);

•

-.

диспетчера трубопроводу (для трубопроводних СНН);

•

-.

диспетчера (оператора) причальних споруд і вахтового чергового танкера, що стоїть біля причалу (для водних СНН).

15.8 Забезпечення зовнішнього зв'язку на водних СНН із зливно-наливними причалами і суднами, що стоять біля причалів, слід передбачати з врахуванням норм проектування морських (річкових) портів і ВСН 12-87.

15.9 Для резервуарних парків і наливних станцій магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів зв'язок з вузлом зв'язку населеного пункту, залізниці або пожежної частини допускається передбачати по лініях технологічного зв'язку трубопроводів (через сусідню перекачуючу станцію (НПС) або районне управління (РНУ).

15.10 Гучномовний зв'язок і радіофікація, що організується на СНН, повинні забезпечувати ведення прямих місцевих передач від власного радіовузла, а також передачу інформації від загальної радіотрансляційної мережі шляхом ретрансляції.

Технічні засоби гучномовного зв'язку повинні забезпечувати організацію одностороннього зв'язку диспетчера (оператора) з технологічними ділянками СНН (резервуарним парком, станцією наливу і т.ін.).

15.11 Електрогодинофікація повинна забезпечити показання єдиного часу на вторинних годинниках по території СНН шляхом передачі керуючих електричних сигналів від первинного годинника.

15.12 Вибір технічних засобів зв'язку (обладнання кабельної продукції), місць їх встановлення (способу прокладки) слід виконувати з врахуванням вибухонебезпечних зон на території СНН, керуючись правилами улаштування електроустановок (ПУЕ).

15.13 Для СНН, що відносяться до категорії III-в, в залежності від місцевих умов, засобів зв'язку, пожежної і охоронної сигналізації допускається не передбачати.

16 ЕЛЕКТРОХІМІЧНИЙ ЗАХИСТ ВІД КОРОЗІЇ

Основні положення електрохімічного захисту

16.1 Електрохімічному захисту від ґрунтової корозії і від корозії блукаючими струмами підлягають підземні сталеві трубопроводи, зовнішня частина заглибленої частини сталевих резервуарів, а також кабелі зв'язку з свинцевими і алюмінієвими оболонками (далі в розділі всі разом - підземні споруди), які розташовані на площадці СНН.

16.2 Електрохімічному захисту підлягають підземні споруди як СНН, що будуються, так і діючих СНН.

Електрохімічний захист внутрішньої поверхні резервуарів для нафти і нафтопродуктів, а також електрохімічний захист силових кабелів не розглядається у даних ВБН і встановлюються спеціальними нормативними документами.

Електрохімічний захист підземних споруд СНН повинен здійснюватись в ув'язці з електрохімічним захистом підземних сталевих трубопроводів і кабелів зв'язку, що приходять на СНН і виходять зі складу, а також в ув'язці з електрохімічним захистом

підземних споруд промислових об'єктів, що прилягають до СНН (нафтопереробний завод, нафтоперекачуюча станція та ін.).

16.3 Електрохімічний захист здійснюється в комплексі з захисним покриттям підземних споруд.

16.4 Необхідність електрохімічного захисту кабелів зв'язку визначається у відповідності до ГОСТ 9.602-89. На площадках СНН повинні використовуватись, як правило, кабелі зв'язку, що не потребують електрохімічного захисту (кабелі з подвійним шланговим покриттям).

16.5 Електрохімічний захист підземних споруд від ґрунтової корозії здійснюється незалежно від корозійної агресивності ґрунту.

16.6 Необхідність електрохімічного захисту підземних споруд від блукаючих струмів електрифікованого на постійному струмі транспорту визначається наявністю або відсутністю їх небезпечної дії на підземні споруди. Для СНН, що будуються небезпечною являється наявність блукаючих струмів у землі. Для СНН, що реконструюються (існують) небезпечною дією являється наявність знакозмінного або змінного в часі позитивного зміщення різниці потенціалів між спорудою і будинком.

16.7 Наявність блукаючих струмів в землі на площадці СНН або небезпечна дія блукаючих струмів визначається у відповідності до ГОСТ 9.602-89

16.8 Електрохімічний захист від корозії підземних споруд повинен бути виконаний з вибором найбільш раціонального по техніко-економічних показниках методу захисту.

16.9 Електрохімічний захист від ґрунтової корозії здійснюється методом катодного і протекторного захисту.

Електрохімічний захист від корозії блукаючими струмами здійснюється методами катодного, протекторного і дренажного захисту.

16.10 При здійсненні електрохімічного захисту повинні бути передбачені міри по максимальному зменшенню впливу захисних заземлень технологічного обладнання СНН на вхідний опір підземних споруд.

З цією метою для захисних заземлень необхідно використовувати литі або протяжні протектори, якщо вони задовольняють вимоги Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) до захисних заземлень.

16.11 Складові елементи установок електрохімічного захисту повинні бути відновлюваними і мати експлуатаційний строк служби не менше 10 років. Установки катодного захисту (УКЗ) і протекторного захисту (УПЗ) на протязі 10 років, а установки дренажного захисту (УДЗ) – на протязі 5 років від початку їх експлуатації повинні підтримувати захисні потенціали на всіх підземних спорудах без додаткової реконструкції.

У випадку зміни режиму роботи джерел блукаючих струмів, не передбаченого проектом, допускається реконструкція електрохімічного захисту підземних споруд від блукаючих струмів раніше 5 років.

Вимоги до електрохімічного захисту

16.12 Катодна поляризація підземних споруд повинна здійснюватись таким чином, щоб величини мінімальних і максимальних захисних потенціалів знаходились в межах, встановлених ГОСТ 9.602-89 до підземних металевих споруд, укладених в ґрунтах високої корозійної агресивності.

16.13 При здійсненні електрохімічного захисту необхідно прагнути до досягнення замкненості електричного контуру всіх підземних споруд.

Замкненість електричного контуру підземних споруд – це електричний зв'язок між всіма спорудами через малі омичні опори.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.37

16.14 Застосування ізолюючих фланців для електричного роз'єднання підземних споруд, як правило, не виконується (також з умов вибухопожежонебезпечності). Застосування ізолюючих фланців допускається в окремих випадках, коли без них неможливо добитись захисного потенціалу на всіх підземних спорудах.

16.15 При здійсненні катодного і протекторного захисту необхідно прагнути до досягнення еквіпотенційного впливу установок захисту на всі підземні споруди. УКЗ на території СНН або за її межами і раціональне розміщення УПЗ на території складу.

16.16 Розрахунок параметрів електрохімічного захисту СНН, що проектується заключається у визначенні:

- -
еквівалентного вхідного опору підземних споруд;
- -
силу захисного струму;
- -
параметрів зосереджених або розосереджених анодних заземлень;
- -
перерізу дренажних кабелів;
- -
захисних різниць потенціалів "споруда-земля".

Допускається визначення сили загального захисного струму по заданій величині захисного струму на одиницю площі всіх підземних споруд.

Величина захисного струму на одиницю площі може бути задана на основі досвіду експлуатації електрохімічного захисту аналогічних СНН у близьких географічних і геологічних умовах.

16.17 Розрахунок параметрів електрохімічного захисту СНН, що реконструюються (існують), здійснюється шляхом встановлення дослідних станцій катодного захисту.

16.18 Катодна поляризація підземних споруд при захисті від дії змінного струму повинна забезпечувати захисні потенціали у відповідності до ГОСТ 9.602-89.

16.19 Для УКЗ необхідно використовувати серійні перетворюючі для катодного захисту (в тому числі багатоканальні) потужністю 0,6 – 5 кВт.

Перетворювачі повинні встановлюватись на території СНН у вибухобезпечних приміщеннях.

16.20 Анодні заземлення УКЗ можуть складатись з електродів заводського виготовлення (залізокремнієві, вуглеграфітні та ін.) або з сталевих і чавунних електродів, виготовлених на місці виконання робіт з кутової і смугової сталі, труб та ін.

Сталеві чавунні електроди необхідно поміщати в засипку з матеріалів з електродною провідністю (коксова і графітна крихта та ін.).

Для сталевих і чавунних електродів доцільно використовувати некондеційні матеріали.

16.21 Анодні заземлення УКЗ сожуть бути поверхневими або глибинними і передбачатись зосередженими (при розміщенні поза територією СНН) або розосередженими (при розміщенні на території площадки СНН).

16.22 Для установок протекторного захисту (УПЗ) необхідно використовувати серійні магнієві, алюмінієві і цингові протектори, литі і протяжні (стрічкові).

Литі протектори слід використовувати в ґрунтах з питомим електроопором не більше 50 Ом.м., протяжні протектори в ґрунтах з питомим опором не більше 500 Ом.м.

16.23 УПЗ складаються з одного або кількох протекторів. Використовуються литі протекторні електроди довжиною до 1,5 м в струмопровідному заповнювачі або протяжні протектори довжиною понад 10 м. Протектори в установці з'єднуються кабелями. Загальний з'єднувальний кабель виводиться в контрольно-вимірювальний пункт (КВП).

16.24 Для установок дренажного захисту слід використовувати поляризовані електричні дренажі серійного виготовлення на струм до 500 А. Для дренажних кабелів

C.38 ВБН В.2.2-58.1-94

слід використовувати голі або броньовані кабелі з пластмасовим захисним покривом.

Дренажний кабель слід підключати до тягової нитки при однопровідному рейковому ланцюзі і до середньої точки шляхових дроселів – трансформаторів – при двопровідному рейковому ланцюзі.

16.25 Середньогодинний струм УДЗ (однієї або кількох), підключених до однієї тягової підстанції електрифікованого транспорту, не повинен перевищувати 25% від загального середньогодинного струмового навантаження цієї підстанції.

16.26 При використанні автоматичних УКЗ або поляризованих УПЗ для захисту підземних споруд від корозії блукаючими струмами, необхідно підтримати захисні потенціали у відповідності до ГОСТ 9.602-89.

16.27 Металеві корпуси установок електрохімічного захисту, що не знаходяться під напругою, повинні мати захисне заземлення. Для ланцюгів ЕКЗ необхідно використовувати кабелі з пластмасовим захисним покривом.

16.28 Перерва в роботі установок електрохімічного захисту допускається для проведення ремонтних робіт і для електрометричних обстежень і повинна складати не більше трьох діб на

квартал.

Вимоги до методів контролю електрохімічного захисту

16.29 Для забезпечення контролю за роботою електрохімічного захисту необхідно проводити:

- - зняття показників амперметра, вольтметра УКЗ, визначення сумарного часу роботи під навантаженням УКЗ;
- - вимірювання потенціалу підземних споруд в точках дренажу УКЗ, УПЗ, контрольно-вимірювальних пунктів (КВП);
- - вимірювання середньогодинних струмів УДЗ і потенціалу споруди в точці дренажу УДЗ в період максимального навантаження джерела блукаючих струмів;
- - вимірювання струму протекторної установки;
- - вимірювання потенціалу "підземна споруда-земля" на всіх КВП і в усіх точках, намічених для контролю (на трубопроводах різного призначення, біля резервуарів).

16.30 Періодичність контролю електрохімічного захисту слід приймати не менше як:

- - двох раз на місяць – перевірка роботи УКЗ і УПЗ;
- - чотирьох раз на місяць – перевірка роботи УДЗ;
- - двох раз на рік – вимірювання потенціалів "підземна споруда-земля" (весною і восени).

16.31 Контрольно-вимірювальні пункти (КВП) повинні бути обладнані пристроями для вимірювання поляризаційного потенціалу в характерних точках (в залежності від насиченості трубопроводів і споруд).

Вимірювання потенціалів може також виконуватись методом "виносного електрода" шляхом приєднання вимірювального приладу до споруди в допустимому місці (в колодязі, до стінки резервуару, в місці виходу споруди на поверхню землі та ін.). При цьому електрод порівняння встановлюється на поверхню землі в точці, де необхідно виміряти потенціал споруди. При наявності в точці заміру бетонного або іншого покриття, електрод порівняння може встановлюватись на це покриття при умові його зволоження.

17 ЗАГАЛЬНІ ПРОТИПОЖЕЖНІ ВИМОГИ

(Розглядаються як норми перехідного періоду)

17.1 Генеральний план СНН першої групи

Розміщення будівель і споруд

17.1.1 СНН потрібно розміщувати з врахуванням вітрів переважного напрямку з підвіреного боку по відношенню до житлової забудови. Не допускається розміщувати СНН в зонах активного карста.

Відстані від будівель і споруд з ЛЗР, що розміщуються на СНН (в тому числі резервуарів і зливно-наливних пристроїв), до житлових і громадських будинків міських і сільських поселень слід приймати по таблиці 12, від територій, що охороняються особливо (заповідників, заказників та ін.) – по таблиці 13, до шляхів – по таблиці 14, до будівель і споруд сусідніх підприємств, технологічно не зв'язаних з СНН та інших об'єктів – по таблиці 15.

При спільному або змешаному зберіганні на СНН легкозаймистих і горючих нафти і нафтопродуктів відстані приймаються по пожежовибухонебезпечності по таблиці 12 (по загальній місткості для СНН I, II та IIIа категорій як для ЛЗР і по приведеній місткості для СНН III-б і III-в підкатегорій).

Відстані, подані в таблиці 12, повинні підтверджуватись по ступеню впливу СНН на забруднення атмосфери, виходячи з вимог охорони навколишнього природного середовища розрахунком розсіювання шкідливих речовин в атмосфері і визначенням санітарно-захисних зон (СЗЗ). Вихідні дані для визначення ступеня впливу СНН і розмірів СЗЗ наведені у довідниковому додатку 7.

Таблиця 12

| Категорія | Підкатегорія | Відстань до житлових і громадських будинків міських і сільських поселень від споруд СНН з нафтою і нафтопродуктами, м | |
|-----------|--------------|---|-------------------|
| | | При зберіганні ЛЗР | При зберіганні ГР |
| I | I-а | 200 | 200 |
| | I-б | 200 | 200 |
| II | II-а | 180 | 150 |

| | | | | | | | | |
|---|-----|-----|-----|----|-----|----|----|--|
| 1. Залізниці загальної мережі: | | | | | | | | |
| - на станціях | 200 | 150 | 100 | 80 | 75 | 50 | 40 | |
| - на роз'їздах | 100 | 80 | 70 | 60 | 500 | 40 | 30 | |
| - на перегонах (до підшви насипу або бровки виїмки з боку СНН) | 60 | 55 | 50 | 45 | 40 | 30 | 20 | |
| 2. Під'їзні колії залізничних шляхів сусідніх промислових підприємств, трамвайні колії (до осі колії) | 100 | 75 | 50 | 40 | 30 | 25 | 20 | |

ВБН В.2.2-58.1-94 С.41

Закінчення таблиці 14

| Шляхи, до яких визначається відстань, поза територією СНН | Відстань від будівель і споруд ЛЗР і ГР по категоріях СНН, м | | | | | | |
|--|--|-----|------|------|-------|-------|-------|
| | I | | II | | III | | |
| | I-а | I-б | II-а | II-б | III-а | III-б | III-в |
| 3. Автомобільні шляхи загальної мережі I, II, III категорій (до краю проїжджої частини) | 80 | 75 | 50 | 30 | 25 | 20 | 20 |
| 4. Автомобільні шляхи загальної мережі IV і V категорії і під'їзні автодороги сусідніх пром підприємств (до краю проїжджої дороги) | 40 | 35 | 30 | 25 | 20 | 15 | 10 |

Таблиця 15

Відстань від будівель і споруд з ЛЗР і ГР на

| Будинки і споруди, до яких визначається відстань | СНН по категоріях і підкатегоріях | | | | | | |
|---|-----------------------------------|-----|------|------|-------|-------|-------|
| | I | | II | | III | | |
| | I-а | I-б | II-а | II-б | III-а | III-б | III-в |
| 1. Будинки і споруди сусідніх промислових і сільсько-господарських підприємств, крім обумовлених в п.17.1.5 | 250 | 150 | 100 | 75 | 40 | 36 | 30 |
| 2. Склади: лісових матеріалів, торфу, волокнистих речовин, сіна, соломи | 100 | 100 | 75 | 50 | 50 | 50 | 40 |
| 3. Гаражі і відкриті стоянки для автомобілів індивідуальних власників на кількість автомобілів: | | | | | | | |
| - більше 20 | 200 | 200 | 150 | 100 | 75 | 50 | 25 |
| - 20 і менше | 75 | 75 | 50 | 50 | 30 | 25 | 15 |
| 4. Водопровідні споруди, що не відносяться до СНН | 200 | 175 | 150 | 100 | 100 | 75 | 75 |

С.42 ВБН В.2.2-58.1-94

Закінчення таблиці 15

| Будинки і споруди, до яких визначається відстань | Відстань від будівель і споруд з ЛЗР і ГР на СНН по категоріях і підкатегоріях | | | | | | |
|--|---|-----|------|------|-------|-------|-------|
| | I | | II | | III | | |
| | I-а | I-б | II-а | II-б | III-а | III-б | III-в |
| 5. Сільськогосподарські ферми і огорожені ділянки для організованого випасу худоби, польові стани, кладовища | 100 | 100 | 75 | 60 | 50 | 50 | 40 |

| | | | | | | | |
|--|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 6. Очисні каналізаційні споруди і насосні станції (КНС), що не відносяться до СНН, нежитлові і підсобні будівлі (сапай і т.п.), що стоять окремо | 75 | 60 | 50 | 40 | 30 | 25 | 20 |
| 7. Роздавальні колонки автозаправочних станцій загального користування для заправки за добу: - більше 500 машин | 50 | 50 | 40 | 40 | 30 | 30 | 30 |
| - 500 машин і менше | 30 | 30 | 25 | 25 | 20 | 15 | 15 |
| 8. Технологічні установки виробництв категорії А, Б на нафтопереробних і нафтохімічних підприємствах і факельні установки для спалювання газу на будь-яких підприємствах | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 9. Границя території суміжного СНН | Не нормується з врахуванням вимог п.17.1.3 даних норм | | | | | | |
| Примітка. В межах відстаней, вказаних в таблиці, поза територією СНН допускається розміщення дерево-кущових насаджень листяних порід (з врахуванням вимог таблиці 16), садів (без житлових будинків), городів, відкритих складів негорючих матеріалів. | | | | | | | |

17.1.2 Відстані, вказані в таблицях 12, 13, 14, 15 і слідуєчих таблицях норм, слід визначати:

- - між будівлями і спорудами (включаючи резервуари) – як відстань між зовнішніми стінами (стінками) або конструкціями будинків і споруд;
- - по залізницях загальної мережі – до підшви насипу або бровки виїмки з боку СНН;
- - до автомобільних шляхів загальної мережі – до краю проїзджої частини;
- - від зливно-наливних пристроїв для залізничних цистерн – від осі залізничної колії зі зливно-наливними естакадами;

- -
від площадок (відкритих або під навісами – для зливно-наливних пристроїв, для автомобільних цистерн, для насосів, тари та ін.) – від границь цих площадок;
- -
від технологічних естакад і технологічних трубопроводів, прокладених надземно або надземно без естакад – до крайнього трубопроводу;
- -
до факельних установок – до ствола факела.

17.1.3 Відстань від двох суміжно розташованих СНН, до вказаних в таблицях 12, 13, 14, 15 будівель, споруд та інших об'єктів слід приймати як від одного СНН, визначаючи його категорію (підкатегорію) по сумарній місткості обох СНН.

17.1.4 При розміщенні площадки для будівництва СНН в лісистій місцевості, а також на ділянках відкритого залягання торфу, відстань від границі лісового масиву і ділянки відкритого залягання торфу до огороження СНН слід приймати по таблиці 16.

Таблиця 16

| Характеристика об'єктів, від яких визначається відстань | Відстань до огорожі СНН по категоріях, м | | |
|---|--|----|-----|
| | I | II | III |
| 2.1. Лісові масиви: | | | |
| - хвойних порід | 100 | 80 | 50 |
| - змішаних порід | 50 | 30 | 30 |
| - листяних порід | 20 | 20 | 20 |
| 2. Ділянки відкритого залягання торфу | 100 | 50 | 50 |

При розміщенні СНН в лісових масивах, коли будівництво їх зв'язане з вирубкою лісу, відстань до лісового масиву хвойних порід допускається скорочувати в два рази.

Вздовж границі лісового масиву навколо СНН повинна передбачатись зорана смуга землі шириною не менше 5 м.

Відстань від СНН до ділянок відкритого залягання торфу допускається скоротити в два рази при умові засипки відкритого залягання торфу шаром землі товщиною не менше 0,5 м в межах половини відстані, вказаної в таблиці для відповідних категорій.

17.1.5 Відстань від СНН до газонаповнювальних станцій, газонаповнювальних пунктів і автомобільних газозаправочних станцій зріджених газів слід приймати по СНиП 2.04.08-87, а до електроустановок (РУ, ТП, ПП та ін.) і повітряних ліній електропередачі у відповідності до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

17.1.6 СНН, що розміщуються по берегах річок на відстані 200 м і менше від урізу води в річці (при ГВВ 1% забезпеченості), повинні розташовуватись, як правило, нижче (по течії ріки) причалів, що не входять до складу СНН, річкових вокзалів, рейдів і місць постійної стоянки флоту, гідроелектростанцій, гідротехнічних споруд (водозабір, глибоководні і розсіюючі випуски стічних вод і т.н.), суднобудівельних заводів на відстанях, що визначаються по таблицях 12-15, але не менше 100 м.

СНН допускається розташовувати вище (по течії ріки) вказаних об'єктів на відстані:

- до гідроелектростанцій, суднобудівельних заводів
- 5000 м для СНН I категорії;
- 3000 м для СНН II категорії;
- 2000 м для СНН III-а і III-б категорії;
- 1500 м для СНН III-в категорії.

C.44 ВБН В.2.2-58.1-94

- від інших об'єктів
- 1500 м для СНН I-а категорії;
- 1000 м для СНН інших підкатегорій.

Відстань від СНН, що розміщуються на берегах річок, до житлової забудови, місць масового відпочинку населення, мостів визначається ДБН 300-92. Розміщення СНН в водоохоронних зонах (смутах) малих річок не допускається, у відповідності до вимог розділу 19 норм.

При розміщенні СНН (по течії ріки) на відстані більше 200 м під урізу води в річці вимоги по розміщенню від берегових об'єктів допускається не враховувати.

17.1.7 Відстань від наземних резервуарів для нафти і нафтопродуктів до будівель і споруд СНН приймається по таблиці 17.

Таблиця 17

| Будівлі і споруди СНН, до яких визначається відстань | Відстань від наземних резервуарів СНН категорій і підкатегорій, м | | |
|--|---|----|-----|
| | I | II | III |
| | | | |

| | I-a | I-б | II-a | II-б | III-a | III-б | III-в |
|--|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 2.1.3 | | | | | | | |
| Зливно-наливні пристрої: | <u>100</u> | <u>75</u> | <u>60</u> | <u>50</u> | <u>50</u> | <u>50</u> | <u>50</u> |
| а) для морських і річкових суден (зливно-наливні причали) | 75 | 50 | 40 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| б) для залізничних цистерн (залізничні зливно-наливні естакади) автомобільних цистерн (більше 3-х стояків) | <u>40</u> | <u>30</u> | <u>24</u> | <u>20</u> | <u>15</u> | <u>15</u> | <u>15</u> |
| | 30 | 24 | 18 | 15 | 12 | 10 | 10 |
| в) поодинокі зливно-наливні пристрої для автоцистерн (до 3-х зливно-наливних пристроїв включно) | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 10 | 10 |
| 2. Продуктові насосні станції (насосні цехи), будівлі і площадки для вузлів засувок насосних цехів, вузли обліку і заміру, розливочні, розфасовочні, каналізаційні насосні станції неочищених нафтовмісних стічних вод | 30 | 30 | 15 | 15 | 12 | 9 | 9 |

ВБН В.2.2-58.1-94 С.45

Продовження таблиці 17

| Будівлі і споруди СНН, до яких визначається відстань | Відстань від наземних резервуарів СНН категорій і підкатегорій, м | | | | | | |
|--|---|-----|------|------|-------|-------|-------|
| | I | | II | | III | | |
| | I-a | I-б | II-a | II-б | III-a | III-б | III-в |
| 3. Складські будівлі для нафтопродуктів в тарі, площадки для зберігання нафтопродуктів і для зберігання тари (що була у користуванні або чистої і горючої пластмасової і т.п.), будівлі і площадки пунктів збору відпрацьованих нафтопродуктів | 30 | 30 | 15 | 15 | 15 | 10 | 10 |
| 4. Водопроводні (питного | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|--|----|----|----|----|----|----|----|
| призначення) і протипожежні насосні станції, пожежні пости і приміщення зберігання протипожежного обладнання і вогнегасячих засобів, протипожежні резервуари або водойми (до водозабірних колодязів або до місця забору води) | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| 5. Каналізаційні очисні споруди виробничих стічних вод (з нафтою і нафтопродуктами): а) ставки-відстійники, шламонакопичувачі, закриті нафтоуловлювачі, флотаційні установки поза будівлею (площею дзеркала 400 м ² і більше), буферні резервуари і резервуари-відстійники об'ємом 700 м ³ і більше | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| б) флотаційні установки і фільтри в будівлях, закриті нафтоуловлювачі (площею дзеркала менше 400 м ²), буферні резервуари і резервуари-відстійники об'ємом менше 700 м ³ , установки по відмивці осаду, включаючи резервуари-шлямові збірники і озонаторні установки | 15 | 15 | 15 | 15 | 10 | 10 | 10 |
| в) ставки-випаровувачі | 24 | 24 | 24 | 18 | 18 | 15 | 15 |

C.46 ВБН В.2.2-58.1-94

Продовження таблиці 17

| Будівлі і споруди СНН, до яких визначається відстань | Відстань від наземних резервуарів СНН категорій і підкатегорій, м | | | | | | |
|--|---|-----|------|------|-------|-------|-------|
| | I | | II | | III | | |
| | I-a | I-б | II-a | II-б | III-a | III-б | III-в |
| 6. Будівлі і споруди з | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|---|------------------|----|----|----|----|----|----|
| виробничими процесами з застосуванням відкритого вогню (котельні, ремонтні майстерні з процесами зварювання, гаражі та приміщення технічного обслуговування автомобілів, печі вогневого розігрівання нафти) а) від резервуарів з ЛЗР | 80 | 60 | 40 | 40 | 40 | 36 | 30 |
| б) від резервуарів з ГР | 60 | 60 | 30 | 30 | 30 | 30 | 24 |
| | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| 7. Пожедепо (без житлових приміщень), адміністративні і побутові будинки | 60 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 30 |
| | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| 8. Виробничі будівлі з приміщенням категорії Д, що стоять окремо (компресорні стисненого повітря, насосні станції оборотного водопостачання, операторні та ін. аналогічні будівлі) | 24 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| 9. Технологічні установки виробництв категорій А, Б на ЦПС (установки підготовки нафти, газу і води, попереднього скидання пластової води) | 60 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 15 |
| 10. Вузли пуску і приймання очисних пристроїв | 50 | 30 | 30 | 30 | 24 | 15 | 15 |
| 11. Край проїжджої частини внутрішніх автомобільних шляхів і проїздів | 20 | 15 | 15 | 15 | 9 | 9 | 6 |
| 12. Площадка для зберігання чистої металевої тари | Не нормується | | | | | | |
| 13. Видаткові резервуари | По СНиП II-89-90 | | | | | | |

Примітка. Відстань по п.1, вказана над ризикою, відноситься до зливно-наливних пристроїв для легкозаймистих, а під ризикою – для горючих нафти і нафтопродуктів і визначається по п.1а до найближчої частини корпусу розрахункового судна, що стоїть біля причалу, по інших позиціях таблиці – у відповідності до п.17.1.2 даного розділу.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.47

17.1.8 Відстань від підземних або обсипаних ґрунтом, що прирівнюються до підземних у відповідності з п.1.5 даних норм, слід приймати:

- - до водопровідних (питного призначення) і протипожежних насосних станцій, пожежних постів і приміщень зберігання протипожежного обладнання і вогнегасячих засобів, протипожежних резервуарів або водойм (до водозабірних колодязів), адміністративних і побутових СНН, будівель і споруд з виробничими процесами з застосуванням відкритого вогню – по таблиці 17.
- - до інших будівель і споруд СНН – на 50% менше вказаних в таблиці 17 і з врахуванням вимог п.п.7.7 і 8.14 даних норм;
- - до заглиблених продуктових насосних з боку глухої (без прорізів) стіни – не менше 3 м (крім випадків, обумовлених в п.п.7.17 і 8.14 даних норм);
- - до погружених вибухозахищених електронасосів – не нормується (можуть встановлюватись безпосередньо на резервуарах).

17.1.9 Відстань від будівель і споруд СНН (крім резервуарів) до зливно-наливних пристроїв для залізничних і автомобільних цистерн, морських і річкових суден (на зливно-наливних причалах) слід приймати по таблиці 18, а до будівель і споруд з виробничими процесами з застосуванням відкритого вогню (див.п.6, таблиці 17) по таблиці 19.

Таблиця 18

| Будівлі і споруди СНН, до яких визначається відстань | Відстань від зливно-наливних пристроїв на СНН категорій і підкатегорій, м | | | | | | |
|---|---|-----|------|------|-------|-------|-------|
| | I | | II | | III | | |
| | I-а | I-б | II-а | II-б | III-а | III-б | III-в |
| 1. Продуктові насосні, площадки для вузлів засувок насосних | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| станцій, розливні, розфасовочні, складські будівлі для зберігання нафтопродуктів в тарі, будівлі і площадки пунктів збирання відпрацьованих нафтопродуктів, вузли обліку і заміру | <u>18</u> 12 | <u>18</u> 12 | <u>15</u> 10 | <u>15</u> 10 | <u>15</u> 10 | <u>15</u> 8 | <u>15</u> 8 |
| 2. Відкриті площадки для зберігання нафтопродуктів в тарі і чистої спалимої тари, вузли прийому або пуску очисних пристроїв | <u>20</u> 15 | <u>20</u> 15 | <u>15</u> 10 | <u>15</u> 10 | <u>15</u> 10 | <u>10</u> 8 | <u>10</u> 8 |
| 3. Водопровідні (питної якості) і протипожежні насосні станції, приміщення зберігання протипожежного обладнання і вогнегасячих засобів. | <u>40</u> 30 | <u>40</u> 30 | <u>30</u> 40 | <u>24</u> 18 | <u>24</u> 18 | <u>18</u> 12 | <u>18</u> 12 |
| 3.а Резервуари для протипожежного запасу води (до водозабірною колодязя), побутові приміщення | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |

C.48 ВБН В.2.2-58.1-94

Закінчення таблиці 18

| Будівлі і споруди СНН, до яких визначається відстань | Відстань від зливно-наливних пристроїв на СНН категорій і підкатегорій, м | | | | | | |
|--|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | I | | II | | III | | |
| | I-а | I-б | II-а | II-б | III-а | III-б | III-в |
| 4. Очисні споруди і насосні системи каналізації | у відповідності до п.17.1.10 і таблиці 20 норм | | | | | | |
| 5. Аварійний земляний амбар (при проектуванні у відповідності до вимог пункту 17.1.42) | <u>60</u> 40 | <u>60</u> 40 | <u>40</u> 30 | <u>40</u> 30 | <u>40</u> 30 | <u>30</u> 24 | <u>30</u> 24 |
| 6. Пожедепо (без житлових приміщень), адміністративні будинки | 40 | 40 | 40 | 40 | 30 | 30 | 30 |

7. Проміжні резервуари (біля зливно-наливних залізничних естакад)

не нормується, при умові дотримання вимог розділу 5

Примітки: 1. Відстані, вказані над ризикою, відносяться до зливно-наливних пристроїв з ЛЗР, під ризикою – ГР.

2. Відстані від поодиноких зливно-наливних пристроїв (до 3-х) для залізничних і автомобільних цистерн до будівель і споруд СНН слід приймати: - по поз.1 – як для СНН III-а підкатегорії;

- по поз.2 - 6 – відстані, приведені в поз.1 таблиці.

Таблиця 19

| Будівлі і споруди СНН, до яких визначається відстань | Відстань від будинків і споруд (див.п.6 таблиці 17) на СНН категорій, підкатегорій, м | | | | |
|--|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | I | II | III-а | III-б | III-в |
| 1. Зливно-наливні пристрої (для залізничних і автомобільних цистерн, морських і річкових суден), площадки прийом або пуску очисних пристроїв | <u>40</u> 30 | <u>40</u> 30 | <u>40</u> 30 | <u>40</u> 30 | <u>40</u> 30 |
| 2. Продуктові насосні, площадки для вузлів засувок цих насосних, каналізаційні насосні неочищених вод (з нафтою і нафтопродуктами), очисні споруди (п.3а таблиці 17), розливні, розфасовочні, складські будівлі і площадки для зберігання нафтопродуктів в тарі і площадок для зберігання тари, що була у користуванні | <u>40</u> 30 | <u>30</u> 24 | <u>24</u> 18 | <u>24</u> 18 | <u>20</u> 15 |

Примітка. Відстані, вказані над ризикою, відносяться до споруд з ЛЗР, під ризикою – ГР

ВБН В.2.2-58.1-94 С.49

17.1.10 Відстань від будівель і споруд СНН (за винятком резервуарів і вказаних в п.2 таблиці 19) до каналізаційних очисних споруд (з нафтою і нафтопродуктами) з відкритим дзеркалом рідини (ставки-відстійники, нафтоуловлювачі і ін.), а також шламонакопичувачів повинна бути не менше 30 м. На СНН III категорії при зберіганні тільки ГР цю відстань дозволяється скорочувати до 24 м, при зберіганні на СНН тільки ГР з температурою спалаху вище 120°C – до 18 м.

Відстань від інших очисних каналізаційних споруд, а також відстані між будівлями і спорудами систем каналізації слід приймати по таблиці 20.

Таблиця 20

| Будівлі і споруди, до яких визначається відстань | Відстані між будівлями і спорудами систем каналізації і від будівель і споруд СНН до будівель і споруд цих систем, м | | | | | | | | | | |
|---|--|----|----|----|----|---|----|----|----|----|----------------|
| | Порядкові номери будівель і споруд, приведених в гр.1 | | | | | | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1. Резервуари-відстійники, буферні резервуари (що проектується у відповідності до п.18.1.22 – 18.1.29) збірники уловлених нафтопродуктів з погружними насосами і без них (незалежно від об'єму), закриті нафтоуловлювачі: площею дзеркала до 400 м ² включно | x | 9 | 18 | 18 | 9 | 6 | 9 | 24 | 15 | 20 | 15 |
| 2. Те ж, площею дзеркала більше 400 м ² | 9 | 9 | 18 | 18 | 18 | 6 | 18 | 30 | 18 | 30 | 18 |
| 3. Ставки-відстійники | 18 | 18 | - | x | 15 | x | 18 | 24 | 15 | 15 | по п. 17.1. 10 |
| 4. Ставки-випаровувачі | 18 | 18 | x | - | 9 | 6 | 18 | 15 | 9 | 8 | 18 |
| 5. Будівлі насосних станцій для перекачки нафтовмісних стічних вод, флотаційні установки і фільтри в вузлах доочистки, озонаторні установки | 9 | 18 | 15 | 9 | - | x | 9 | 24 | 15 | 9 | 15 |
| 6. Насосні установки для перекачки нафтовмісних стічних вод, що розміщуються в колодязях з погружними насосами | 6 | 6 | x | 6 | x | - | 6 | 15 | 9 | 9 | 6 |

Закінчення таблиці 20

| Будівлі і споруди, до яких визначається відстань | Відстані між будівлями і спорудами систем каналізації і від будівель і споруд СНН до будівель і споруд цих систем, м | | | | | | | | | | |
|--|--|----|----------------------|----|----|----|----|----|----|---------------|---------------|
| | Порядкові номери будівель і споруд, приведених в гр.1 | | | | | | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 7. Установки по відмиванню осаду, включаючи резервуари-шламозбірники і площадки підсушки | 9 | 18 | 18 | 18 | 9 | 6 | x | 24 | 18 | 15 | 15 |
| 8. Споруди біологічного і механічного очищення побутових стічних вод продуктивністю до 50м ³ /добу | 24 | 30 | 24 | 15 | 24 | 15 | 24 | - | x | x | 35 |
| 9. Будівлі насосних станцій і насосні установки (аналогічні п.6) для побутових стічних вод | 15 | 18 | 15 | 9 | 24 | 9 | 18 | x | x | x | 15 |
| 10. Септики, фільтруючі колодязі продуктивністю до 15 м ³ /добу вкл. | 20 | 30 | 15 | 8 | 9 | 9 | 15 | x | x | - | <u>5</u> 8 |
| 11. будівлі і споруди СНН (крім резервуарів і п.2 таблиці 19) | 15 | 18 | По п. 17.1. 10 | 18 | 15 | 6 | 15 | 35 | 15 | <u>5</u> 8 | - |
| Примітки: 1.Відстань по пп.10,11, вказана над ризикою, відноситься до септиків, під ризикою – до фільтруючих колодязів | | | | | | | | | | | |
| 2. "x" – відстань не нормується, "пропуск" – по першому абзацу пункту. | | | | | | | | | | | |

17.1.11 Складські будівлі для нафтопродуктів у тарі допускається розташовувати по відношенню до залізничних колій СНН у відповідності до габаритів наближення будівель до залізничних

колій по ГОСТ 9238-83. Допустима місткість складських будівель і відстань між ними слід приймати у відповідності до вимог 10 розділу даних норм.

17.1.12 Відстані між будівлями і спорудами СНН (за виключенням встановлених даними нормами) і резервуарами протипожежного запасу воду, а також відстані між видатковими резервуарами котельних і дизельних до цих будівель (котельних, дизельних) слід приймати по СНиП II-89-90, а між адміністративно-побутовими і виробничими по додатку 3.1 ДБН 360-92.

Відстань від місця забору води резервуарів протипожежного запасу води слід приймати не менше:

- -
до резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів, включаючи видаткові резервуари котельних і дизельних об'ємом більш 400 м^3 , і зливно-наливних пристроїв – по таблицях 17 і 18;

ВБН В.2.2-58.1-94 С.51

- -
до видаткових резервуарів котельних і дизельних об'ємом до 400 м^3 вкл. – 18 м.

- -
до інших будівель і споруд – по СНиП 2.04.02-84.

Планування території, дороги

17.1.13 Територія СНН повинна бути огорожена провітрюваною огорожею негорючих матеріалів у відповідності з вказівками СН 441-72.

Висота огороження повинна бути 2 м і розташовуватись:

- -
від зливно-наливних залізничних естакад, обладнаних зливно-наливними пристроями з двох сторін (рахуючи від осі найближчої до огорожі колії) – 15 м;

- -
від будинків управління, адміністративних, побутових – не нормується;

- -
від інших будівель і споруд СНН, в тому числі внутрішніх шляхів – 5 м.

При розміщенні СНН на території підприємства, що має огорожу, улаштування спеціальної огорожі для СНН, як правило, не потрібне. Необхідність улаштування спеціальної огорожі встановлюється замовником в завданні на проектування.

17.1.14 Територія СНН повинна поділятися на зони і ділянки в залежності від технологічного процесу, транспортування, зберігання і поставки споживачам нафти або нафтопродуктів.

Найменування зон, ділянок і склад об'єктів, що розміщуються в зонах і на ділянках, приведено в таблиці 21.

Перелік ділянок і споруд СНН приведений для підприємств по забезпеченню нафтопродуктами, наливних станцій магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів і його слід уточнювати у відповідності до завдання на проектування в залежності від характеру операцій, транспортних зв'язків цих підприємств і технічних умов на проектування.

Таблиця 21

| Найменування зон | Найменування ділянок | Приблизний склад будівель, споруд, об'єктів, що розміщуються в межах зони, ділянки |
|------------------|---------------------------------|---|
| Виробнича | Залізничного прийому і відпуску | Естакади залізничні зливно-наливні або поодинокі зливно-наливні пристрої для залізничних цистерн, проміжні резервуари (біля зливно-наливних естакад), насосні, компресорні, складські будівлі для нафтопродуктів в тарі, вантажно-розвантажувальні площадки, лабораторія, роздавальні, розфасовочні, пункти прийому відпрацьованих нафтопродуктів з резервуарами цих пунктів, залізничні ваги та ін. об'єкти, зв'язані зі зливно-наливними операціями, а також допоміжно-виробничі і побутові будівлі і споруди, що входять до їх складу. |
| | Водного прийому і відпуску | Причали, пірси, насосні та ін. об'єкти і пристрої, зв'язані зі зливно-наливними операціями, а також допоміжно-виробничі і побутові будівлі і споруди, що входять до їх складу. |

C.52 ВБН В.2.2-58.1-94

Продовження таблиці 21

| Найменування зон | Найменування ділянок | Приблизний склад будівель, споруд, об'єктів, що розміщуються в межах зони, ділянки |
|------------------|-----------------------------------|---|
| Виробнича | Автомобільного прийому і відпуску | Площадки зливу-наливу в автоцистерни, роздавальні, розфасовочні, роздавальні колонки, автоваги, операторні, інші об'єкти і пристрої, зв'язані зі зливно-наливними |

| | | |
|--------------------------|--|---|
| | | операціями, а також допоміжно-виробничі будівлі і споруди, що входять до їх складу. |
| | Очисних споруд | Споруди і установки для очистки нафтовмісних стічних вод, включаючи резервуари-відстійники, буферні і розділові резервуари, каналізаційні насосні та інші об'єкти, зв'язані зі спорудами очистки, лабораторії, зв'язані з аналізом стічних вод, а також допоміжно-виробничі будівлі і споруди, що входять до їх складу. |
| Допоміжна | Водопостачання і протипожежного захисту | Водопровідні і протипожежні насосні станції, резервуари або водойми протипожежного захисту, дизельні з видатковими резервуарами, приміщення зберігання протипожежного обладнання. |
| | Допоміжно-виробничих будівель і споруд | Споруди теплопостачання, включаючи видаткові резервуари палива і паливонасосні, будівлі і споруди допоміжно-виробничого призначення (ремонтно-механічні майстерні, складські та інші приміщення, гараж і т.ін.), споруди побутової каналізації. |
| | Енергопостачання | Трансформаторні підстанції, РП, ПКУ, ДЕС, електричні мережі, зовнєшне і охоронне освітлення. |
| | Адміністративних і побутових будівель і споруд | Цехи допоміжного призначення з розміщенням в них адміністративно-господарських і побутових приміщень, прохідної, лабораторії, мехмайстерень і майстерень по ремонту КІП і А, акумуляторної, споруд зв'язку та ін. приміщень. |
| Резервуарного зберігання | Зберігання нафти і нафтопродуктів | Резервуари для нафти і нафтопродуктів, теплообмінники, насосні, компресорні, а також допоміжно-виробничі приміщення, що входять до їх складу |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.53

Приведений склад будівель, споруд, об'єктів, що розміщуються в зонах, може використовуватись для інших СНН, якщо нормами технологічного проектування відповідних міністерств і відомств для цих підприємств не пред'являються інші вимоги.

Гаражні комплекси допускається виділяти в самостійне господарство з розміщенням його поза територією СНН.

17.1.15 Планування площадок СНН, їх благоустрій і проектування під'їздних і внутрішніх шляхів слід виконувати у відповідності до вимог СНиП II-89-80, СНиП 2.05.02-85, СНиП 2.05.07-85.

17.1.16 Планування території СНН повинне виключати можливість утворення міцць скопичення парів нафти і нафтопродуктів (застійних зон) і разом з системою водостоків забезпечувати водовідведення і захист території від потрапляння ззовні талих і зливочних вод.

При виконанні вертикального планування слід враховувати необхідність локалізації окремих ділянок території, на які можуть потрапляти нафта і нафтопродукти. Вертикальне планування повинне запобігати потраплянню рідини при аварійному розливі з ділянок одних об'єктів на ділянки інших, а також забезпечувати організацію відведення цих рідин і поверхневого стоку у відповідності до вимог розділу 19 даних норм.

17.1.17 Територія резервуарного парку СНН, як правило, повинна розміщуватись на більш низьких відмітках землі по відношенню до відміток території:

- -
інших зон і ділянок СНН і технологічно зв'язаних з парком підприємств;
- -
міських і сільських поселень;
- -
житлових будинків, що стоять окремо;
- -
колективних будинків з садовими будиночками;
- -
зон територій, що охороняються особливо (заповідників, заказників, пам'ятників історії і культури);
- -
сусідніх промислових і сільськогосподарських підприємств;
- -
залізниць загальної мережі;
- -
автомобільних шляхів загальної мережі I, II і III категорій.

При розташуванні території резервуарних парків на більш високих відмітках в порівнянні з цими об'єктами, а також при розміщенні резервуарних парків в прибережній смузі водних об'єктів, повинні передбачатись заходи у відповідності до п.17.1.42 даних норм.

17.1.18 Адміністративні і побутові приміщення, приміщення технологічного зв'язку не слід розташовувати з підвіреного боку вітрів переважного напрямку по відношенню до резервуарних парків, зливно-наливних пристроїв для автомобільних і залізничних цистерн і очисних споруд.

17.1.19 Вузли пуску і прийому (прийому-пуску) очисних пристроїв для магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів, що розміщуються на території СНН, на відмітках вище відміток будівель і споруд СНН, повинні бути огорожені земляним валом (стіною) висотою 0,5 м.

17.1.20 На території СНН незалежно від категорії з розміром території 5 га слід передбачати не менше двох в'їздів.

C.54 ВБН В.2.2.-58.1-94

СНН I і II категорій незалежно від розмірів території повинні мати два в'їзди на автомобільні шляхи загальної мережі або на під'їздні шляхи СНН або підприємства. Відстані між виїздами повинні бути не менше 150 м і не більше 1500 м. Ширину воріт автомобільних в'їздів на територію СНН, а також ширину воріт для залізничних в'їздів (при наявності ділянок залізничного прийому і відпуску) слід приймати у відповідності до вимог СНиП II-89-80.

17.1.21 Під'їздну дорогу до СНН рекомендується відносити:

- - до IV категорії – для СНН I-б і II категорій, в складі яких є ділянки автомобільного прийому і відпуску зі зливно-наливними пристроями більше трьох, і СНН I-а категорії.

- - до V категорії – для СНН I-б і II категорій, на яких відсутні ділянки автомобільного прийому і відпуску або є зливно-наливні пристрої до трьох стояків, СНН III категорії.

Для товарно-сировинних парків нафтопереробних і нафтохімічних підприємств категорія під'їздних шляхів приймається у відповідності до спеціальних норм для цих підприємств в залежності від розрахункової інтенсивності руху по СНиП 2.05.02-85.

17.1.22 По межах резервуарного парку і для під'їзду до площадок зливно-наливних пристроїв слід проектувати проїзди для пожежних машин, як правило, з проїжджою частиною шириною 3,5 м і покриттям перехідного типу.

Для зливно-наливних залізничних естакад, обладнаних зливно-наливними пристроями з двох сторін, проїзд для пожежних машин повинен бути кільцевим.

Для СНН I категорії проїзд для пожежних машин повинен бути як по межах резервуарного парку, так і між групами резервуарів, незалежно від рядності розташування резервуарів в групах, що визначається у відповідності до вимог п.17.1.33 даних норм.

На СНН II категорії кільцевий проїзд може передбачатись тільки по межі резервуарного парку, якщо по вимогах технології або для забезпечення вимог пп.17.1.16, 17.1.39 і 17.1.42 проїзди між групами не вимагаються.

17.1.23 Відстань від внутрішніх автомобільних шляхів і проїздів до будівель і споруд категорії А, Б і В (крім резервуарів) слід приймати не менше 5 м.

Улаштування заїздів для пожежної техніки на територію резервуарного парку допускається передбачати у відповідності до вимог п.17.1.45 даних норм.

17.1.24 В зоні резервуарного парку і на ділянках залізничного і автомобільного прийому і відпуску, для запобігання потрапляння на дороги нафти і нафтопродуктів, планувальні відмітки проїжджої частини внутрішніх автомобільних шляхів, як правило, повинні бути вище планувальних відміток прилеглої території не менше, ніж на 0,3 м, рахуючи від бровки земляного полотна.

Принеможливості виконання вказаної вимоги, автомобільні шляхи повинні бути сплановані так, щоб рідина, що розлилась, не могла потрапити на проїжджу частину (улаштування кюветів і т.ін.). Типи шляхової одежі, основні види покриття, матеріали і способи їх укладання, а також область застосування слід приймати у відповідності до вимог СНиП 2.05.07-85.

17.1.25 На території СНН для озеленення слід застосовувати дерева і кущі тільки листяних порід.

Використовувати для озеленення СНН листяні породи дерев і кущів, що виділяють під час цвітіння пластівці, волокнисті речовини чи опущене насіння, а також посадка дерев і кущів у вигляді щільних груп і смуг, що викликають скопичення парів, не допускається.

У виробничій зоні на ділянках залізничного і автомобільного прийому-відпуску, а також в зоні резервуарного парку для озеленення слід застосовувати тільки газони.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.55

Посадка газонів всередині обвалованої території резервуарного парку не допускається.

На СНН I і II-а категорій розміщення зелених насаджень від будівель і споруд слід приймати не менше 5 м. Граничний розмір ділянок, призначених для озеленення СНН, не повинен перевищувати 10% площадки СНН.

17.1.26 Щільність забудови площадок СНН (крім товарно-сировинних резервуарних парків НПЗ і НХП) повинна бути не менше:

- -
30% для СНН – I категорії;

- -
25% для СНН – II категорії;

- -
20% для СНН – III категорії.

Щільність забудови для резервуарних парків НПЗ і НХП приймається по СНиП II-89-80, як для підприємств, на яких розміщуються ці СНН.

Резервуарні парки

17.1.27 Резервуари для нафти і нафтопродуктів можуть проектуватись у відповідності до вимог СНиП 2.09.03-85, якщо вимоги до них не визначені ВБН В.2.2-58.2-94 та цими нормами.

Оптимальні розміри вертикальних і горизонтальних циліндричних резервуарів і їх максимальний об'єм рекомендується приймати у відповідності до таблиць 22 і 23.

Таблиця 22

Довідкова

| Об'єм резервуарів (номінальний), м ² | Оптимальні розміри, м (діаметр Д, висота Н) вертикальних резервуарів слідуєчих типів | | | |
|---|---|------|-------------------------------|----|
| | Зі стаціонарною покрівлею (з понтоном і без понтона) | | З плаваючою покрівлею (ПП) | |
| | Д | Н | Д | Н |
| 100 | 4,7 | 6,0 | | |
| 200 | 6,6 | 6,0 | | |
| 300 | 7,6 | 7,5 | | |
| 400 | 8,5 | 7,5 | | |
| 700 | 10,4 | 9,0 | | |
| 1000 | 10,4 | 12,0 | 12,3 | 9 |
| 2000 | 15,2 | 12,0 | 15,2 | 12 |
| 3000 | 19,0 | 12,0 | 19,0 | 12 |
| 5000 | 21,0 | 15,0 | 22,8 | 12 |
| 10000 | 28,5 | 18,0 | 28,5 | 18 |
| 20000 | 40,0 | 18,0 | 40,0 | 18 |
| 30000 | 45,6 | 18,0 | 45,6 | 18 |
| 40000 | 56,9 | 18,0 | 56,9 | 18 |
| 50000 | 60,7 | 18,0 | 60,7 | 18 |
| 100000 | Не допускається | | 85,3 | 18 |
| 120000 | | | 92,3 | 18 |

Резервуари зі стаціонарною покрівлею з понтоном будуть в подальшому іменуватись як резервуари з понтоном (СПП), резервуари зі стаціонарною покрівлею без понтона – як резервуари зі стаціонарною покрівлею (СП).

Таблиця 23

Довідкова

| Об'єм резервуарів (номінальний), м ³ | Оптимальні розміри, м (діаметр Д, і довжина L) горизонтальних резервуарів слідуєчих типів | | |
|---|---|--------------------|----------------------------------|
| | Д | L при днищі: | <u>плоске (п)</u> конічне (к) |
| 3 | 1,4 | 2 (п) | |
| 5 | 1,9 | 2 (п) | |
| 10 | 2,2 | 2,8 (п) 3,3 (к) | |
| 25 | 2,8 | 4,3 (п) 4,8 (к) | |
| 50 | 2,8 | 9 (п) 9,6 (к) | |
| 75 | 3,2 | 9 (п) 9,7 (к) | |
| 100 | 3,2 | 12 (п) 12,7 (к) | |
| 500 | 6 | 18 (п) | |
| 1000 | 6 | 35,8 (п) | |

17.1.28 Для резервуарних парків нафти і нафтопродуктів, незалежно від категорій і групи СНН слід застосовувати типи резервуарів у відповідності до ГОСТ 1510-84.

Для нафти і нафтопродуктів з температурою загусання вище 0°C, для яких не можуть застосовуватись резервуари з плаваючою покрівлею або резервуари з понтоном, незалежно

від температури спалаху і тиску насичених парів слід передбачати резервуари зі стаціонарною покрівлею.

17.1.29 Резервуари, як правило, слід розміщувати групами. В межах однієї групи дозволяється зберігання легкозаймистих і горючих рідин.

17.1.30 Загальна місткість групи наземних резервуарів в залежності від типу і номінального об'єму резервуарів, що в ній розміщуються, виду нафти і нафтопродуктів, що зберігаються, а також відстані між стінками резервуарів в залежності від діаметру резервуарів, що розташовуються в одній групі, слід визначати у відповідності до таблиці 24.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.57

Таблиця 24

| Тип сталевих резервуарів | Одиничний номінальний об'єм резервуарів, що встановлюються в ґрунті, м ³ | Вид рідин, що зберігаються | Допустима загальна номінальна місткість групи, м ³ | Відстань між резервуарами в групі в залежності від Д або в метрах |
|---|---|----------------------------|---|---|
| Вертикальні резервуари: 1. З плаваючою покрівлею | 50000 і більше | ЛЗР, ГР | 200000 | 0,5 Д, але не більше 30 м |
| | менше 50000 | ЛЗР, ГР | 120000 | 0,5 Д |
| 2. З понтоном | 50000 | ЛЗР, ГР | 200000 | 30 м |
| | | ГР, ЛЗР, крім бензину | 120000 | 0,5 Д |
| | Менше 50000 до 400 | бензин | 120000 | 0,65 Д |
| | 100 до 400 вкл. | ЛЗР, ГР | один блок 4000 див. п.17.1.31 | не нормується |
| 3. Зі стаціонарною покрівлею | від 50000 до 400 | Дизпаливо, ГР | 80000 | 0,5 Д, але не більше 30 м |
| | від 50000 до 400 | ЛЗР | Одним блоком 4000 див. п.17.1.31 | 0,7 Д, але не більше 30 м |
| Горизонтальні резервуари | До 100 вкл. | ЛЗР, ГР | Одним блоком 4000 див. п.17.1.31 | Не нормується |
| | | | | |

| | | | |
|------------------------|---------|--|---------------|
| Від 100 до 400 вкл. | ЛЗР, ГР | Одним блоком 4000 див. п.17.1.31 | Не нормується |
| Більше 100 | ЛЗР, ГР | 80000 | 0,5 Д |

Між резервуарами різних типів, розмірів і об'ємів слід приймати найбільшу відстань по графі 5 таблиці 24 з встановлених до цих резервуарів.

17.1.31

Наземні резервуари об'ємом до 400 м³ включно, що розташовується на одному фундаменті або загальній площадці без нормованих розривів (загальна місткість блоку не більше 4000 м³) можуть розміщуватись разом з іншими резервуарами будь-якого об'єму і типу в одній групі. Загальна місткість групи і блоків не повинна перевищувати об'ємів, вказаних в таблиці 24 для вертикальних резервуарів "менше 50000 до 400" (в залежності від їх типу і виду рідин, які зберігаються) і для горизонтальних "більше 100".

C.58 ВБН В.2.2.-58.1-94

Відстань між цими блоками в групі приймається:

- -
при об'ємі одиночного резервуару в блоці від 200 м³ до 400 м³ вкл. – 15 м;
- -
при об'ємі одиночного резервуару в блоці менше 200 м³ – 10 м;

Відстань між резервуарами одиничним об'ємом більше 400 м³ і блоком приймається по найбільшій відстані з встановлених для резервуарів (гр. 5 таблиці 24) або для блоків.

17.1.32

Площа дзеркала рідини підземного резервуару не повинна перевищувати 7000 м², а загальна площа дзеркала групи підземних резервуарів – 14000 м².

Відстань між стінками підземних однієї групи приймається з умов виконання робіт і повинна бути не менше 1 м.

Для обсіпаних ґрунтом резервуарів, що відносяться до підземних, ширина їх обсіпки по верху визначається розрахунком на гідростатичний тиск рідини, що розлилась при аварії резервуару, але в усіх випадках повинна бути не менше 3 м, рахуючи від стінки резервуару до бровки насипу для вертикальних резервуарів і від будь-якої точки стінки резервуару до відкосу насипу для горизонтальних резервуарів.

Для горизонтальних резервуарів об'ємом до 75 м³ ширину обсіпки по верху допускається скорочувати до 2 м.

17.1.33

Групи резервуарів або ті, що стоять окремо, можуть розміщуватись у виїмках, котлованах, на насипах, похилій площині або мати комбінований профіль. Територію резервуарного парку, як правило, рекомендується розміщувати на плоскому рельєфі з ухилом не більше 0,005.

Територія ярів для розміщення резервуарних парків з резервуарами одиничним об'ємом 10000 м³ і більше не допускається.

Резервуари одиничним об'ємом 10000 м³ і більше слід розташовувати в групі в один або два ряди.

Резервуари одиничним об'ємом менше 10000 м³, дозволяється розташовувати в 3 або 4 ряди при дотриманні наступних умов:

- - при розташуванні в 3 ряди – ні один резервуар не повинен бути відділений від кільцевого проїзду більше, ніж одним рядом чи блоком;
- - при розташуванні в 4 ряди – вивід технологічних трубопроводів рекомендується приймати в напрямку найбільш протяжних сторін обвалування групи, між двома рядами резервуарів в обвалуванні повинна бути забезпечена вільна від забудови смуга для проїзду пожежної техніки.

17.1.34

Мінімальні відстань між стінками крайніх резервуарів, розташованих в сусідніх групах слід приймати по таблиці 25.

Таблиця 25

| Вид зберігання і одиничний об'єм резервуарів, що встановлюються в групі | Відстань між стінками крайніх резервуарів груп, м |
|--|---|
| 1. Наземне зберігання до 10000 м ³ вкл. | 40 |
| понад 10000 м ³ | 60 |
| Блок місткістю до 4000 м ³ вкл., який розміщується самостійно (поза загальною групою) | 15 |
| 2. Підземне зберігання незалежно від об'єму | 15 |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.59

При розміщенні кожної групи наземних резервуарів в окремому котловані або виїмці, що вміщують всю рідину, яка зберігається в цих резервуарах, при розливі, відстань між верхніми бровками сусідніх котлованів або виїмок слід приймати 15 м.

17.1.35

Для кожної групи наземних резервуарів місткістю, що визначається по таблиці 24, по периметру повинне передбачатись замкнуте обвалування або огорожуюча стіна з негорючих матеріалів, розраховані на гідростатичний тиск рідини, що розлилась.

Вільний від забудови об'єм обвалованої території, що утворюється між внутрішніми відкосами обвалування або огорожуючої стіни, повинен прийняти розрахунковий об'єм рідини, яка розлилась, що дорівнює одному найбільшому по об'єму резервуару в групі. При розташуванні тільки одного резервуару на обвалованій, її вільний об'єм повинен розраховуватись на об'єм цього резервуару.

Висота обвалування визначається розрахунком на основі порівняння варіанту оптимальної площі забудови резервуарного парку в залежності від об'єму і кількості резервуарів в групі, рядності їх установки з забезпеченням вільного об'єму обвалованої території техніко-економічним розрахунком, але повинна бути не менше і не більше величин, приведених в таблиці 26.

Розрахунок вільного об'єму обвалованої території рекомендується виконувати на електронно-обчислювальній машині по програмі "ZORP" з оптимальним співвідношенням розмірів в плані і висоти обвалованої території.

Обвалування слід передбачати, як правило, земляним з шириною по верху не менше:

- -.
0,5 м – при розрахунковій висоті обвалування менше 2,5 м;
- -.
1,0 м – при розрахунковій висоті обвалування 2,5 м до 3,0 м;
- -.
2,0 м – при розрахунковій висоті обвалування понад 3,0 м.

Висота обвалування або огорожуючої стінки кожної групи резервуарів повинна бути на 0,2 м вище рівня розрахункового об'єму рідини, що розлилась.

17.1.36

Відстань від стінок резервуарів до підшови внутрішніх схилів обвалування або до огорожуючих стін приймати не менше приведених в таблиці 26.

Таблиця 26

| Об'єм (номінальний) одиничних резервуарів в групі, м ³ | Висота обвалування, м | | Мінімальна відстань від стінок резервуарів до внутрішніх схилів обвалування, м |
|--|--------------------------|------------------|---|
| | Міні- мальна | Макси- мальна | |
| 10000 і більше | 1,5 | 3,9 | 6 |
| менше 10000 | | | |

| | | | |
|--|-----|-----|---------------|
| (включаючи резервуари, місткістю до 400 м ³ вкл., що розміщуються в загальній групі на одному болці у відповідності до п.17.1.31) | 1 | 3,9 | 3 |
| до 400 м ³ вкл., що розміщуються в блоці, самостійно (поза загальною групою): | | | |
| - при вертикальних резервуарах | 0,8 | - | Не нормується |
| - при горизонтальних резервуарах | 0,5 | - | Не нормується |

C.60 ВБН В.2.2.-58.1-94

17.1.37

В межах однієї групи внутрішніми земляними валами або стінками повинні розділятися:

- - на складах I і II категорій кожний резервуар об'ємом 20000 м³ і більше або кілька менших резервуарів сумарною місткістю 20000 м³;
- - резервуари з маслами і мазутами від резервуарів з іншими нафтопродуктами;
- - на складах I і II категорій і III-а підкатегорії резервуари для зберігання етилованих бензинів від інших резервуарів групи.

Висоту внутрішнього земляного валу або стіни слід приймати:

- - 1,3 м – для резервуарів одиничним об'ємом 10000 м³ і більше;
- - 0,8 м – для інших резервуарів.

17.1.38

При розміщенні наземних резервуарів на похилій площині або виїмці, вимоги таблиці 26 по мінімальній висоті обвалування, а також до влаштування обвалування не поширюється на підвищений бік площадки. Висота схилу виїмки з верхового боку визначається тільки на розрахункову висоту по розрахунковому об'єму рідини, що розлилася, при цьому з верхового боку повинні передбачатись заходи, що виключають попадання зливових вод на територію розміщення резервуарів.

17.239

Обвалування підземних резервуарів слід передбачати тільки при зберіганні в цих резервуарах нафти і мазутів. Об'єм, що утворюється між внутрішніми схилами обвалування, слід визначати з умови утримання рідини, що розлилась, в кількості, що дорівнює 10% об'єму найбільшого підземного резервуару в групі. Як обвалування цих резервуарів можуть бути прийняті внутрішні автомобільні шляхи, розташовані не ближче 10 м від стінок резервуарів, об'єм, що утворюється між схилами земляного полотна доріг навколо групи, задовольняє цій вимозі – утриманню 10% об'єму найбільшого підземного резервуару в групі.

17.340

Для земляних обвалувань резервного парку дозволяється без обмежень застосовувати ґрунти і відходи промисловості, які мало змінюють міцність і стійкість під дією погодно-кліматичних факторів і забезпечують умови п.17.1.35.

При розрахунку стійкості земляного обвалування слід враховувати наступні умови:

- а) фізико-механічні характеристики ґрунтів обвалування і його основи;
- б) розрахункову висоту обвалування;
- в) гідростатичний тиск рідини, що розлилась, по умовах п.17.1.35.

В усіх випадках в основі обвалування повинен бути передбачений контактний шар товщиною не менше 0,3 м (для сполучення тіла обвалування з основою).

Погодно-кліматичні зони для влаштування обвалування чи виїмок, а також коефіцієнти фільтрації приймаються, як для внутрішніх автомобільних шляхів у відповідності з СніП 2.05.02-85.

Непроникність обвалування слід забезпечувати пошаровим ущільненням (при тяжких суглинках і глинах) або спеціальним укріпленням верхнього шару ґрунту, у відповідності до таблиці 27.

Вид укріплення слід встановлювати виходячи з техніко-економічної оцінки варіантів з врахуванням максимального використання засобів механізації, місцевих матеріалів і ґрунтів від розробки виїмок, характеристики ґрунту тіла обвалування і основи.

При влаштуванні укріплення з глини необхідно передбачати його захист посівом трав по рослинному ґрунту або обсіпку місцевим ґрунтом шаром не менше 0,1 м.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.61

Таблиця 27

| Види укріплення схилів обвалування | Кліматичні зони СніП 2.05.02-85 | Характеристика ґрунтів обвалування | Найбільша крутизна схилів обвалування |
|---|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| 1. Укріплення внутрішнього схилу глиною товщиною 0,15 | | Будь-які ґрунти, крім тяжких | |

| | | | |
|--|---------|---|-------|
| м | III | суглинків і глин | 1:1,5 |
| 2. Укріплення внутрішнього схилу глинобетоном (80 % глини і 20 % щебеня) шаром 0,15 м | III | Будь-які ґрунти, крім тяжких суглинків і глин | 1:1,5 |
| 3. Укріплення внутрішнього схилу ґрунтом, обробленим мінеральними в'язучими матеріалами (цемент, вапно) товщиною 0,1 м | II, III | Будь-які ґрунти, крім засолених тяжких суглинків і глин | 1:1,5 |
| 4. Укріплення внутрішнього схилу щебенево-гравійними або піщаними матеріалами з обробкою органічними в'язучими товщиною: 0,6 м при висоті обвалування менше 2 м; 0,1 м при висоті обвалування 2 м і більше | III | Будь-які ґрунти | 1:1,5 |
| 5. Засівння травами з плануванням по рослинному шару землі товщиною 0,15 м | II, III | Суглинок і глинисті | 1:1,5 |

17.1.41

Територія груп резервуарів в середині обвалування (огороджуючої стіни) повинна бути зпланована з ухилом 0,005 до приймальних пристроїв каналізації.

При розміщенні резервуарного парку на території з дренуючими ґрунтами необхідно передбачати протифільтраційні пристрої у відповідності до вимог розділу 19 даних норм.

До дренуючих слід відносити ґрунти, які при максимальній щільності при стандартному ущільненні по ГОСТ 22733-77 мають коефіцієнт фільтрації не менше 0,5 м/добу.

17.1.42

При розташуванні резервуарних парків на площадках, що мають більш високі відмітки землі в порівнянні з вказаними в п.17.1.17 об'єктами, а також при необхідності розміщення резервуарних парків в прибережній смузі водних об'єктів повинен бути передбачений один з нижчелідуючих, додаткових до п.17.1.35 заходів по запобіганню розливу рідини при аварії наземних резервуарів на території цих об'єктів, а також на території будівель і споруд СНН, що забезпечують його функціонування в аварійній ситуації (насосні цехи, будівлі протипожежного захисту і т. ін.):

C.62 ВБН В.2.2.-58.1-94

-.

влаштування другого обвалування або огорожуючої стіни на відстані не менше 20 м від основного обвалування (огорожуючої стіни), розрахованого на утримання 50% об'єму рідини найбільшого резервуару. В якості другого обвалування можуть бути використані внутрішні автомобільні дороги СНН, розташовані не ближче 10 м від основного обвалування для складів I, II-а категорій і не ближче 5 м – для складів II-б і III категорій, підняті до необхідних відміток, але не менше, ніж на 0,3 м. Ці дороги не повинні мати водопропускних пристроїв без затворів;

•

-.

влаштування відкритого земляного амбару місткістю:

на повний об'єм найбільшого резервуару, якщо його одиничний об'єм не більше 20000 м³;

на 50% об'єму, якщо його одиничний об'єм більше 20000 м³;

•

-.

влаштування відвідних каналів (траншей) шириною по верху не менше 2 м, на відстані не менше 20 м від основного обвалування (огорожуючої стіни) при розміщенні в парку резервуарів одиничним об'ємом 20000 м³ і більше і не менше 10 м одиничним об'ємом менше 20000 м³. При цьому на протилежному по відношенню до резервуарного парку боці повинен бути влаштований земляний вал, відвідна канава повинна закінчуватись в безпечному місці.

Шлях аварійного потоку, що направляєється до земляного амбару, або відвідна канава, не повинні перетинати під'їздних шляхів до СНН і ділянок, на яких розміщені споруди з виробничими процесами з застосуванням відкритого вогню.

При використанні внутрішніх доріг в якості другого обвалування, відстань до краю проїжджої частини цих доріг з боку рідини, що розлилась, слід приймати:

•

-.

від будівель і споруд з виробничими процесами з застосуванням відкритого вогню – не менше 30 м. Якщо вказані будівлі розташовані до цих доріг глухою стіною, приведені відстані допускається скорочувати на 50%;

•

-.

від прожекторних мачт і пунктів контролю і керування – поза вибухонебезпечною зоною, визначається по ПУЕ.

Технологічні трубопроводи повинні забезпечувати можливість перекачки у випадку аварії з резервуарів однієї групи в резервуари іншої групи, а при наявності в резервуарному парку однієї групи – з резервуару в резервуар.

17.1.43

Для переходу через обвалування або огорожуючу стіну, а також для входу на обсипку резервуарів, на протилежних сторонах обвалування (огорожуючої стіни) або обсипки необхідно передбачати сходи-переходи (входи) шириною 0,7 м і не менше:

•

-.

чотирьох переходів або входів на обсипку – для групи резервуарів;

•

-.

двох переходів – для резервуарів, що стоять окремо, і одного входу на обсіпку.

До резервуарів, що стоять окремо, віднесено також блок наземних резервуарів місткістю до 4000 м³ вкл., що розташовуються окремо, якщо відстань між переходами не перевищує 150 м.

Між зблокованими резервуарами допускається влаштування негорючих перехідних містків і загальних площадок при умові спорудження не менше двох сходів з протилежних боків блоку. При довжині блоку більше 60 м в середній його частині слід передбачати додаткові сходи. Сходи можуть виводитись за обвалування. Уквітн сходів не повинен перевищувати 45°.

17.1.44

Вузли засувок слід розташовувати з зовнішнього боку обвалування (огороджуючої стіни) груп або резервуарів, що стоять окремо. Корінний запірний пристрій слід розташовувати безпосередньо біля резервуарів.

Всередині обвалування групи резервуарів допускається прокладання інженерних комунікацій, обслуговуючих тільки резервуари даної групи.

Трубопроводи, прокладені всередині обвалування, не повинні мати фальцевих з'єднань за винятком місць приєднання арматури з застосуванням негорючих прокладок.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.63

Трубопроводи не повинні перетинати площадки, крім тих, до резервуарів якої вони підведені.

При прокладанні трубопроводів крізь обвалування в місці проходу труб повинна забезпечуватись герметичність.

Установка електрообладнання і прокладання електрокабельних ліній всередині обвалування не допускається, за винятком електроприводу корінного запірного пристрою та інших пристроїв (що є обладнанням власне резервуару), контролю і автоматики, приладів місцевого освітлення.

Всі ці пристрої повинні виконуватись у вибухозахищеному виконанні, а способи прокладання їх у вибухонебезпечних зонах виконується у відповідності до ПУЕ.

Транзитне прокладання трубопроводів, електропроводок і кабельних ліній через сусідні обвалування групи резервуарів не допускається.

17.1.45

При висоті земляного обвалування 2 м і більше допускається передбачати заїзди для пересувної пожежної техніки в кожену групу наземних вертикальних резервуарів слідуючих об'ємів:

•

-.

10000 м³ і більше, розташованих у два ряди;

•

-.

менше 10000 до 1000 м³ включно, розташованих у 3 або 4 ряди.

При цьому типові заїзди повинні влаштовуватись довжиною не менше 20 м по верху розширеного обвалування без зїзду автомобілів на нульову відмітку території груп

резервуарів всередині обвалування. Заїзди слід передбачати з протилежних боків обвалування.

Розміщення інженерних мереж

17.1.46

Розміщення інженерних мереж на СНН слід приймати у відповідності до вимог СніП II-89-80 і даних норм.

17.2.47

Відстань по горизонталі від технологічних трубопроводів СНН для транспортування нафти і нафтопродуктів до будівель, споруд та інших інженерних мереж СНН приймати по таблиці 28.

Таблиця 28

| Будівлі, споруди і інженерні мережі, до яких визначається відстань | Відстань по горизонталі від технологічних трубопроводів, м | |
|---|---|--|
| | наземних | підземних (в тому числі в каналі) |
| 1. Фундаменти будівель і споруд СНН (крім резервуарів для нафти і нафтопродуктів і адміністративно-побутових будинків з масовим скопченням людей) | 3,0 (0,5) | 3,0 |
| 2. Фундаменти адміністративно-побутових будинків з масовим скопченням людей: | | |
| • - при тиску в трубопроводі до 2,5 Мпа вкл. | 12,5 | 5,0 |
| • - при тиску в трубопроводі понад 2,5 МПа | 25,0 | 10,0 |
| 3. Резервуари для нафти і нафтопродуктів (стінка резервуару) | 3,0 | 4,0 але не менше глибини траншеї до фундаменту резервуару |

C.64 ВБН В.2.2.-58.1-94

Закінчення таблиці 28

| Будівлі, споруди і інженерні мережі, до яких визначається відстань | Відстань по горизонталі від технологічних трубопроводів, м | |
|---|---|--|
| | наземних | підземних (в тому числі в каналі) |
| 4. Фундаменти прожекторних мачт, опор галерей, естакад, трубопроводів, контактної мережі і зв'язку | 1.0 | 1.5 |
| 5. Вісь колії залізниці колії 1520мм (внутрішніх) при тиску в трубопроводі до 2.5 МПа вкл. при тиску в трубопроводі понад 2.5 МПа | 4.0 8.0 | 4.0 але не менше глибини траншеї до підшови насипу 8.0 але не менше глибини траншеї до підшови насипу |
| 6. Внутрішні автомобільні шляхи: - бортовий камінь дороги (кромки проїжджої частини, укріпленої смуги обочин) - зовнішня бровка кювету або подошва насипу дороги | 1.5 1.0 | 1.5 2.5 |
| 7. Фундаменти опор повітряних ліній електропередач: • - до 1 кв. вкл. і зовнішнього освітлення • - понад 1 до 35 кв вкл. • - понад 35 кв | 1,0 5,0 10,0 | 1,5 5,0 10,0 |
| 8. Від відкритих трансформаторних підстанцій і розподіляючих пристроїв всіх напруг | 10,0 | 10,0 |
| 9. Водопровід, промканалізація (напірна і самотічна), дренажні, побутова каналізація напірна, водостоки (забруднених вод) | 1,5 | 1,5 |
| 10. Каналізація побутова самотічна, водостоки (умовно чистих вод) | 3,0 | 3,0 |
| 11. Теплопроводи (до зовнішньої стінки каналу) | 1,0 | 1,0 |
| 12. Кабелі контрольні, зв'язку і силові всіх напруг, прокладені в траншеях або каналах | 1,0 | 1,0 |

Примітки: 1. Відстань у дужках вказано до фундаментів будівель з боку стін без прорізів.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.65

2. Вказані в таблиці відстані від технологічних трубопроводів для транспортування нафти і нафтопродуктів до осі залізниць, а також будівель і споруд в пп.1 і 3 таблиці не відносяться відповідно до трубопроводів зливно-наливних естакад і до вводів (підводок) цих трубопроводів до будівель і споруд, а відстані до теплопроводів не відносяться до систем обігріву трубопроводів для нафти, мазуту і масел, що передбачаються вимогами технології.

17.1.48

В межах обочин внутрішніх автомобільних шляхів дозволяється прокладання мереж протипожежного водопроводу і розчинопроводів, зв'язку, сигналізації, зовнішнього освітлення і силових електрокабелів.

17.1.49

Зовнішні технологічні трубопроводи СНН рекомендується прокладати підземно, поза житловою забудовою міських і сільських поселень переважно в межах зелених зон, санітарно-захисних зон промислових підприємств і по інших територіях, вільних від забудови.

Зовнішні трубопроводи СНН, включаючи технологічні, пожежогасіння, нафтовмісних стічних вод (включаючи баластні і л'яльні) і т.д., що прокладаються між вищевказаними ділянками і СНН, рекомендується проектувати як єдину систему інженерних мереж, що розміщуються в одній смузі.

17.1.50

Відстань від підземних зовнішніх технологічних трубопроводів (тиском до 1,2 МПа включно) слід приймати по таблиці 29.

Таблиця 29

| Будівлі, споруди та інженерні мережі, до яких визначається відстань | Відстань по горизонталі від підземних трубопроводів, м | |
|--|--|---------------|
| | ЛЗР, ГР (крім масла і мазутів) | масла, мазути |
| 1. Фундаменти будівель і споруд промислових і сільськогосподарських підприємств, індивідуальні гаражі при кількості боксів не більше 20 | 15 | 10 |
| 2. Фундаменти нежитлових і підсобних будівель, що стоять окремо, каналізаційні насосні і споруди, індивідуальні гаражі при кількості боксів менше 20 | 10 | 5 |
| 3. Фундаменти житлових будинків: | | |

| | | |
|---|---|----|
| • - від трубопроводів діаметром до 300 мм вкл. | 15 | 10 |
| • - Від трубопроводів діаметром понад 300 мм | 25 | 15 |
| 4. Фундаменти огорожі підприємств | 2 | 1 |
| 5. Зовнішні інженерні мережі СНН і фундаменти опор повітряних ліній електропередач, кабелі зв'язку і контрольні силові кабелі всіх напруг, а також електроустановки | По таблиці 28 | |
| 6. Інженерні мережі, що не відносяться до СНН, паралельно до яких прокладаються блокувальні технологічні трубопроводи, фундаменти естакад, опор контактної мережі і зв'язку, залізниць і автошляхів | По додатку 8.1 ДБН 360-92, дорівнює відстані, встановленій для газопроводів високого понад 0,6 до 1,2 МПа тиску | |

C.66 ВБН В.2.2.-58.1-94

17.1.51

При прокладанні зовнішніх технологічних трубопроводів для транспортування нафти і нафтопродуктів в прибережній зоні і на території з житловою забудовою слід передбачати заходи по підвищенню надійності експлуатації цих трубопроводів, в тому числі 100% контроль всіх зварних стиків фізичними методами, випробування трубопроводів на тиск, який дорівнює подвоєнному робочому тиску, але в усіх випадках не більше тиску, що викликає напруженість в металі труби, рівну 0,9 межі текучості, автоматичне вимикання продуктових насосів при зменшенні тиску в трубопроводах, запірну арматуру для вимикання вказаних трубопроводів.

Необхідність будівництва трубопроводів діаметром більше 500 мм повинна обґрунтовуватись техніко-економічними розрахунками. Умови прокладання цих трубопроводів повинні погоджуватись в кожному випадку з територіальними органами Державного пожежного нагляду.

17.1.52

В одній траншеї допускається прокладати спільно з зовнішніми технологічними трубопроводами трубопроводи баластних вод та інших нафтовмісних вод, трубопроводи пожежогасіння. Відстань між цими трубопроводами допускається приймати виходячи з умов монтажу, ремонту та обслуговування трубопроводів.

17.253

Розміщення і прокладання зовнішніх технологічних трубопроводів тиском понад 1,2 МПа до 2,5 МПа включно слід виконувати відповідно до вимог СНиП 2.05.13-90.

17.2

Пожежогасіння, організація пожежної охорони

Вибір засобів і установок пожежогасіння

17.2.1

На СНН, як правило, слід передбачати пожежогасіння повітряно-механічною піною середньої кратності.

Пожежогасіння піною низької кратності допускається передбачати для резервуарів при подачі її в шар нафти або нафтопродукту.

Можуть передбачатись порошкові сполуки, вода аерозольного розпилення та інші засоби і методи гасіння, обгрунтовані результатами науково-дослідних робіт і погоджені у встановленому порядку.

17.2.2

Вибір установок пожежогасіння слід передбачати в залежності від місткості СНН, об'ємів встановлюваних одиничних резервуарів, розташування СНН, організації пожежної охорони на СНН або можливості скупчення необхідної кількості пожежної техніки з розташованих в радіусі 3 км пожежних частин.

17.2.3

Гасіння пожежі на СНН може здійснюватись установками: стаціонарними автоматичного пожежогасіння, стаціонарними неавтоматичного пожежогасіння і пересувними.

Стаціонарна установка автоматичного пінного пожежогасіння складається з насосної станції, пунктів для приготування розчину піноутворювача, резервуарів для води і піноутворювача, генераторів піни, встановлених на резервуарах в верхній частині для гасіння піною середньої кратності або знизу – при подачі піни низької кратності в шар палива, дозуючої апаратури, трубопроводів для подачі розчину піноутворювача до генераторів піни і засобів автоматизації.

Стаціонарна установка неавтоматичного пінного пожежогасіння на наземних резервуарах і в приміщеннях виробничих будівель складається з тих же елементів, що і стаціонарна автоматична, за винятком засобів автоматизації, а на відкритих площадках, спорудах (причалах, естакадах), підземних резервуарах ще й за винятком стаціонарно встановлених піногенераторів.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.67

Пересувна установка – пожежні автомобілі і (або) мотопомпи, а також засоби для подачі піни. подача води передбачається з мережі зовнішнього водопроводу, протипожежних ємкостей або природних водойм.

Вибір установок пінного пожежогасіння (роздільні розчинопровід і протипожежний водопровід або один протипожежний водопровід з пунктами приготування розчину піноутворювача біля резервуарів) визначається на основі техніко-економічних розрахунків.

17.2.4

Стаціонарні установки автоматичного пожежогасіння слід передбачати, як правило, для гасіння пожежі наземних резервуарів номінальним об'ємом 5000 м³ і більше, а також будівель і приміщень СНН, вказаних в п.17.2.9 даного розділу.

На складах II-б, III категорій з наземними резервуарами номінальним об'ємом 5000 м³ і менше допускається передбачати гасіння пожежі пересувними установками при умові обладнання резервуарів об'ємом 5000 м³ стаціонарно встановленими піногенераторами в верхній або нижній частині резервуару в залежності від прийнятих засобів пожежогасіння, сухими трубопроводами (з з'єднувальними головками для підключення пожежної техніки і заглушками), виведеними на обвалування.

17.2.5

Стаціонарні установки неавтоматичного пожежогасіння слід передбачати для гасіння пожежі підземних резервуарів об'ємом 5000 м³ і більше, зливно-наливних пристроїв для автомобільних цистерн на СНН I і II категорій (при наявності на СНН резервуарів місткістю 5000 м³ і більше) і зливно-наливних пристроїв для залізничних цистерн в залежності від кількості цистерн, що обробляються одночасно, у відповідності до таблиці 30.

Таблиця 30

| Кількість цистерн, що обробляються одночасно | Вид установки пожежогасіння |
|--|--|
| 1. До 6 включно при одиночному і груповому зливі-наливі | Пересувні установки пожежогасіння |
| 2. Понад 6 до 16 включно при груповому зливі-наливі на односторонніх естакадах | Пересувна або стаціонарна неавтоматична в залежності від прийнятої установки пожежогасіння для резервуарного парку СНН |
| 3. Понад 16 цистерн при маршрутному зливі-наливі на односторонніх або двосторонніх естакадах | Стаціонарна установка неавтоматичного пожежогасіння |

На наземних резервуарах місткістю від 1000 до 3000 м³ включно слід встановлювати піногенератори в верхній або нижній частині резервуару, в залежності від прийнятого способу пожежогасіння, сухі трубопроводи (з з'єднувальними головками для приєднування пожежної техніки), виведені на обвалування. Число піногенераторів визначається розрахунком, але їх повинно бути не менше двох.

При застосуванні на СНН стаціонарних установок автоматичного і неавтоматичного пожежогасіння рекомендується проектувати загальну насосну станцію і мережу трубопроводів.

17.2.6

Пересувні установки слід передбачати для пожежогасіння і наземних і підземних резервуарів, місткістю менше 5000 м³:

- -
- продуктових насосних, що розміщуються на площадках (відкритих або під навісом);

- - зливно-наливних пристроїв для автомобільних цистерн на СНН III категорії і на СНН II категорії при відсутності на цьому СНН резервуарів об'ємом 5000 м³ і більше;

- - зливно-наливних пристроїв для залізничних цистерн в залежності від числа цистерн, що обробляються одночасно, у відповідності до таблиці 30 даного розділу;

- - будівель і приміщень, вказаних в п.17.2.9 при площі цих приміщень і продуктивності насосних станцій менше приведених в таблиці 31.

Допускається передбачати пересувні установки пожежогасіння для наземних резервуарів місткістю 5000 м³ при дотриманні умов, обумовлених в п.17.2.4 даних норм. Для гасіння пожежі вказаних будівель і приміщень, а також наземних резервуарів місткістю 1000 м³ і більше при техніко-економічному обґрунтуванні можуть передбачатись стаціонарні установки автоматичного або неавтоматичного пожежогасіння.

17.2.7

На складах III категорії з резервуарами місткістю кожного менше 5000 м³ допускається передбачати подачу води на охолодження і гасіння пожежі пересувними установками з протипожежних ємкостей (резервуарів або відкритих штучних і природних водойм). Кількість і розміщення протипожежних ємкостей в залежності від радіусу дії пожежної техніки приймається у відповідності до СНиП 2.04.02-84.

17.2.8

Гасіння пожежі технологічних площадок зливно-наливних причалів (берегових і пірсових), що обслуговують морські і річкові судна, якщо для них не проектується окрема установка пожежогасіння, можуть передбачатись від стаціонарних установок автоматичного або неавтоматичного пожежогасіння СНН. Слід передбачати прокладання розчинопроводів на зливно-наливні причали від кільцевої мережі розчинопроводів СНН.

Допускається проектувати пожежогасіння річкових причалів (берегових і пірсових) з епізодичним підходом суден (1 судно на тиждень і рідше) пересувними установками.

Розрахунок засобів пожежогасіння для технологічних площадок зливно-наливних причалів і необхідні витрати води для пожежогасіння і створення водяної завіси можна передбачати по ВСН 12-87.

17.2.9

Будівлі і приміщення СНН, що підлягають обладнанню стаціонарними установками автоматичного пожежогасіння, приведені в таблиці 31.

Таблиця 31

| | |
|-------------|--------------------------------------|
| Будівлі СНН | Приміщення, що підлягають обладнанню |
|-------------|--------------------------------------|

| | |
|--|--|
| | стаціонарними установками автоматичного пожежогасіння |
| 1. Будівлі продуктивних насосних на СНН (крім резервуарних парків магістральних нафтопроводів) каналізаційних насосних станцій для перекачки неочищених виробничих стічних вод (з нафтою і нафтопродуктами) і уловлених нафти і нафтопродуктів | Приміщення для насосів і вузлів засувок площею підлоги 300 м ² і більше |
| 2. Будівлі насосних станцій резервуарних парків магістральних нафтопроводів | Приміщення для насосів і вузлів засувок на станціях продуктивністю 1200 м ³ /год і більше |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.69

Закінчення таблиці 31

| | |
|---|---|
| Будівлі СНН | Приміщення, що підлягають обладнанню стаціонарними установками автоматичного пожежогасіння |
| 3. Складські будівлі для нафтопродуктів в тарі | Складські приміщення площею 500 м ² і більше для нафтопродуктів з температурою спалаху нижче 120°C і площею 750 м ² і більше для інших нафтопродуктів |
| 4. Інші будівлі СНН (розливні, розфасовочні та ін.) | Виробничі приміщення площею більше 500 м ² , в яких є нафтопродукти в кількості більше 15 кг на метр квадратний площі підлоги |

17.2.10

Пожежогасіння тільки первинними засобами без влаштування протипожежного водопостачання (в тому числі і резервуарів для зберігання протипожежного запасу води) допускається передбачати:

-
- .

на складах III-в категорії з горизонтальними резервуарами об'ємом не більше 100 м³ кожний, при загальній місткості 400 м³ і менше.

-
- .

для СНН, що розташовані окремо за межами населених пунктів, не більше двох резервуарів об'ємом до 3000 м³ включно або одного до 5000 м³ включно;

-

- .

на складах другої групи загальною місткістю до 400 м³ включно, розташованих поза населеними місцями;

-

- .

для очисних споруд виробничо-дощових або баластних вод;

-

- .

на площадках прийому, пуску зачисних пристроїв з ємкостями для аварійного скидання нафти і нафтопродуктів;

-

- .

для поодиноких зливно-наливних пристроїв для автомобільних цистерн.

Для гасіння можливих пожеж необхідно передбачити:

-

- .

один універсальний повітряно-пінний вогнегасник ОВПУ-250 або замінюючий його;

-

- .

чотири ручних (пінних, вуглекислотних або порошкових) вогнегасники;

-

- .

ящик з піском місткістю не менше 0,5 м³;

-

- .

повстину або асбестову тканину розміром 1,5×2 м;

-

- .

запас піноутворювача, по розрахунку згідно з вимогами пунктів 17.2.16 та 17.2.17 цього розділу, але у всіх випадках не менше, ніж 400 л в концентрованому вигляді.

При наявності на відстані менше 250 м від вищевказаних споруд природних водойм до останніх повинні бути передбачені під'їзди і площадки або пірси для установки пересувної пожежної техніки.

17.2.11

Внутрішній протипожежний водопровід не передбачається в будівлях і приміщеннях СНН:

-

- .

обладнаних установками автоматичного пінного пожежогасіння або установками пожежогасіння водою аерозольного розпилю;

-

- .

якщо пожежогасіння і охолодження резервуарів, будівель і приміщень, приведених в таблиці 31, на СНН передбачається пересувними установками з подаванням води з протипожежних резервуарів або водойм.

Зовнішнє пожежогасіння будівель СНН слід передбачати по СніП 2.04.02-84.

Вибір установок охолодження резервуарних парків

17.2.12

Для резервуарних парків передбачаються установки охолодження – стаціонарні або пересувні:

C.70 ВБН В.2.2.-58.1-94

- стаціонарна установка охолодження складається з горизонтального секційного кільця зрошування (зрошувального трубопроводу з пристроєм для розливу води і створення водяної завіси для захисту дихальних клапанів (у відповідності до вимог п.17.2.13) – перфорація, дренажні головки), що розміщується у верхньому поясі резервуару, сухих стояків і горизонтальних трубопроводів, що з'єднують секційне кільце зрошування з мережою протипожежного водопроводу, і засувки з ручним приводом, що розміщуються за обвалуванням, для регулювання подачі води при пожежі і забезпечення охолодження всієї поверхні резервуару або будь-якої її частини або половини (рахуючи по периметру) в залежності від розташування резервуарів в групі. На горизонтальних трубопроводах, що з'єднують секційне кільце зрошування з протилежним водопроводом, рекомендується встановлювати монтажні вузли з гайками, що швидко змикаються, для підключення пожежних рукавів пересувна установка охолодження резервуару – пожежні стволи, що приєднуються пожежними рукавами до гідрантів або стояків з з'єднувальними головками на мережі протипожежного водопроводу або до пожежних машин і мотопомп.

17.2.13

Стаціонарною установкою охолодженням слід обладнувати:

- наземні резервуари зі стаціонарною покрівлею або понтоном об'ємом 5000 м³ і більше (крім наземних резервуарів з теплоізоляцією з негорючих матеріалів). Крім того, стаціонарні установки охолодження на резервуарах з стаціонарною покрівлею і понтоном об'ємом 10000 м³ і більше повинні забезпечувати створення водяної завіси для захисту дихальних клапанів;

- резервуари з плаваючою покрівлею об'ємом 50000 м³ і більше.

Пересувною установкою охолодження слід обладнувати:

- наземні резервуари зі стаціонарною покрівлею або понтоном місткістю менше 5000 м³;

-

підземні резервуари місткістю більше 400 м³.

На складах I і II категорій при техніко-економічному обґрунтуванні може передбачатись обладнання наземних резервуарів об'ємом менше 5000 м³ стаціонарними установками охолодження.

Для забезпечення охолодження резервуарів при пожежі слід передбачати кільцевий протипожежний водопровід навколо резервуарного парку.

При визначенні розрахункових витрат і засобів установок охолодження, а також зовнішніх мерерж цих установок не передбачається охолодження:

- - наземних резервуарів з плаваючою покрівлею об'ємом менше 5000 м³;
- - наземних резервуарів з стаціонарною покрівлею або понтоном з теплоізоляцією з негорючих матеріалів, незалежно від номінального об'єму резервуару. При цьому відстань між резервуарами місткістю більше 20000 м³ збільшується до 40 м, і на СНН повинен передбачатись недоторкуваний запас води в об'ємі:
 - 400 м³ – для резервуарів одиничною місткістю менше 5000 м³;
 - 800 м³ – для резервуарів одиничною місткістю від 5000 м³ до 10000 м³ включно;
 - 2000 м³ – для резервуарів одиничною місткістю 20000 м³ і більше;
- - наземних горизонтальних резервуарів (за винятком наземних горизонтальних резервуарів, що розміщуються на складах III-в категорії при загальній місткості 400 м³ і менше), при цьому запас води для цього СНН повинен бути не менше 200 м³;
- - сусідніх з тим, що горить, наземних резервуарів зі стаціонарною покрівлею або понтоном, розташованих на відстані більше двох нормативних відстаней, вказаних в п.17.1.30 від резервуару, що горить;
- - підземних резервуарів місткістю 400 м³ і менше;
- - горизонтальних наземних резервуарів, що розміщуються на складах III-в категорії, при загальній місткості складу 400³ м і менше.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.71

Розрахункові витрати засобів пожежогасіння

17.2.14

За розрахункову витрату води на гасіння пожежі на СНН слід приймати одну з слідуєчих найбільших витрат: на гасіння резервуарного парку (рахуючи по найбільшій витраті на один резервуар) або на пожежогасіння відкритих площадок зливно-наливних пристроїв для залізничних і автомобільних цистерн або найбільша сумарна витрата на зовнішнє і внутрішнє пожежогасіння однієї з будівель СНН.

Розрахункову кількість одночасних пожеж на СНН в усіх випадках слід приймати:

- -
одну пожежу при площі СНН до 150 га;
- -
дві пожежі – при площі більше 150 га.

17.2.15

Для установок пожежогасіння витрати вогнегасних засобів визначаються, виходячи з інтенсивності їх подачі. Для установок пінного пожежогасіння інтенсивність подачі розчину піноутворювача слід приймати:

- -
0,08 л/с на м² – при гасінні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху 280С і нижче, піною середньої кратності піноутворювачами загального призначення і піною низької кратності;
- -
0,05 л/с на м² – при гасінні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху 280С і нижче, піною середньої кратності піноутворювачами цільового призначення, і при гасінні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху вище 280С незалежно від піноутворювачів, які застосовуються.

Розрахунковий час гасіння слід приймати:

- -
для стаціонарних установок – 10 хв;
- -
для пересувних – 15 хв.

Вибір виду піноутворювача визначається в залежності від жорсткості води, що використовується для приготування розчину, робочої концентрації піноутворювача, %, в розчині і впливу на екологію, техніко-економічним розрахунком на основі порівняння варіантів.

Робочу концентрацію піноутворювача в розчині слід приймати за технічними умовами на піноутворювач, але у всіх випадках на менше:

- для піноутворювачів загального призначення на менше 6% при використанні води для приготування розчину жорсткістю до 10 мг-екв/л, не менше 9% при використанні води для приготування розчину жорсткістю більше 10 до 30 мг-екв/л і не менше 12% при використанні морської води для приготування розчину піноутворювача;

- для піноутворювачів цільового призначення (плівкотвірних) – не менше 3% при використанні води для приготування розчину жорсткістю до 30 мг-екв/л і не менше 6% при використанні морської води.

Довідкові дані для вибору робочих концентрацій піноутворювачів у розчині по цільових піноутворювачах наведені в таблиці 32.

При виборі піноутворювачів слід виходити з таких умов:

- застосування піноутворювачів біологічно жорстких і несертифікованих в Україні не допускається;

- слід віддавати перевагу плівкотвірним універсальним піноутворювачам з біологічним розкладом 80% і більше.

Довідкові дані про піноутворювачі, що виготовляються в СНД, виробництва України (У) та Російської Федерації (РФ) наведені в таблицях 32 і 34.

C.72 ВБН В.2.2.-58.1-94

Таблиця 32

| Жорсткість води, яка використовується для приготування розчину, мг-екв./л | Робоча концентрація піноутворювача цільового призначення в розчині, % | | |
|--|---|------------------|----------|
| | Підшаровий, ФОРЕТОЛ | ППЛВ-(Універсал) | |
| | | 103(103М) | 106(106) |
| до 10 | 6 | 3 | 6 |
| від 10 до 30 | 6 | 3 | 6 |
| 30 і більше, морська вода | не допус- кається | 3 | 6 |

Для установок порошкового пожежогасіння інтенсивність подачі порошкових засобів для гасіння нафти і нафтопродуктів рекомендується приймати $0,075 \text{ кг}\cdot\text{с}^{-1}\cdot\text{м}^{-2}$, при розрахунковому часі гасіння 30 с.

Для установок пожежогасіння водою аерозольного розпилення інтенсивності подачі води аерозольного розпилення для гасіння бензину, гасу, дизельного палива, а також нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху понад 28°C у приміщеннях з площею прорізів до 3% від площі огорожуючих конструкцій рекомендується приймати не менше $0,08 \text{ л}\cdot\text{с}^{-1}\cdot\text{м}^{-2}$.

У приміщеннях з площею прорізів від 3% до 10% від площі огорожуючих конструкцій, а також при використанні пересувних установок інтенсивність подачі води аерозольного розпилення слід приймати $0,24 \text{ л}\cdot\text{с}^{-1}\cdot\text{м}^{-2}$. Розрахунковий час гасіння слід приймати 60 с.

Розрахункову площу гасіння пожежі, незалежно від прийнятих засобів пожежогасіння, слід приймати рівною:

- -.
в наземних резервуарах зі стаціонарною покрівлею, в резервуарах з понтоном і в підземних резервуарах – площі горизонтального перетину резервуару;
- -.
в резервуарах з плаваючою покрівлею – площі кільцевого простору між стінкою резервуару і бар'єром для огороження піни (на плаваючій покрівлі) при гасінні стаціонарною установкою і площі горизонтального перетину – при гасінні пересувною установкою;
- -.
для горизонтальних наземних резервуарів місткістю більше 100 м³ – площі резервуару в плані, місткістю 100 м³ і менше – площі перетину горловини;
- -.
для зливно-наливних залізничних естакад – площі естакади по зовнішньому контуру споруди (огороженому по периметру контуром), включаючи залізничну колію (колії), але в усіх випадках не більше 1000 м²;
- -.
для зливно-наливних пристроїв для автоцистерн – площі площадки, зайнятої заправочними острівцями, але в усіх випадках не більше 800 м²;
- -.
в складських будівлях для нафтопродуктів в тарі (на внутрішнє пожежогасіння) – площі підлоги найбільшого складського приміщення;
- -.
в інших виробничих будівлях (на внутрішнє пожежогасіння продуктивних насосних і каналізаційних насосних станцій, розливних, розфасовочних та ін.) – площі підлоги найбільшого приміщення (з вказаних у таблиці З1), в яких є нафта і нафтопродукти.

17.2.17

Запас піноутворювача і води на приготування розчину піноутворювача слід приймати з умови забезпечення трикратної витрати на одну пожежу з врахуванням заповнення розчинопроводів. Крім того, на СНН повинен бути 100% резерв піноутворювача, який може використовуватись для пересувних установок. Зберігання резерву піноутворювача може передбачатись окремо від основного запасу.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.73

Для стаціонарних пінних установок пожежогасіння з сухими розчинопроводами слід врахувати додатковий запас розчину піноутворювача для початкового наповнення сухих розчинопроводів.

Запас порошкових засобів слід приймати з умови забезпечення двократного розчину на одну пожежу з врахуванням 100% резерву.

Запас води аерозольного розпилу слід приймати з умови забезпечення двократної витрати на одну пожежу.

17.2.18

Зберігання піноутворювача в системах пожежогасіння рекомендується передбачати в концентрованому вигляді.

Для зберігання запасу піноутворювача (без врахування резервного запасу) слід передбачити, як правило, не менше двох резервуарів. Допускається передбачати один резервуар для запасу піноутворювача в кількості до 10 м³ включно.

Допускається передбачати один резервуар для запасу піноутворювача більше 10 м³ при умові розділення резервуару перегородками на відсіки, місткістю кожного не більше 10 м³.

17.2.19

Витрата води на охолодження наземних вертикальних резервуарів (що підлягають охолодженню у відповідності до п.17.2.13) слід визначати, виходячи з інтенсивності подачі по таблиці 33.

Загальна витрата води на охолодження горизонтальних наземних резервуарів місткістю більше 100 м³ (того, що горить і сусіднього з ним) слід приймати 20 л/с.

Таблиця 33

| Установки охолодження резервуарів | Інтенсивність подачі води на охолодження, л/с на метр довжини | |
|---|---|---|
| | Окружності резервуару, який горить | Половини окружності сусіднього резервуару |
| 1. Стационарна установка для резервуарів зі стінками висотою більше 12 м (крім резервуарів з плаваючою покрівлею) | 0,75 | <u>0,3</u> 0,4 |
| для резервуарів зі стінками висотою 12 м і менше і резервуарів з плаваючою покрівлею | 0,5 | 0,2 |
| 2. Пересувна | 0,8 | <u>0,3</u> 0,4 |

Примітка. Під ризикою – з врахуванням інтенсивності на створення водяної завіси для захисту дихальних клапанів.

Загальна витрата води на охолодження підземних резервуарів (того, що горить і сусіднього з ним) слід приймати:

10 л с^{-1} – при місткості найбільшого резервуару понад 400 до 1000 м^3 ,

20 л с^{-1} – при місткості понад 1000 до 5000 м^3 ,

30 л с^{-1} – при місткості понад 5000 до 30000 м^3 ,

50 л с^{-1} – при місткості понад 30000 до 50000 м^3 включно.

Кільця зрошення, що передбачаються з перфорованого трубопроводу, повинні мати діаметр отворів не менше 3 мм. Отвори повинні розташовуватись по кільцю з направленням вниз під кутом 60° до зрошуваної поверхні і в гору – під кутом 75° (в бік

C.74 ВБН В.2.2.-58.1-94

покрівлі) для створення водяної завіси. Висота водяної завіси повинна складати не менше 4 м.

Підводячі трубопроводи і кільця зрошення не повинні мати застійних зон.

Кільця зрошення повинні мати ухил не менше 0,0005 в бік постачальних трубопроводів. А постачальні трубопроводи повинні мати ухил в бік спускних пристроїв.

Зовнішні мережі установок пожежогасіння і охолодження

17.2.20

Водопостачання установок пожежогасіння, включаючи вимоги до часу поновлення протипожежного запасу, проектування пожежних резервуарів і водоексплуатації визначається у відповідності до вимог розділу 18.1 даних норм.

17.2.21

Мережу розчинопроводів для гасіння пожежі резервуарного парку або залізничної естакади, обладнаної зливно-наливними пристроями з двох сторін, слід, як правило, проектувати кільцевою з тупиковими відгалуженнями (вводами) до окремих будівель і споруд (в тому числі і до резервуарів при стаціонарній установці автоматичного пожежогасіння).

Прокладання розчинопроводів кільцевої мережі слід передбачати навколо резервуарного парку за межами зовнішнього обвалування парку і на відстані не менше 10 м від залізничних колій естакади, обладнаної зливно-наливними пристроями з двох сторін.

На розчинопроводах стаціонарних автоматичних і неавтоматичних установок пожежогасіння слід передбачати пожежні гідранти або стояки з з'єднувальними головками, обладнані вентилями, для можливості дублюючого використання пересувних установок.

На залізничних зливно-наливних естакадах СНН I категорії (при маршрутному зливі-наливі на двосторонніх естакадах) рекомендується передбачати комбіновані лафетні стволи зі стаціонарним підключенням до мережі розчинопроводів. Кількість і розташування лафетних стволів визначається з умов зрошення обладнання, яке захищається, одним компактним струменем. Напір біля насадки повинен бути не менше 0,4 МПа.

При прокладанні розчинопроводів, постійно заповнених розчином піноутворювача, зовнішні розчинопроводи повинні бути забезпечені заходами по їх незамерзанню або укладені на

глибині не менше 0,5 м нижче глибини промерзання ґрунту.

Мережу розчинопроводів допускається проектувати сухотрубною. Можливість застосування сухотрубної системи повинна підтверджуватись розрахунками на допустиму інерційність системи і незамерзання розчину піноутворювача.

До наземних резервуарів місткістю 10000 м³ і більше, а також до будівель і споруд складу, розташованих далі 200 м від кільцевої мережі розчинопроводів, слід передбачати по два тупикових відгалудження (вводи) від різних ділянок кільцевої мережі розчинопроводів для подавання кожним з них повного розрахункового витрачання на гасіння пожежі.

17.2.22

Розрахункову тривалість охолодження резервуарів (того, що горить і сусіднього з ним) слід приймати:

- - наземних вертикальних резервуарів при гасінні пожежі стаціонарною установкою – 3 години і пересувною – 6 годин;
- - наземних горизонтальних і підземних резервуарів – 3 години.

17.2.23

Вільний напір в мережі розчинопроводів повинен забезпечувати необхідний напір біля піногенераторів, встановлених стаціонарно або приєднаних за допомогою пожежних рукавів. Напір біля піногенераторів слід приймати згідно технічній характеристиці на ці прилади.

Вільний напір в мережі протипожежного водопроводу при пожежі слід приймати:

- - при охолодженні резервуарів стаціонарною установкою – по технічній характеристиці кільця зрошення, але не менше 10 м на рівні кільця зрошення;

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.75

- - при охолодженні резервуарів пересувною установкою – по технічній характеристиці пожежних стволів, але не менше 40 м.

17.2.24

Відстань між гідрантами на СНН рекомендується передбачати не більше 130 м. На залізничних естакадах при груповому зливі-наливі з кількістю цистерн, що обробляються одночасно, понад 6, відстань між гідрантами не повинна перевищувати більше 80 м.

Обладнання резервуарів і водойм, призначених для зберігання протипожежного запасу води, а також під'їзди до них, слід передбачати у відповідності до СНиП 2.04.02-84.

автоматичного пінного пожежогасіння

17.2.25

Інерційність стаціонарних УАПГ (час з моменту виникнення пожежі до поступання піни) не повинна перевищувати трьох хвилин.

17.2.26

Вода для приготування розчину піноутворювача, як правило, не повинна містити домішок нафти і нафтопродуктів.

Використання оборотної води на СНН для одержання робочих розчинів піноутворювача слід передбачати у відповідності до таблиці 34 і п.18.1.18 даних норм.

17.2.27

Дозуючі пристрої повинні забезпечувати робочу концентрацію піноутворювача в водному розчині в залежності від типу піноутворювача і жорсткості води у відповідності до таблиці 32.

При гідравлічному розрахунку необхідно враховувати вплив в'язкості піноутворювача на величину втрат (згідно таблиці 34).

Відповідність концентрації піноутворювача, що вимагається, у воді перевіряється розрахунком по формулі:

$$100 \times Q_{\text{п}} / (Q - Q_{\text{п}}) = x \times 1 \quad (10)$$

де $Q_{\text{п}}$ – витрата піноутворювача, л \times с⁻¹;

Q – продуктивність установки, л \times с⁻¹;

x – концентрація піноутворювача, яка вимагається, %.

17.2.28

Як піноутворюючі пристрої для УАПГ рекомендується застосовувати піногенератори, які утворюють піну кратності не менше 70-150 таких типів:

- -
ГПСС для гасіння в резервуарах зі стаціонарною покрівлею і понтоном,
- -
ГПС для гасіння в резервуарах з плаваючою покрівлею,
- -
ГПС, ГЧС і ГЧСМ для гасіння в приміщеннях.

Допускається застосування пінокамер інших конструкцій, які пройшли вогневі промислові випробування, рекомендовані до застосування і сертифіковані в Україні.

При використанні плівкотвірних піноутворювачів, для гасіння в резервуарах з плаваючою покрівлею і понтоном допускається застосування піногенераторів, що утворюють піну низької кратності від 4 і вище.

Для отримання і вводу піни у шар пального слід застосовувати високонапірні піногенератори, які утворюють піну низької кратності і сертифіковані в Україні. При цьому на нафтопроводах повинні бути передбачені пристрої, що запобігають потраплянню рідини, що зберігається, до пінопроводу, а запірно-пускова арматура повинна встановлюватись до і після високонапірного піногенератора з автоматичним і ручним керуванням. На кожному вводі до резервуару (рахуючи від стінки резервуару) повинні встановлюватись запірні арматура і зворотний клапан ручної дії.

17.2.29

На резервуарах з плаваючою покрівлею відстань по периметру резервуару між піногенераторами слід приймати не більше ніж 25 м.

На резервуарах інших конструкцій піногенератори слід розташовувати:

- -
при подачі на шар рідини – рівномірно по периметру;

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.76

- -
при подачі під шар рідини – піногенератори можуть розташовуватись у вузлах за розрахунковою їх кількістю, при цьому мінімальна кількість вводів пінопроводів до резервуару від вузлів піногенераторів повинна відповідати:

1 – при діаметрі резервуару до 24 м включно.

2 – при діаметрі резервуару понад 24 до 36 м вкл.

2 – при діаметрі резервуару понад 30 до 42 м вкл.

2 – при діаметрі резервуару понад 42 до 48 м вкл.

2 – при діаметрі резервуару понад 48 м.

При діаметрі резервуару понад 60 м додатково передбачається один ввід на кожні 500 м² площі горіння резервуару.

Установка піногенераторів (пінокамер) і вводів пінопроводів на стінці резервуару виконується відповідно до вимог розділу 8 ВБН В.2.2-58.2-94.

17.2.30

Розрахунок необхідної кількості піногенераторів виконується в залежності від загальної витрати по їх середній продуктивності, але не менше двох, а запас засобів – по їх максимальній продуктивності.

17.2.31

При застосуванні засувки з електроприводом в районах з можливим затопленням колодязів ґрунтовими водами електропривід засувки повинен бути піднятий над рівнем землі і накритий захисним кожухом.

17.3.32

Систему керування установкою слід передбачати в диспетчерському пункті (ДП) або в операторній (при відсутності ДП) і спрацювання УАНГ в пожедепо (при його наявності).

Таблиця 34

Довідкова

| Показники | Піноутворювачі | | | | | | | | |
|--|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|----------------------|-----------------------|---------------------|---|
| | Загального призначення | | | | | | Цільового призначення | | |
| | ПО-1 | ПО-1Д | ПО-6К | ПО-3АІ | ТЕАС | САМПО | Підшаровий | Форетол | С |
| 1. Біологічний розклад | б/ж | б/ж | б/ж | б/м | б/м | б/м | б/ж | б/ж | |
| 2. Кінематична в'язкість при 20°C, м ² с ⁻¹ | 40×10 ⁻⁴ | 40×10 ⁻⁶ | 40×10 ⁻⁶ | 10×10 ⁻⁶ | 40×10 ⁻⁶ | 100×10 ⁻⁶ | 150×10 ⁻⁶ | 50×10 ⁻⁶ | 1 |
| 3. Густина, при 20°C, кг/м ³ | 1,1×10 ³ | 1,05×10 ³ | 1,05×10 ³ | 1,02×10 ³ | 1,0×10 ³ | 1,01×10 ³ | 1,1×10 ³ | 1,1×10 ³ | |
| 4. Температура загусання, °C, не вище | - 8 | - 3 | - 3 | - 3 | - 8 | -10 | - 40 | - 5 | |
| 5. Робоча концентрація ПУ, % | По таблиці 32 | | | | | | | | |
| 6. Строк зберігання ПУ в ємкості з Ст.3 при 20°C не менше, років | 5 | 5 | 5 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | |
| 7. Строк зберігання розчину ПУ в ємкості з Ст.3 при 20°C не менше, років | 3 | 3,5 | 3,5 | 2,5 | 3,5 | Не допуск | 3,5 | 3 | |
| Примітка. «б/ж» - біологічно-жорсткий, «б/м» - біологічно-м'який | | | | | | | | | |

Рекомендації по організації пожежної охорони

і забезпеченню пожежною технікою

17.2.33

На СНН зі стаціонарною установкою автоматичного пожежогасіння (незалежно від прийнятих засобів пожежогасіння) резервуарів, продуктових насосних, складських будов для нафтопродуктів в тарі, розливних, розфасовочних і з стаціонарною установкою охолодження резервуарів, що підлягають охолодженню у відповідності до норм даного розділу, слід передбачати пожежні пости або приміщення для пожежного обладнання по таблиці 35.

Таблиця 35

| Загальна місткість СНН, тисм ³ | Пожежні пости або приміщення для пожежного обладнання, що передбачаються на СНН |
|--|--|
| 1. До 1000 вкл. | Приміщення площею 20 м ² для пожежного обладнання і пожежних мотопомп |
| 2. Понад 100 до 500 вкл. | Пожежний пост на один автомобіль з боксом для резервного автомобіля |
| 3. Понад 500 | Пожежний пост на два автомобіля |

Для СНН, де не передбачається стаціонарна установка автоматичного пожежогасіння резервуарів та інших будівель і приміщень або при застосуванні цієї установки одночасно застосовується також пересувна і стаціонарна установки неавтоматичного пожежогасіння, згідно з нормами даного розділу, пожежні депо, пости або приміщення для пожежного обладнання повинні передбачатись у відповідності до організації пожежної охорони у встановленому правилами пожежної безпеки або відомчими нормами технологічного проектування в порядку залежності від призначення СНН.

Тип пожежних автомобілів погоджується з територіальними органам Державного пожежного нагляду.

17.3

Пожежна і охоронна сигналізація

17.3.1

СНН повинні оснащуватись засобами зв'язку, пожежної і охоронної сигналізації. Резервуарні парки магістральних нафтопродуктопроводів, товарно-сировинні парки нафтопереробних і нафтохімічних підприємств слід оснащувати засобами зв'язку і сигналізації у відповідності до вимог спеціалізованих норм проектування, призначених для цих підприємств.

Організація технологічного зв'язку СНН розглядається в розділі 15 даних норм.

17.3.2

СНН повинен, як правило, мати прямий телефонний (радіотелефонний) зв'язок з найближчою пожежною частиною (населеного пункту або об'єкта іншого відомства).

C.79 ВБН В.2.2.-58.1-94

Для СНН III категорії, в залежності від місцевих умов, допускається передбачати зв'язок з найближчою пожежною частиною через АТС населеного пункту (або відомства).

На площадках резервуарних парків і наливних станцій магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів зв'язок з пожежною частиною допускається передбачати по лініях технологічного зв'язку нафтопроводів (нафтопродуктопроводів) через сусідню перекачуючу станцію (НПС), або районне нафтопровідне (нафтопродуктопровідне) управління (РНУ).

17.3.3

На СНН автоматичною пожежною сигналізацією повинні бути обладнані наступні приміщення технологічного комплексу:

а) приміщення для насосів і вузлів засувки в будівлях продуктивних насосних, каналізаційних насосних станціях для перекачки стічних вод з нафтою і нафтопродуктами і уловленого нафтопродукту площею кожного менше 1200 м³/год (для резервуарних парків магістральних нафтопроводів);

б) складські приміщення для нафтопродуктів в тарі площею до 500 м³;

в) розливні, розфасовочні та інші виробничі приміщення СНН, в яких є нафта і нафтопродукти понад 15 кг/м², площею до 500 м²;

Для приміщень, площею (продуктивністю) більше вказаних, функції автоматичної пожежної сигналізації виконують автоматичні установки пожежогасіння, які передбачаються у відповідності до розділу 17.2 даних норм.

17.3.4

Адміністративно-побутові будівлі, розташовані на СНН, незалежно від площі поверхні (крім приміщень з мокрими процесами) підлягають обладнанню автоматичною пожежною сигналізацією.

17.3.5

Проектування установок пожежної сигналізації слід виконувати у відповідності до вимог СНиП 2.04.09-84 з врахуванням вимог даного розділу.

Ручні оповіщувачі пожежної сигналізації на території СНН повинні встановлюватись:

- -
для будівель категорії А, Б, В – ззовні будівель біля входів;
- -
для резервуарних парків і відкритих площадок зберігання нафтопродуктів в тарі – по периметру обвалування, але не більше, ніж через 150 м (для зберігання нафтопродуктів з температурою спалаху 120°C і вище і не більше 100 м для інших нафтопродуктів);
- -
на зливно-наливних естакадах – через 100 м, але не менше двох (біля сходів для обслуговування естакад) на зовнішніх установках категорії А, Б, В – по периметру установки не більше, ніж через 100 м.

Ручні оповіщувачі встановлюються на території СНН незалежно від наявності в будівлях і спорудах оповіщувачів на відстані не більше 5 м від обвалування парку або границі зовнішньої установки. Ручні оповіщувачі повинні мати вказівні знаки згідно ГОСТ 12.4.026-76.

17.3.6

Приймальні станції пожежної сигналізації повинні, як правило, встановлюватись в приміщенні операторної або диспетчерського пункту (звідки здійснюється постійний контроль і керування основними технологічними процесами СНН), або в пожежному депо (при його наявності).

17.3.7

Периметральною охоронною сигналізацією повинні обладнуватись станції питного водопостачання СНН (при їх наявності).

17.3.8

Приміщення, в яких зберігаються: секретні документи, цінні папери, гроші, валюта, розмножувальна техніка, електронно-обчислювальні машини, вибухові і токсичні речовини і т.ін, повинні обладнуватись об'єктною охоронною сигналізацією.

По вимозі замовника об'єктною охоронною сигналізацією можуть бути обладнані і інші приміщення.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.80

17.3.9

На СНН, що обладнуються автоматичною охоронною сигналізацією, з внутрішнього боку основної огорожі, передбаченої у відповідності до п.17.1 даних норм, повинна бути виділена смуга території шириною 3 м, вільна від інженерних комунікацій різного призначення (паралельно огорожі), для розміщення інженерно-технічних засобів охорони. По границі смуги слід встановлювати попереджувальну дротяну огорожу висотою 1, 3 м і вказівні знаки, які розміщуються через кожні 100 м.

Відстань від огорожі території СНН до виробничих будівель і споруд резервуарних парків повинна враховувати можливість проїзду пожежних автомобілів і влаштування попереджувальної огорожі.

17.3.10

Приймальна станція охоронної сигналізації, як правило, повинна встановлюватись на прохідній.

17.3.11

Ступінь надійності електропостачання для приймальних станцій пожежної і охоронної сигналізації приймається у відповідності до вимог пункту 18.3.2 даних норм.

Якщо за місцевих умов неможливо здійснювати електроживлення станцій від двох незалежних джерел електропостачання, допускається використання одного джерела і резервної акумуляторної батареї.

У випадку застосування акумуляторної батареї з якості резервного джерела, робота приймальної станції повинна забезпечуватись на протязі не менше 24 годин в черговому режимі, і на протязі не менше 3 годин в режимі тривоги.

17.3.12

СНН, як правило, слід обладнувати роздільною пожежною і охоронною сигналізацією.

17.4

Особливості проектування видаткових складів

нафтопродуктів другої групи

17.4.1

На складах нафтопродуктів (СН) другої групи (видаткових складів), що входять до складу підприємств (промислових, автомобільного, залізничного, водного і повітряного транспорту, енергетичних, механізованих сільськогосподарських, будівельних та ін.) допускається зберігання нафтопродуктів в резервуарах і тарі загальною місткістю, вказаною в таблиці 36.

При зберіганні одночасно легкозаймистих і горючих нафтопродуктів загальна місткість СН визначається як сумарний об'єм резервуарів і тари для зберігання нафтопродуктів по їх приведеній місткості в залежності від температури спалаху нафтопродуктів, які зберігаються, з розрахунку: 1 м³ легкозаймистих нафтопродуктів прирівнюється до 5 м³ горючих. Загальна приведена місткість такого СН не повинна перевищувати місткості, вказаної в таблиці 36.

Таблиця 36

| Нафтопродукти, що зберігаються | Допустима місткість складу нафтопродуктів, м ³ , по видах зберігання | |
|--------------------------------|---|------------|
| | наземному | підземному |
| Легкозаймисті | 2000 | 4000 |
| Горючі | 10000 | 20000 |

При визначенні загальної приведеної місткості не враховуються:

- -
- проміжні резервуари (біля зливно-наливних естакад);

- - резервуари збирання витоків;

- - резервуари уловлених нафтопродуктів на очисних спорудах виробничої або виробничо-дошової каналізації.

C.81 ВБН В.2.2.-58.1-94

17.4.2

Проектування СН загальною місткістю більше вказаної в таблиці повинне здійснюватись по нормах проектування СНН першої групи. СН, що розташовуються на огорожених площадках підприємств, не повинні мати окремої огорожі.

Відстань від будівель і споруд цих СНН до будівель і споруд підприємства (технологічно не зв'язаного з СН) слід приймати по позую таблиці 14.

17.4.3

Відстань від СН до житлових і громадських будинків слід приймати по таблиці 12, а від СН, які передбачаються у складі котельень, дизельних електростанцій та інших енергооб'єктів, що обслуговують житлові і громадські будинки слід приймати по додатку 3.1 ДБН 360-92. Відстань від СН до будівель і споруд підприємства (технологічно зв'язаного з СН) – по СНиП II-89-80.

17.4.4

Відстань від продуктивних насосних і складських будівель для нафтопродуктів в тарі до зливно-наливних пристроїв (для залізничних і автомобільних цистерн) слід приймати не менше:

- - 10 м – для легкозаймистих нафтопродуктів;

- - 8 м – для горючих нафтопродуктів.

17.4.5

Відстань від резервуарів для нафтопродуктів до будівель споруд СН слід приймати по таблиці 37, а до шляхів – по таблиці 38.

Таблиця 37

| Будівлі і споруди, до яких визначається відстань | Відстань від резервуарів до будівель і споруд складу, по видах зберігання, м | | | |
|--|---|-----------|----------|-----------|
| | ЛЗР | | ГР | |
| | наземних | підземних | наземних | підземних |
| 1. Будівлі і площадки | 10 | 5 | <u>8</u> | x |

| | | | | |
|---|--|-----|----------------------|---|
| продуктових насосних | | | x | |
| 2. Розливні, розфасовочні | 10 | 5 | 8 | 4 |
| | | | з врахуванням п.8.13 | |
| 3. Складські будівлі і площадки для зберігання нафтопродуктів в тарі, зливно-наливно пристрої для залізничних і автомобільних цистерн, роздавальні колонки нафтопродуктів | 15 | 7,5 | 10 | 5 |
| 4. Інші будівлі і споруди складу (при наявності) | По таблиці 15, як для СНН III-в підкатегорії | | | |
| 5. Повітряні лінії електропередачі, а також електроустановок і кабельних мереж | По ПУЕ | | | |
| Примітки: 1. «х» - відстань не нормується. 2. Знак «х» по пункту 1 відноситься до нафтопродуктів з температурою спалаху вище 120°C. | | | | |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.82

17.4.6

Відстані від резервуарів, складських будівель для нафтопродуктів в тарі і резервуарах, продуктових насосних, розливних, розфасовочних, зливно-наливних пристроїв для залізничних і автомобільних цистерн і зливних (проміжних) резервуарів для нафтопродуктів до залізничних колій і автомобільних шляхів слід приймати по таблиці 38.

Відстань від складських будівель для нафтопродуктів в тарі і резервуарах з температурою спалаху вище 120°C до внутрішніх залізничних колій підприємства, а також від роздаткових колонок рідкого палива і масел для екіпіровки локомотивів допускається приймати по габариту наближення будівель до залізничних колій по ГОСТ 9238-83.

Таблиця 38

| Щляхи, до яких визначається відстань | Відстань від будівель і споруд з нафтопродуктами по видах зберігання, м | | | |
|--------------------------------------|---|-----------|----------|-----------|
| | ЛЗР | | ГР | |
| | наземних | підземних | наземних | підземних |
| | | | | |

| | | | | |
|---|----|-----|----|-----|
| 1. До осі залізничних колій загальної мережі | 50 | 25 | 30 | 15 |
| 2. До осі внутрішніх залізничних мереж підприємства (крім колій, по яких виконуються перевезення рідкого чавуну, шлаку і гарячих злитків) | 20 | 10 | 10 | 5 |
| 3. До краю проїжджої частини автомобільних шляхів загальної мережі IV, V категорій | 15 | 7,5 | 10 | 5 |
| 4. До краю проїжджої частини автомобільних шляхів підприємства | 10 | 5 | 5 | 2,5 |

17.4.7

Відстань від роздавальних колонок нафтопродуктів до будівель і споруд підприємства, крім підприємств по обслуговуванню автомобілів слід приймати:

8 м – до стін без прорізів для будівель і споруд підприємства I, II і III-а ступеня вогнестійкості;

9 м – до стін з прорізами для будівель і споруд підприємства I, II і III-а ступеня вогнестійкості;

18 м – до будівель і споруд підприємств III, III-б, IV-а і V ступеня вогнестійкості.

Відстані від роздавальних колонок до будівель і споруд підприємства по обслуговуванню автомобілів визначається ВСН 01-89.

17.4.8

Всі приміщення, зв'язані зі зберіганням і роздачею нафтопродуктів на видаткових складах другої групи, рекомендується розміщувати в одній будівлі.

При цьому в закритому складі ЛЗР не допускається зберігання інших речовин, що можуть утворювати з цими нафтопродуктами вибухонебезпечні суміші.

С83ВБНВ.22-58.1-94

Приміщення продуктових насосних і складські приміщення для зберігання нафтопродуктів в тарі і резервуарах повинні відокремлюватись від інших приміщень протипожежними перегородками I типу (для будівель і споруд I, II і III-а ступеня вогнестійкості).

В місцях дверних прорізів в цих перегородках слід передбачати пороги з пандусами і двері у відповідності до вимог п.10.12 даних норм.

17.4.9

У виробничих будівлях підприємств I, II і III-а ступеня вогнестійкості допускається мати нафтопродукти в кількості і по умовах зберігання, вказаних в таблиці 39.

Випускання парів легкозаймистих і горючих нафтопродуктів з резервуарів в приміщення, в якому вони встановлені, не допускається.

Таблиця 39

| Умови зберігання | Кількість нафтопродуктів (в резервуарах і в тарі), м ³ | |
|---|---|---|
| | ЛЗР | ГР |
| 1. В приміщеннях з виробництвами Г | 1 | 5 |
| 2. В спеціальному приміщенні, відокремленому від сусідніх приміщень протипожежними перегородками і з виходами безпосередньо назовні | 30 | 150 |
| 3. В підвальних приміщеннях багатопверхових будівель I і II ступеня вогнестійкості III-а ступеня вогнестійкості | не допускається не допускається | 300 не допускається не |
| 4. В підвальних приміщеннях, що мають вихід безпосередньо назовні, одноповерхових будівель I і II ступеня вогнестійкості III-а ступеня вогнестійкості | не допускається не допускається | <u>300</u> не допускається 400 100 |
| Примітка. Значення під рискою відноситься до зберігання масел | | |

17.4.10

В наземних видаткових резервуарів місткістю (одиночною і загальною) більше 1 м³ для ЛЗР і 5 м³ для ГР, що встановлюються у виробничих приміщеннях по умовах таблиці 39, повинен передбачатись злив в аварійні резервуари або спорожнення їх продуктивними насосами в резервуари основної ємкості СН, або в резервуари або ємкості суміжних відділень або цехів даного виробництва. Аварійний злив нафтопродуктів, що розміщуються в підвальних приміщеннях, не передбачається.

Об'єм аварійного резервуару повинен бути не менше 30% сумарної місткості всіх видаткових резервуарів і не менше місткості найбільшого резервуару приміщення.

Аварійний резервуар, в який забезпечується самотічний злив, повинен бути підземним і розташовуватись зовні будівлі на відстані не менше 1 м від стін без прорізів і не менше 5 м від стін з прорізами. Спеціальний аварійний резервуар може не передбачатись, якщо забезпечується злив нафтопродуктів в резервуари основної ємкості СН.

При самотічному зливі діаметр трубопроводу аварійного зливу повинен бути не менше 100 мм і обладнаний пристроями, що запобігають можливості поширення вогню.

На кожному аварійному трубопроводі, що з'єднує видаткові резервуари з аварійним резервуаром, повинен бути запірний пристрій, що встановлюється зовні будівлі і на першому поверсі (як правило, поблизу виходів назовні).

Продуктові насоси, що забезпечують відкачку нафтопродукту при аварії, повинні розміщуватись в окремому від резервуарів приміщенні або поза будівлею.

17.4.11

На площадках підприємств і будівель, розташованих поза міськими і сільськими поселеннями, а також на території лісозаготівель допускається для зберігання нафтопродуктів передбачати підземні споруди з спалимих матеріалів при умові засипки цих споруд шаром землі (з ущільненням) товщиною не менше 0,2 м і влаштування підлоги з негорючих матеріалів.

Кількість нафтопродуктів, що допускається для зберігання в цих спорудах, не повинна перевищувати 12 м³ для ЛЗР і 60 м³ для ГР.

17.4.12

На залізничній колії промпідприємства, по якій передбачається проїзд локомотиву, допускається розміщення поодиноких зливних пристроїв для нафтопродуктів з температурою спалаху вище 120°C (з періодичним режимом їх роботи).

При цьому:

- - злив слід передбачати закритим;
- - проміжні резервуари повинні розташовуватись від залізничної колії, по якій передбачено проїзд локомотиву, на відстані не менше 10 м (при наземному зберіганні) і не менше 5 м (при підземному зберіганні), рахуючи від стінки резервуару до осі залізничної колії;
- - проїзд локомотиву по коліях допускається при відсутності операцій по зливу.

17.4.13

Подачу води для охолодження резервуарів (що підлягають охолодженню у відповідності до вимог розділу 17.2 даних норм) і гасіння пожежі на складах нафтопродуктів другої групи слід передбачати від зовнішнього водопроводу підприємства (при забезпеченні розрахункової витрати води і необхідного вільного напору в мережі) або у відповідності до п.17.2.7 даних норм.

17.2.14

Категорії електроприймачів і вимог по організації пожежної охорони складів другої групи визначаються по надійності електропостачання і організації пожежної охорони підприємства, до складу якого входить видатковий склад нафтопродуктів.

17.3.15

При проектуванні складів нафтопродуктів другої групи, слід враховувати відповідні норми проектування для СНН III-в підкатегорії першої групи (приведені в розділах 17.1, 17.2 і 15 даних норм), якщо вони не враховані у вимогах даного розділу.

C85 ВБНВ.2.2-58.1-94

18 ІНЖЕНЕРНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СКЛАДІВ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

18.1 Водопостачання і каналізація

Системи водопостачання і каналізації

18.1.1 Системи водопостачання на СНН повинні забезпечити водою належної якості і в необхідній кількості на виробничі потреби СНН, а також забезпечити потребу у воді на поповнення протипожежного запасу, полив території і зелених насаджень.

Системи водопостачання на СНН і внутрішній водопровід слід проектувати у відповідності до СНиП 2.04.02-84 і 2.04.01-85, якщо вимоги до них не визначені даним розділом.

Системи водоаостачання на товарно-сировинних парках нафтопереробних і нафтохімічних підприємств і вимоги до проектування водопостачання встановлюються нормами технологічного проектування цих підприємств.

18.1.2 На СНН слід передбачати, як правило, системи господарсько-питного, виробничого і протипожежного водопостачання. Допускається об'єднання протипожежного водопроводу з господарсько-питним і виробничим.

На СНН, де пожежогасіння у відповідності до розділу 17.2 даних норм передбачається тільки з ємкостей (резервуарів, водойм), протипожежний водопровід не передбачається.

Вибір схем і систем водопостачання для СНН слід визначати на основі техніко-економічного порівняння варіантів і технічних умов на водопостачання.

18.1.3

Витрати (норму) води споживачами СНН слід передбачати;

-

- .

на побутові потреби, полив, а також внутрішнє пожежогасіння адміністративно-побутових будинків і приміщень (допоміжних) і складських приміщень загального призначення – по СНиП 2.04.01-85;

-

- .

на внутрішнє пожежогасіння виробничих будівель (в тому числі складських будівель для нафтопродуктів у тарі) і на пожежогасіння технологічних споруд (резервуарів, зливно-наливних пристроїв та ін.) – по розділу 17.2 даних норм;

•
-

на виробничі потреби – по паспортних даних встановленого обладнання і у відповідності до технологічного розрахунку;

При визначенні витрат на виробничі потреби повинні бути розглянуті заходи по зменшенню витрат свіжої води за рахунок застосування раціональних технологічних процесів, обороту води, повторного використання стічних вод (очищених і знешкоджених).

18.1.4 Максимальний строк відновлення (поповнення) пожежного запасу води, що визначається по вимогах розділу 17.2, повинен бути не більше 96 годин.

При розташуванні СНН на відстані до 200 м включно від природніх водойм протипожежні резервуари і штучні водойми передбачати на СНН не слід.

При поповненні пожежного запасу води по одному водопроводу додаткового об'єму води на пожежогасіння передбачати не вимагається, за винятком сейсмічних районів будівництва.

18.1.5

Ємкості для зберігання протипожежного запасу можуть використовуватись для інших цілей (в якості циркуляційних об'ємів оборотних систем, приймання очищених стічних вод повторного використання допустимої якості) при умові, що цей запас являється додатковим до максимального запасу на пожежогасіння, що визначається вимогами розділу 17.2.

18.1.6

На СНН каналізацію слід передбачати для виробничих, дощових (забруднених нафтою або нафтопродуктами) і побутових стічних вод.

Системи каналізації СНН повинні виключати погіршення умов використання за межами санітарної зони.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.86

Системи каналізації побутових стічних вод і вимоги до їх влаштування слід передбачати у відповідності до вимог СніП 2.04.01-85, 2.04.03-85.

Системи каналізації на товарно-сировинних парках, новтових родовищ, нафтопереробних і нафтохімічних підприємств, вимоги до проектування каналізації (мереж і споруд) встановлюються нормами технологічного проектування цих підприємств.

18.1.7

До системи виробничо-дощової каналізації слід відводити:

а) виробничі стічні води (від миття бочок з-під нафтопродуктів, зливу площадок зі зливно-наливними пристроями, підлог в продуктових насосних, де є необхідність в зливі та ін.), підпродуктових вод з резервуарів (крім резервуарних парків) магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів;

б) дощові води з відкритих площадок для зливно-наливних пристроїв та іншого технологічного обладнання (де ці води можуть бути забруднені нафтою і нафтопродуктами), з обвалованої площадки резервуарного парку або зберігання нафтопродуктів в тарі, а також дощової води з зони поверхневого стоку на ділянках наливу в автоцистерни і стоянок автотранспорту;

в) баластних вод з ділянок наливу танкерів, що повинно підтверджуватись завданням на проектування;

г) води від охолодження резервуарів при пожежі.

Каналізація для прийому підпродуктових вод з резервуарних парків магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів не передбачається (при умові обладнання резервуарів розмиваючими головками).

Виробничі стічні води від продуктових насосних дозволяється відводити в резервуари для скидання технологічних витоків.

Дощову каналізацію для відведення дощових вод з обвалованих площадок резервуарного парку або зберігання нафтопродуктів в тарі допускається не передбачати в районах з кількістю опадів менше 600 мм на рік, де випаровування на 200 мм і більше перевищує кількість опадів.

При відсутності дощової каналізації з обвалованої території воду від охолодження резервуарів при пожежі слід відводити через найпростіший фільтр з сорбуючим завантаженням, що встановлюється в колодязі за межами обвалування, в систему водовідведення другої зони у відповідності до п.18.1.38.

До виробничо-дощової каналізації допускається відводити попередньо очищені на місцевих очисних спорудах стічні води від душових і умивальників при відсутності на СНН побутової каналізації і кількості цих вод не більше 5 м³/добу.

18.1.8

Стічні води від резервуарів і технологічних установок, зв'язаних з зберіганням і застосуванням етилованих бензинів, а також стічні води лабораторії, що містять тетраетилсвинець (ТЕС), можуть видалятись окремою системою спецканалізації на очисні споруди, призначені для очистки і знешкодження цих вод, або скидатись до мережі виробничо-дощової або виробничої каналізації СНН з очисткою загального стоку до норм, які вимагаються.

Окрему каналізацію для вказаних вод (з вмістом ТЕС) передбачати не слід:

- -
при скиданні очищених стічних вод (з вмістом ТЕС) на ставки-випаровувачі;

- -
при розрахунковій середньо-добовій кількості виробничо-дощових вод до 120 м³/добу включно або стічні води з ТЕС складають 2.3 і більше загальної витрати і доочистки у відповідності до п.18.1.20 на ставках тривалого відстоювання або на озонаторних установках.

При значній середньо-добовій кількості виробничо-дощових стічних вод можливість проведення очистки цих стоків по єдиній технологічній схемі, без окремої системи спецканалізації стічних вод, що містять ТЕС, вирішується проектом на основі техніко - економічного порівняння варіантів в залежності від вибраних методів

C.87 ВБН В.2.2.-58.1-94

доочистки з забезпеченням ступеня очистки, який вимагається, можливості повторного використання стічних вод у відповідності до таблиці 41.

Якщо наявність ТЕС укладнює або виключає очистку загального стоку до норм, що вимагаються, слід передбачати для вод, що містять ТЕС, окрему систему спецканалізації. У цьому випадку скидання цих вод до системи виробничо-дощової каналізації СНН допускається після повного знешкодження їх від ТЕС.

18.1.9

Стічні води і нафтошлами від зачистки резервуарів для нафти і нафтопродуктів не допускається скидати до мережі каналізації.

Ці води, а також розмитий в резервуарах для зберігання нафти і нафтопродуктів нафтошлам, повинні відводитись по трубопроводах з збірно-розбірними з'єднаннями на вузлі зневоднення нафтошлему або в шламонакопичувачі, або на установки по їх утилізації. Вода, що відстоялась у вузлах зневоднення або шламонакопичувачах, мережею виробничо-дощової або виробничої каналізації може відводитись до очисних споруд СНН.

Мережі каналізації нафтовмісних стічних вод

18.1.10

Мережі каналізації нафтовмісних стічних вод слід проектувати у відповідності до СНиП 2.04.03-85 з врахуванням особливостей, приведених у даному розділі.

Мережі виробничої і виробничо-дощової каналізації СНН слід проектувати з неспалимих матеріалів, як правило, підземними.

Самотічні трубопроводи магістральної мережі виробничо-дощової каналізації, а також випуски від обвалованої території резервуарних парків і площадок залізничних зливно-наливних естакад повинні бути діаметром не менше 200 м.

18.1.11

Прокладання самотічних мереж виробничої каналізації всередині обвалованої території резервуарного парку повинне бути підземним, закритим. В оглядових колодязях замість лоткової частини повинні застосовуватись трійники-ревізії.

Для дощової каналізації допускається влаштування лотків, перекритих знімними плитами і ґратами. Скидання підпродуктових вод від резервуарів до мережі виробничої каналізації, що прокладається всередині обвалованої території, повинне передбачатись з розривом струменя.

Дощеприймачі на обвалованій площадці резервуарного парку повинні бути обладнані запірними пристроями-хлопушками, засувками та ін., що приводяться до дії з огорожуючого валу або з місць, що знаходяться за межами зовнішньої огорожі (обвалування) парку.

Засувки можуть встановлюватись у сухих колодязях за межами обвалування.

18.1.12

На площадках залізничних зливно-наливних естакад (вздовж зливно-наливних пристроїв) слід передбачати лотки у відповідності до вимог розділу 5 даних норм.

18.2.13

В колодязях на самотічній мережі виробничо-дощової або виробничої каналізації слід передбачати влаштування гідравлічних затворів:

-
-

на магістральній мережі каналізації через 400 м;

•

-.

на всіх випусках з будівель і споруд, що під'єднуються до цієї мережі;

•

-.

на випусках від дощеприймачів, розташованих на обвалованій території резервуарного парку – за межами обвалування (огороджуючої стіни);

•

-.

на випусках від дощеприймачів, розташованих на площадках зливно-наливних пристроїв (для залізничних і автомобільних цистерн, морських і річкових суден);

•

-.

на самотічній мережі до і після нафтоуловлювача.

Висота стовпа рідини в гідравлічному затворі повинна бути не менше 0,25 м.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.88

Розрахункові витрати виробничо-дощових стічних вод

18.1.14

Кількість виробничих стічних вод визначається технологічною частиною проекту в залежності від операційної характеристики СНН.

18.2.15

Розрахункова витрата дощових вод ($\text{м}^3/\text{добу}$) з обвалованої території резервуарного парку або відкритих площадок зберігання тари визначається по рекомендованому додатку 8.

Розрахункова витрата дощових вод з обвалованих територій для гідравлічного розрахунку дощових мереж (л/с) визначається при регульованому скиданні, виходячи з умови відведення цих вод з обвалованої території на протязі 24 год.

Розрахункова витрата дощових вод з площадок залізничних зливно-наливних естакад, а також з незабудованої території СНН визначається у відповідності до СНиП 2.04.03-85.

18.1.16

Пропускна спроможність (л/сек) мережі і споруд виробничо-дощової каналізації повинна бути розрахована на прийом стічних вод від виробничих будівель і споруд, які мають найбільшу з слідуєчих розрахункових витрат:

•

-.

підпродуктових вод від одного найбільшого резервуару (крім резервуарних парків магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів);

•

-.

дощових вод з відкритих площадок зливно-наливних пристроїв;

•

-.

дощових вод з обвалованої території резервуарного парку при регульованому скиданні (у відповідності до п.18.1.15) або від охолодження резервуарів під час пожежі при регульованому скиданні, за умови їх відведення з обвалованої площадки на протязі 48 годин;

•

-.

дощових вод з зони поверхневого стоку (на участках наливу в автоцистерни і стоянок автотранспорту).

Для зниження гідравлічного навантаження на очисні споруди слід передбачати буферні резервуари.

Продуктивність очисних споруд виробничо-дощової каналізації визначається по середньодобовій витраті дощових вод з акумулюванням максимально-добової витрати в буферних резервуарах.

Очистка виробничо-дощових стічних вод

18.1.17

Стічні води, що приймаються до системи виробничо-дощової каналізації у відповідності до п.18.1.7, повинні бути, як правило, очищені на місцевих спорудах СНН.

Методи очистки і доочистки, як правило, рекомендується приймати механічні (відстій, фільтрування), фізико-хімічні (сорбція, флотація, озонування, деструкція) і біологічні.

Можуть передбачатись інші методи доочистки, обґрунтовані результатами науково-дослідницьких робіт.

Склад очисних споруд і ступінь очистки цих вод визначається в залежності від умов скидання або їх подальшого використання (випаровування, скидання на очисні споруди промвузла або сусіднього підприємства, спуску в зовнішні мережі і споруди каналізації населеного пункту або водойму оборотного водопостачання, заводнення на нафтових родовищах і т.п.).

18.1.18

Концентрацію забруднень у виробничих стічних водах СНН допускається приймати (при відсутності даних в завданні на проектування) по таблиці 40, а вимоги до якості очищених стічних вод, що повертаються на повторне використання – по таблиці 41.

С89ВБНВ.2.2-58.1-94

Таблиця 40

| Вид стічних вод | Концентрація забруднень, мг/д | | |
|-----------------|----------------------------------|---------|--|
| | Змулених | Нафти і | |
| | | | |

| | речовин | нафтопродуктів | БПК повн. |
|--|---------|----------------|-----------|
| 1. Стічні води від миття площадок для зливно-наливних пристроїв та іншого технологічного обладнання і дощової води з цих площадок, виробничі стічні води з будівель продуктивних насосних, розливочних, лабораторій та ін. | 600 | 700-1000 | 200 |
| 2. Підпродуктові води з резервуарів для: | | | |
| нафтопродуктів | 20 | 1000-2000 | 80 |
| нафти | 100 | 2000-5000 | 200 |
| 3. Стічні води від миття бочок з під нафтопродуктів, баластні води танкерів | 50 | 5000 | 200 |
| 4. Дощові води з обвалованої території резервуарного парку, відкритого тарного зберігання | 300 | 20 | 8 |

Таблиця 41

| Види повторного використання очищених стічних вод | Якість очищених стічних вод, що вимагається, мг/л | | | | |
|--|---|-------------|------------------|-----------|-----|
| | Нафта і нафтопродукти | ТЕС | Змулені речовини | БПК повн. | pH |
| 1. Миття площадок зі зливно-наливними пристроями або естакадами, площадок стоянки автотранспорту, миття резервуарів (при їх зачищенні) | 20 | відсутність | 20 | 15-20 | 6,5 |
| 2. Поповнення протипожежного запасу: | | | | | |
| а) на охолодження | 20 | відсутність | 20 | 15-20 | 7-8 |
| б) на приготування розчину ПО | 0,05 | відсутність | 20 | 15-20 | 7-8 |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.90

Закінчення таблиці 41

| | |
|--|--|
| | |
|--|--|

| Види повторного використання очищених стічних вод | Якість очищених стічних вод, що вимагається, мг/л | | | | |
|--|---|-------------|------------------|-----------|-----|
| | Нафта і нафтопродукти | ТЕС | Змулені речовини | БПК повн. | pH |
| 3. Підпитка оборотної системи продуктових насосних, системи промводопостачання котельної, власні потреби очисних споруд (промивка фільтрів, ущільнення сальників, поповнення втрат в оборотній системі) | 2-3 | відсутність | 2-3 | 3-4 | 7-8 |
| 4. Полив зелених насаджень і доріг площадки очисних споруд | 2-3 (0,05) | відсутність | 2-3 | 3-4 | 7-8 |
| Примітка. В дужках п.4 приведено число якості, що вимагається, при скиданні поверхневого стоку в водойму рибогосподарського користування в зоні, що підлягає скиданню без очистки у відповідності до п.18.1.38 | | | | | |

18.1.19

Для механічної очистки виробничо-дощових вод СНН рекомендується передбачати:

- - гідроциклони, або реактори-відстійники, або піскоуловлювачі (для попередньої грубої очистки перед поступанням на резервуари-відстійник);
- - резервуари-відстійники або буферні резервуари-відстійники, нафто-, бензо-, масло- або маслоуловлювачі (в подальшому нафтоуловлювачі), напірні або безнапірні фільтри з різними завантаженнями та інші споруди, розроблені спеціалізованими організаціями по рекомендаціях науково-дослідних організацій.

При продуктивності очисних споруд до 100 м³/добу або очистці тільки баластних вод з танкерів, споруди попередньої грубої очистки допускається не передбачати. Визначення нафтоуловлювача приймається по обов'язковому додатку 1.

18.1.20

При застосуванні біологічних методів для доочистки виробничо-дощових вод перевагу рекомендується віддавати біологічній доочистці за допомогою іммобілізованих мікроорганізмів-деструкторів нафти (нафтопродуктів). Вміст нафтопродуктів в стічних водах, що поступають на цю доочистку, не повинен перевищувати 25 мг/л.

18.2.21

Для очистки стічних вод, забруднених тетраетилсвинцем (ТЕС), рекомендується передбачати один із слідуєчих методів: тривалого відстоювання в природних умовах; озонування у поєднанні з фільтрацією; метод деструктивного окислення перманганатом калію (KMnO₄).

Можуть передбачатись інші методи знешкодження цих вод (з вмістом ТЕС), обгрунтовані результатами науково-дослідних робіт.

Ставки тривалого відстоювання повинні розраховуватись на відстоювання стічних вод на протязі 30 діб.

Вміст нафтопродуктів в стічних водах, які поступають на ставки тривалого відстоювання, не повинне перевищувати:

- -
20 мг/л – при поступанні стічних вод, що містять ТЕС на знешкодження по окремій системі спецканалізації;

C.91 ВБН В.2.2.-58.1-94

- -
5 мг/л – при поступанні на ставки суміші всіх виробничо-дошових стічних вод СНН і при використанні в якості ставок тривалого відстоювання ставок-випаровувачів.

Ставки тривалого відстоювання слід проектувати у вигляді обвалованих земляних або бетонних ємкостей, розділених на 3 секції. Допустима ширина шару рідини 3 м, ширина валів по верху не менше 1,5 м.

При деструктивному окисленні $KMnO_4$ слід приймати:

- -
дозу окислювача – 40 мг/л;

- -
час контакту – 12 годин;

- -
тривалість циклу – 24 години.

При озонуванні дозу озону слід приймати не менше:

- -
2 мг/л на 1 мг нафтопродуктів, що поступають на знешкодження по окремій системі спецканалізації;

- -
8 мг/л на 1 мг нафтопродуктів, що поступають на знешкодження в суміші з усіма виробничо-дошовими водами СНН.

Залишковий вміст нафтопродуктів, що поступають на знешкодження, не повинен перевищувати:

- -
10 мг/л – при поступанні на знешкодження стічних вод, що містять ТЕС, по окремій системі каналізації;

•

5 мг/л – для суміші всіх виробничо-дощових вод СНН.

18.1.22

Реактори-відстійники (для попередньої грубої очистки) слід передбачати проточного типу.

Об'єм споруди повинен розраховуватись на 30-годинну продуктивність насоса, який подає розрахункову витрату стічних вод на очищення.

Радіальна швидкість руху води від розподіляючих пристроїв до периферії не повинна перевищувати 3 мм/сек.

18.1.23

Буферні резервуари-відстійники розраховуються на прийом максимально-добової витрати виробничо-дощових стічних вод, що визначається у відповідності до п.18.1.16.

Буферні резервуари, що встановлюються для прийому баластних вод з танкерів, повинні розраховуватись з врахуванням продуктивності очисних споруд і графіка поступання баласту, виходячи з об'єму баласту в танкерах (рахуючи по розрахунковому танкеру на причалі), кількості танкерів, що обробляються одночасно, і часу їх розвантаження.

Очистку в резервуарах-відстійниках рекомендується передбачати в статичному режимі відстоювання.

Розрахунковий час відстоювання t_p , год, визначається по формулі (11), але в усіх випадках повинен бути не менше 6 годин

$$t_p = \frac{h}{V} \quad (11)$$
де h – глибина шару, що відстоюється, м;

V – швидкість спливання часток нафти або нафтопродукту (гідралічна крупність часток), приймається 0,4-0,6 мм/сек.

Резервуари-відстійники повинні обладнуватись пристроями подачі і відводу нафтовмісних вод, уловлених нафтопродуктів і осадів. Число резервуарів повинно бути не менше двох.

18.1.24

Подачу води в резервуарах-відстійниках слід передбачати під верхній рівень.

Вхідний водорозподільний пристрій повинен забезпечувати швидке затухання швидкості потоку і рівномірне його розподілення в поперечному перерізі відстійника. Діаметр подаючого розподільвача вибирається, виходячи з швидкості 0,2-0,4 м/сек.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.92

Відвідний пристрій повинен обладнуватись гідравлічним затвором, який гарантує неможливість випуску осаду і шару уловлених нафти (нафтопродукту) по відвідній трубі. Конструкція відвідного пристрою повинна забезпечувати ліквідацію воронки на поверхні при витіканні води. Діаметр відвідного трубопроводу вибирається, виходячи з швидкості 0,4-0,5 м/сек.

Нафтоуловлюючі пристрої можуть передбачатись стаціонарними (лоткові, труба з воронкою під рівень уловлених нафти або нафтопродуктів) в подальшому – уловлені нафтопродукти.

Розмивання осаду рекомендується передбачати, як правило, стаціонарною системою. Для резервуарів-відстійників об'ємом 700 м³ включно дозволяється передбачати пересувну систему розмивання осаду.

В резервуарах-відстійниках рекомендується передбачати пристрій для підтримання температури не нижче +5°C.

18.1.25

Горизонтальні нафтоуловлювачі, як правило, повинні бути перекриті знімними залізобетонними або азбестоцементними плитами. В цих нафтоуловлювачах повинні передбачатись похильні паралельні пластинки, що забезпечують рівномірне розподілення потоку і більш високу ефективність очистки.

Нафтоуловлювачі пропускною спроможністю не більше 15 л/с допускається об'єднувати в одному блоці з збірним резервуаром уловлених нафтопродуктів і з камерою для установки насосів.

18.1.26

Флотаційні установки на СНН рекомендується передбачати, як правило, без застосування коагулянтів.

18.1.27

Збирання нафтопродуктів необхідно передбачати з усіх очисних споруд, крім станків тривалого (30-добового) відстоювання і ставків-випаровувачів, за допомогою поворотних нафтозбірних труб, труб-качалок, поплавкових та ін. пристроїв. Перетікання нафтопродуктів, що впливли, з однієї споруди в іншу не допускається. В спорудах, що мають великі поверхні (ставки-відстійники поверхневого зтоку, шламонакопичувачі) слід передбачати пристрої до згону нафтопродуктів до нафтозбиральних пристроїв.

Збирання уловлених нафтопродуктів слід передбачати в окремий резервуар, об'ємом, що визначається з умови спорожнення резервуару насосом протягом 10 хвилин, але в усіх випадках не менше 5 м³.

18.1.28

Уловлені обводнені нафтопродукти слід перекачувати в розділові резервуари з наступним поверненням їх до технологічного процесу транспорту або підготовки нафти (на складах зберігання нафти) або на пункт збирання відпрацьованих нафтопродуктів (на СНН) або в резервуари для суміші (в резервуарних парках нафтопродуктопроводів). При продуктивності очисних споруд до 120 м³/добу розділові резервуари допускається не передбачати.

18.1.29

При застосуванні розділових резервуарів обезводнювання (розділ) обводненого нафтопродукту виконується при підігріві 40-70°C в залежності від вихідної в'язкості нафтопродукту.

Число резервуарів приймається не менше трьох. Дренажну воду з розділових резервуарів слід повертати на очисні споруди.

18.1.30

Для буферних резервуарів, резервуарів-відстійників і розділових резервуарів слід передбачати наземні вертикальні резервуари зі стаціонарною покрівлею. Проектування цих резервуарів слід здійснювати у відповідності до вимог, встановлених даними нормами для резервуарних парків і резервуарів для нафти і нафтопродуктів.

Пожежогасіння для вказаних резервуарів не передбачається.

Відстань між будівлями і спорудами систем каналізації, в тому числі між вказаними резервуарами, а також від споруд каналізації до будівель і споруд СНН слід приймати по таблиці 19 розділу 17.1

C.93 ВБН В.2.2.-58.1-94

18.1.31

Насосні станції (установки) для перекачки уловлених нафтопродуктів слід проектувати по нормах проектування продуктових насосних.

В каналізаційних насосних станціях СНН допускається передбачати встановлення в одному приміщенні насосів для перекачки виробничих (виробничо-дошових) стічних вод, уловлених нафтопродуктів, осаду з каналізаційних очисних споруд, а також насосів для перекачки побутових стічних вод.

18.1.32

Скидання осаду від очисних споруд виробничо-дошової каналізації слід передбачати по системі трубопроводів з подачею безпосередньо на вузли збезводнювання (відмивання) нафтошламу або в шламонакопичувачі. Швидкість руху осаду в трубопроводах слід приймати не менше 1,5-2 м/сек.

18.2.33

Вузол збезводнювання (відмивання) нафтошламу рекомендується передбачати з ємкостей-усереднювачів (шламозбірників) і площадок для підсушування осаду.

Кількість шламозбірників у вузлі повинна бути, як правило, не менше чотирьох (3 робочих і 1 резервний).

Вузли збезводнювання (відмивання) нафтошламу повинні обладнуватись циркуляційним насосом і розмиваючими головками. Відмивання нафтошламу слід передбачати гарячою водою з параметрами 60-70°C. Для збезводнювання нафтошламу можуть застосовуватись гідроциклони.

18.1.34

Робочий об'єм шламозбірника повинен розраховуватись на добову витрату нафтошламу СНН 95 % вологості.

Діаметр шламозбірника (Дш, м) визначається по формулі:

де $Q_{ц.в.}$ – витрата циркуляційної (гарячої) води на відмивання нафтошламу, приймається рівною десятикратному робочому об'єму шламозбірників, м³/добу;

V – швидкість потоку циркуляційної води, приймається 0,5 м/сек.

Відстояна вода з шламозбірників направляється в голову очисних споруд, уловлений нафтопродукт у відповідності до вимог пп.18.1.27 і 18.1.28, а відмитий нафтошлам – на площадки для підсушування осаду.

18.1.35

Майданчик для підсушування розраховується на річне зберігання осаду при навантаженні 1м³/м². Висота складування приймається не більше 2,0 м. Кількість секцій не менше 2. Майданчики повинні мати тверде водонепроникне покриття днища і стін з огорожуючими валиками висотою на 0,3 м вище робочого рівня складування осаду.

Висушений осад може використовуватись для потреб будівництва (обсипання шляхів, тощо).

18.1.36

При необхідності проектування шламонакопичувача можуть проектуватись у вигляді обвалованих земляних або бетонних ємкостей, нефільтруючими, розділеними на секції.

Число секцій повинне бути не менше двох.

Повна висота огорожуючих і розділяючих валів шламонакопичувачів приймається 3 м, ширина валів по верху – 1,5 м. В торцевих схилах шламонакопичувача повинні бути ділянки з закладанням 1:3 з врахуванням можливості заїзду машин і механізмів, бокові схили – крутими, призначаються, виходячи з їх стійкості.

Кожну секцію шламонакопичувача слід розділяти напівзануреною перегородкою на секції, де перша секція призначена для нафтовідділення.

Корисну площу F , m^2 шламонакопичувача рекомендується визначати по формулі:

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.94

,
(13)

де W - сумарна кількість нафтошламу, m^3 /добу.

Нафтошлам від зачистки резервуарів визначається виходячи з вмісту змулених речовин по таблиці 40 і проценту осаджених домішок в різних спорудах по паспортах і технічних характеристиках прийнятих споруд для очистки стічних вод;

P - тривалість накопичення нафтошламу в роках, приймається 2-5 років;

H - висота шару осаду, приймається 2-2,5 м;

V - об'єм води на зачистку резервуарів по трьох годинній продуктивності гідромоніторів, m^3 .

Відведення води, що виділилась з осаду, слід передбачати зверху, через переливні колодязі.

18.1.37

Основні вимоги до об'єму автоматизації і технологічного контролю очисних споруд слід приймати по розділу 14 даних норм.

Для обслуговування каналізаційних мереж і очисних споруд повинні виділятися необхідні штатні одиниці.

Чисельність персоналу визначається виходячи з складності комплексу очисних споруд, їх територіального розміщення, рівня механізації і автоматизації робіт.

Схема каналізації поверхневих стічних вод з території СНН

18.1.38

По відведенню поверхневих стічних вод (дошових і талих) територія СНН поділяється на три зони:

Перша зона – забудовані території і ділянки виробничої зони і обвалованої території резервуарного зберігання у відповідності до п.17.1.14, а також незабудовані, що мають постійний характер забруднення (ділянки наливу в автоцистерни і стоянок автотранспорту). Дощові води цієї зони у відповідності до п.18.1.17 відводяться до системи виробничо-дощової каналізації.

Друга зона – пазухи доріг між обвалуваннями і протипожежними проїздами на ділянках наземного прокладання технологічних трубопроводів, на яких попадання нафтопродуктів може бути тільки у випадку аварії. Відведення поверхневих стічних вод з цієї зони повинне передбачатись вертикальним плануванням і системою водовідведення на відстійні земляні ставки або аварійні амбари з дотриманням вимог пп.17.1.16, 17.1.17 і 17.1.42. Вміст нафти або нафтопродуктів в цьому стоці не перевищує 5 мг/г, зважених речовин – 300 мг/г.

Третя зона – забудовані території і ділянки підсобно-допоміжні і адміністративно-господарські, у відповідності до п. 17.1.14, де виключене попадання нафти і нафтопродуктів.

Поверхневий сток цієї зони повинен відводитись відкритою системою водовідведення без очистки на рельєф або найближчий водотік, з врахуванням вимог розділу 19 даних норм.

18.1.39

Об'єм відстійного ставка для поверхневих стічних вод розраховується на максимально-добовий шар осадів, повторюваністю 1 раз на 10 років з врахуванням об'єму осаду V_0 , м³, накопиченого між чистками, визначається по формулі:

$$V_{nc} = V_0 \cdot P \cdot C_{nc} \quad (14)$$

де V_{nc} - річний об'єм поверхневого стоку, що визначається по максимальному річному шару осадів, площі водозбору поверхневого стоку, що

C.95 ВБН В.2.2.-58.1-94

направляється на відстійний стан, і середнього коефіцієнта поверхневого стоку, м³/рік. Середній коефіцієнт стоку приймається по методиці рекомендованого додатку 8;

C_{nc} - концентрація завислих речовин;

P - період накопичення осаду, рік (приймається 1-2 роки).

18.1.40

Ставки-відстійники поверхневого стоку слід проектувати двосекційними. При площі водозбору поверхневого стоку, що направляється на відстійний ставок до 10 га включно, допускається передбачати односекційний ставок.

Кожна секція ставка повинна в свою чергу ділитись на дві послідовні секції.

Перша секція на прийом 1/3 загального об'єму ставка, з організацією перепуску забрудненої секції до умовно чистої через гідрозатор.

Збирання уловлених нафтопродуктів передбачається тільки в цій першій секції ставка.

При визначенні площі ставка рекомендується приймати:

-
- розрахункову тривалість відстоювання не менше 6 год;
-

- висоту шару води 2-3 м;
-
- швидкість потоку стічної води 4-8 мм/с;
-
- відношення ширини ставка і довжини не менше 1:2,5;
-
- ширину секції ставка, в залежності від конструкції і розмірів обладнання для збирання нафтопродуктів, що спливли, але не більше 40 м по дзеркалу води.

18.1.41

Ставки слід обладнувати водовипускними пристроями, що забезпечують випуск очищених вод з нижніх шарів. Довкола ставків повинні бути передбачена огорожа не менше 1 м, якщо ставки розташовуються за межами площадки, або висотою менше 0,6 – якщо ставки розташовуються в межах площадки.

18.2

Теплопостачання, опалення і вентиляція

18.2.1 Теплопостачання, опалення і вентиляцію будівель і споруд СНН слід проектувати у відповідності до вимог СНиП 2.04.05-91, СНиП 2.04.07-86, СНиП II-35-76, СНиП 2.04.01-85 з врахуванням норм даного розділу.

Вимоги до проектування теплопостачання, опалення і вентиляції будівель і споруд для товарно-сировинних резервуарних парків, нафтопереробних і нафтохімічних підприємств встановлюються по спеціалізованих нормах для цих підприємств.

18.2.2

Для СНН рекомендується, як правило, передбачати централізоване теплопостачання і при обґрунтуванні допускається передбачати теплопостачання від власної котельної.

18.2.3

В системах теплопостачання для опалення і вентиляції будівель в якості теплоносія рекомендується приймати воду по температурному графіку 150-70°C.

Допускається при обґрунтуванні застосування води по більш низькому температурному графіку, а також водяної пари.

Для дрібних споживачів тепла (менше 30 кВт кожний), що стоять окремо, при віддаленості їх від найближчої точки теплових мереж на 100 м і більше можна передбачати електричне опалення. Електроопалення приміщень категорій А і Б слід виконувати вибухозахищеним обладнанням.

Для підігріву води одиничних споживачів гарячого постачання допускається застосувати електричні водонагрівачі.

18.2.4

Підтримання внутрішньої температури, відносної вологості і швидкості руху повітря по ГОСТ 12.1.005-88 слід передбачати у виробничих приміщеннях з постійним (понад 2 год. за зміну) перебуванням обслуговуючого персоналу.

Параметри повітря повинні відповідати вимогам для робіт легкої важкості (категорії I).

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.96

18.2.5

Значення внутрішньої температури приміщень слід приймати в залежності від часу перебування обслуговуючого персоналу:

плюс 10°C – при роботі персоналу до 2 год. на зміну в холодний період року;

плюс 5°C – при роботі персоналу не більше 15 хв. на зміну в холодний період року, а також для чергового опалення;

плюс 40°C – при роботі персоналу не більше 15 хв. на зміну в теплий період року.

18.2.6

Системи опалення і опалювальні прилади для виробничих будівель СНН слід передбачати у відповідності до додатку 10 СНиП 2.04.05-91.

В приміщеннях категорій А і Б, які мають припливну вентиляцію, слід проектувати, як правило, повітряне опалення, суміщене з припливною вентиляцією. При обслуговуванні приміщення однією припливною системою, що використовується для повітряного опалення, в ній слід передбачати резервний вентиляційний агрегат.

Для чергового опалення слід використовувати, як правило, основні опалювальні системи; при обґрунтуванні допускається застосування спеціальних систем чергового опалення з місцевими нагрівальними приладами.

18.2.7

Обігрів підлог відкритих продуктових насосних не передбачається.

18.2.8

Прокладання трубопроводів опалення під підлогою приміщень категорій А і Б не допускається, за винятком прокладання їх біля дверей і воріт; прокладання вказаних трубопроводів біля дверей і воріт слід передбачати в каналах, засипаних повністю піском і перекритих знімними плитами.

18.2.9

Необхідний повітрообмін у виробничих приміщеннях СНН повинен розраховуватись по кількості шкідливих речовин, вологи і тепла, що виділяються в приміщенні.

Кількість викидів в продуктових насосних допускається приймати по таблиці 7 в залежності від типу засобів перекачки, що застосовується, і від нафти або нафтопродуктів, які перекачуються.

При неможливості встановити кількість шкідливих виділень допускається визначати повітрообмін в приміщеннях (об'ємом понад 500 м³) по кратності у відповідності до таблиці 42.

При визначенні повітрообміну по кратності висоту приміщень слід приймати:

4 м - при висоті приміщень до 4 м;

по фактичній висоті - при висоті приміщень від 4 до 6 м включно;

6 м - при висоті приміщень понад 6 м.

Таблиця 42

| Продукти, що обертаються в технологічному процесі | Кратність повітрообміну в 1 годину | | Коефіцієнт збільшення при температурі продукту понад 80°C |
|---|------------------------------------|--|---|
| | При відсутності сірчистих споруд | При наявності сірчистих сполук в кількості понад 0,05 г/м ³ | |
| Товарна нафта | 3 | 8 | 1,2 |
| Бензин | 6 | 8 | 1,5 |
| Гас | 5 | 7 | 1,5 |
| Дизельне і моторне паливо, бітум і мазут | 3 | 7 | 1,5 |

C.97 ВБН В.2.2.-58.1-94

Закінчення таблиці 42

| Продукти, що обертаються в технологічному процесі | Кратність повітрообміну в 1 годину | | Коефіцієнт збільшення при температурі продукту понад 80°C |
|---|------------------------------------|--|---|
| | При відсутності сірчистих споруд | При наявності сірчистих сполук в кількості понад 0,05 г/м ³ | |
| Мастильні масла, парафін (при відсутності розчинників) | 3,5 | 5,5 | 1,5 |
| Відпрацьовані нафтопродукти | 12 | 12 | - |
| Попередньо очищені від нафти і нафтопродуктів стічні води | 2,5 | - | - |

18.2.10

Вентиляцію в приміщеннях будівель і споруд СНН рекомендується приймати у відповідності до таблиці 43.

Вентиляцію в приміщеннях будівель і споруд СНН, що розміщуються суміжно або на території центральних пунктів збирання нафтових родовищ, нафтопереробних або нафтохімічних підприємств слід проектувати у відповідності до спеціальних норм для цих підприємств.

Таблиця 43

| Приміщення в будівлях і спорудах СНН | Вентиляція | |
|---|---|-----------------------|
| | витяжна | припливна |
| 1. Приміщення для насосів продуктових насосних при об'ємі кожного більше 500 м ³ . Приміщення для насосів продуктових насосних при об'ємі кожного більше 500 м ³ і менше з постійним перебуванням обслуговуючого персоналу; приміщення для насосів в будівлях каналізаційних, насосних станцій для перекачки неочищених виробничих стічних вод (з нафтою і нафтопродуктами) або уловлених нафтопродуктів з постійним перебуванням обслуговуючого персоналу; приміщення розливочних і розфасовочних | Місцеві відсмоктування від сальників насосів при перекачці етилованого бензину, природна з верхньої зони в об'ємі 1/3 і з штучним спонуканням з робочої зони в об'ємі 2/3 повітря, що видалається, (при надлишках тепла до 23 Вт включно на 1 м ³ об'єму приміщення); природна або штучна з верхньої зони в об'ємі 2/3 з штучним спонуканням з робочої зони в об'ємі 1/3 повітря, що видалається (при надлишках тепла більше 23 Вт на 1 м ³ об'єму приміщення); аварійна вентиляція (в приміщеннях категорій А і Б) | З штучним спонуканням |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.98

Закінчення таблиці 43

| Приміщення в будівлях і спорудах СНН | Вентиляція | |
|---|--|-----------|
| | витяжна | припливна |
| 2. Приміщення, вказані в п.1 об'ємом 500 м ³ і менше з короткочасним перебуванням обслуговуючого персоналу (до 2 год.), а також інші виробничі приміщення об'ємом 500 м ³ і менше категорій А, Б і В (приміщення вузлів засувок, регуляторів тиску, вузлів обліку і т.п.) з короткочасним | Природна з верхньої зони в об'ємі однократного повітрообміну з 1 год. (незалежно від виду рідини, що обертається в технологічному процесі) і з штучним спонуканням з робочої зони в об'ємі восьмикратного повітрообміну (для приміщень категорій А і Б і з врахуванням п.18.2.12 | Природна |

| | | |
|---|--|-----------------------|
| перебуванням обслуговуючого персоналу (до 2 год.) | даного розділу) і в об'ємі п'ятикратного повітрообміну за 1 год (для приміщень категорій В) по внутрішньому об'єму приміщення | |
| 3. Складські приміщення, що не опалюються для зберігання нафтопродуктів, склад проб | Природна в об'ємі однократного повітрообміну за 1 год. | Природна |
| 4. Приміщення лабораторій для аналізу нафти і нафтопродуктів | З штучним спонуканням через місцеві схили з врахуванням п.18.2.13 даного розділу | З штучним спонуканням |
| 5. Приміщення для електродвигунів розподільних пунктів, електроапаратури, щитів, сигналізації і автоматики і інші приміщення електроустановок (суміжні з приміщеннями з вибухопожежонебезпечними виробництвами) | У відповідності до ПУЕ | |
| 6. Приміщення вузлів зв'язку (всі приміщення включаючи акумуляторні) | У відповідності до відомих норм технологічного проектування привідних і поштових засобів зв'язку на виробничі і допоміжні будівлі, затверджені у встановленому порядку | |

18.2.11

Вентиляційне обладнання по використанню повинне відповідати категорії приміщень по вибухопожежній і пожежній небезпечності, що визначається у відповідності до п.1.4 даних норм, а електродвигуни – відповідним вимогам ПУЕ.

18.2.12

Включення систем аварійної вентиляції слід передбачати від газоаналізаторів, зблокованих з вентустановками, і спрацьовуючих при вмісті вихухонебезпечних парів в повітрі приміщень, що відповідає 20 % НКВП; газоаналізатори повинні мати світлову і звукову сигналізацію.

C99 ВБН В.22-58.1-94

В приміщеннях з постійним перебуванням обслуговуючого персоналу сигнали повинні передаватись по місцю установки датчика і виходу всередині приміщення. В приміщеннях з періодичним перебуванням персоналу – біля входу поза приміщенням. Крім того, сигнали повинні подаватись на пульт оператора.

В доповнення до автоматичного включення аварійної вентиляції слід також проектувати і ручне включення біля основного входу до приміщення.

Продуктивність аварійної вентиляції повинна дорівнювати восьмикратному повітрообміну за 1 годину по внутрішньому об'єму приміщення незалежно від висоти приміщення.

Для аварійної витяжної вентиляції слід, як правило, використовувати:

- а) основні системи витяжної загальнообмінної вентиляції, якщо витрата повітря забезпечує аварійний повітрообмін, з резервними вентиляторами;
- б) систему аварійної витяжної вентиляції в доповнення до основних систем, якщо витрата повітря основних систем не повністю забезпечує аварійний повітрообмін, з резервними вентиляторами.

Аварійна вентиляція організованим припливом не компенсується.

У виробничих приміщеннях і на зовнішніх площадках СНН слід керуватись відомчими вимогами до встановлення датчиків стаціонарних газосигналізаторів (ТУ нафтогаз).

18.2.13

Повітрообмін в приміщеннях лабораторій визначається по кількості повітря, що видаляється місцевими відсмоктувачами; при відсутності витяжних шаф і укриттів слід передбачати восьмикратний повітрообмін в 1 год. по внутрішньому об'єму приміщення. Об'єм повітря, що видаляється з приміщення лабораторії повинен перевищувати на 10% об'єм припливного повітря. Об'єм повітря, що видаляється через витяжні шафи, слід визначати по швидкості руху в розрахунковому прорізі шафи, що приймається рівним 0,2 м на метр довжини шафи, в залежності від ГДК шкідливих речовин, що використовуються в роботі:

При ГДК більше 50 мг/м³ - 0,5 м/с

Те ж, від 20 до 50 мг/м³ - 0,7 м/с

Те ж, від 5 до 20 мг/м³ - 1,0 м/с

Те ж, до 5 мг/м³ - 1,3 м/с

В неробочий час в лабораторних приміщеннях слід передбачати природну витяжну вентиляцію з неорганізованим припливом.

18.2.14

Для приміщень категорій А і Б, заглиблених більше, ніж на 0,5 м нижче рівня планувальної відмітки землі, повітрообмін, визначений у відповідності до п.18.2.9 даного розділу, слід збільшувати на восьмикратний об'єм заглибленої частини.

Для восьмикратного додаткового повітрообміну повинна передбачатись витяжна система з штучним спонуканням і видаленням повітря з нижньої зони заглибленої частини, або цей додатковий об'єм повинен бути забезпечений системою загально-обмінної витяжної вентиляції з штучним спонуканням.

Якщо при зупинці вентилятора не може бути зупинено технологічне обладнання і припинення виділення з приміщення шкідливих речовин, слід для цієї витяжної системи передбачати встановлення резервного вентиляційного агрегату.

При розміщенні заглиблених приміщень категорій В, Г, Д поза вибухонебезпечними зонами СНН спеціальні додаткові заходи по вентиляції не передбачаються.

18.2.15

Для приямків і каналів, які не вимагають щоденного обслуговування, і розташованих в приміщеннях категорій А і Б, слід передбачати витяжну вентиляцію з штучним спонуканням і двадцятикратним повітрообміном.

Систему вентиляції приямків і каналів слід виконувати стаціонарною або пересувною вентиляційною установкою (без резерву) при умові зберігання на СНН резервного вентиляційного агрегату.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.100

18.2.16

При проектуванні вентиляції каналізаційних і водопровідних будівель і споруд слід також дотримуватись вимог СНиП 2.04.03-85 і 2.04.02-84.

18.2.17

Технологічні колодязі (без наземної частини) перед обслуговуванням повинні бути провентильовані системою з штучним спонуканням (кратність повітрообміну не менше восьми) з наступною перевіркою газоаналізатором стану повітряного середовища.

18.3

Електротехнічні пристрої

18.3.1

Електротехнічні пристрої СНН слід проектувати у відповідності до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), затверджених Міненерго, інструкцією по влаштуванню блискавкозахисту будівель і споруд (РД 34.21.122-87), Правилами захисту від статичної електрики у виробництвах хімічної, нафтохімічної і нафтопереробної промисловості, тимчасовими правилами захисту від проявів статичної електрики на виробничих установках і спорудах нафтової і газової промисловості (РД 39.22.113-78)

18.3.2

Категорії електроприймачів СНН відносно забезпечення надійності електропостачання (по класифікації ПУЕ) слід приймати:

Для самостійних СНН по класифікації розділу 2:

а) перша категорія – електроприймачі продуктивних насосних СНН, призначених для виконання експортних операцій, а також стаціонарних установок пожежогасіння (протипожежних насосних, арматури подачі вогнегасячих речовин та ін.) і електроприймачі приймальних станцій пожежної і охоронної сигналізації незалежно від категорії СНН по місткості;

б) друга категорія – електроприймачі продуктивних насосних складів I і II категорій;

в) третя категорія – всі інші електроприймачі СНН, що не підпадають під визначення першої і другої категорії по надійності електропостачання.

Для товарно-сировинних парків нафтопереробних і нафтохімічних підприємств, резервуарних парків і наливних станцій магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів – по категорії надійності електропостачання, встановленими спеціальними нормами для цих підприємств.

18.3.3

Споживча потужність СНН, а також число годин використання максимуму навантажень визначається в кожному конкретному випадку в залежності від технології і призначення СНН.

Коефіцієнти попиту (K_{Γ}) і використання (K_B) основних споживачів орієнтовано рекомендується приймати:

$K_{\Gamma} = 0,8 - 0,9$ і $K_B = 0,75 - 0,85$ для технологічних насосів

$K_{\Gamma} = 0,75 - 0,85$ і $K_B = 0,65 - 0,75$ для вентиляторів

18.3.4

Для СНН, згаданих в абзацах "б" і "в" п.18.3.2 надійність роботи установок пожежогасіння рекомендується забезпечувати технологічним резервуванням (встановленням резервних пожежних насосів з автономним дизельним приводом). При цьому, для живлення засобів автоматики і сигналізації слід передбачати дизельну електростанцію відповідної потужності.

18.3.5

На СНН слід передбачати внутрішнє і зовнішнє (в тому числі охоронне) освітлення. Охоронне освітлення повинне передбачатись окремо від мережі зовнішнього освітлення.

Для освітлення резервуарних парків, як правило, слід застосовувати прожектори, встановлені на мачтах, розташованих безпосередньо за межами обвалування резервуарів.

На характерних для СНН об'єктах рекомендується приймати наступні рівні освітленості (стосовно ламп розжарювання):

С101ВБНВ.2.2-58.1-94

Продуктові насосні - 50 лк;

Складські будівлі для нафтопродуктів в тарі і каналізаційні насосні - 30 лк;

Зливно-наливні пристрої (на рівні горловини автомобільних і залізничних цистерн) - 10 лк;

Зовнішні технологічні установки - 2 лк;

Вентиляційні камери - 20 лк;

Загальне зовнішнє освітлення - 1 лк;

На СНН I і II категорій в приміщеннях продуктових насосних площею більше 250 м^2 , а також в приміщеннях для операторів і диспетчерів слід передбачати аварійне освітлення.

Місцеве освітлення установок з ЛЗР повинне здійснюватись вибухозахищеними переносними акумуляторними світильниками.

19.1

При розробці проектів будівництва нових або реконструкції існуючих СНН повинні передбачатись заходи по скороченню втрат нафти і нафтопродуктів:

- а) від випаровування;
- б) від змішування;
- в) від витоків;
- г) від розливу;
- д) від неповної зачистки цистерн при зливанні.

19.2

Для скорочення втрат нафти і нафтопродуктів потрібно:

- а) вибір типу резервуару виконувати у відповідності з вимогами ГОСТ 1510-84. Резервуари повинні підбиратись оптимальної одиничної місткості з плаваючою покрівлею або понтоном, оборотності, швидкості заповнення або спорожнення, фарбування зовнішніх поверхонь світловідбиваючими фарбами, внутрішнім покриттям теплоізоляцією (для високов'язких нафти або нафтопродуктів), безрезервуарного методу обліку нафтопродуктів; газовирівнювальних систем і систем по уловленню легких фракцій нафти і нафтопродуктів (УЛФ);
- б) максимально герметизувати зливно-наливні станції;
- в) передбачати мінімальну кількість фланцевих з'єднань на технологічних трубопроводах;
- г) передбачати використання насосів, що мають спеціальні торцеві ущільнення або іншого типу, які не дають витоків;
- д) передбачати захист технологічних трубопроводів і запірної арматури від тиску, перевищуючого допустимий при передачі нафтопродукту з магістральних трубопроводів;
- ж) передбачати захист від переливу стаціонарних залізничних і автомобільних цистерн;
- з) крім основних насосів передбачати зачисні самовсмоктуючі для зачистки залізничних цистерн при зливі;
- е) передбачати можливість повного спорожнювання трубопроводів, з ціллю скорочення до мінімуму втрат від змішування при послідовній перекачці по одному трубопроводу кількох сортів нафтопродуктів.

19.3

Газоурівнювальна система резервуарного парку повинна, як правило, об'єднувати резервуари з нафтопродуктами, близькими за своїми фізико-хімічними показниками.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.102

В пониженій частині трубопроводів газової обв'язки повинні бути змонтовані дренажні пристрої.

Уловлені нафтопродукти повинні використовуватись по своєму прямому призначенню, як компоненти палив.

19.4

На СНН I і II категорій, для резервуарних парків, діляниць групового або маршрутного наливу залізничних і автомобільних цистерн, діляниць водного наливу доцільно передбачити установки уловлювання легких фракцій (УЛФ) при зберіганні і наливі нафти нафтопродуктів з температурою спалаху 28°C і нижче.

Установки можуть передбачатись в цілому для СНН або для кожної з перелічених ділянок самостійно. Кількість установок, а також можливість їх використання на СНН III категорії, інших ділянок або рідин визначається на основі порівняння варіантів техніко-економічним розрахунком.

19.5

Всі системи боротьби з витокami і випаровуванням нафтопродуктів (нафт) повинні забезпечувати попередження забруднення атмосферного повітря, водойм і ґрунту.

Вибір систем виконується на основі техніко-економічних розрахунків, враховуючих місцеві умови.

Резервуари рекомендується обладнувати непотоплюваними понтонами, прийнятими до застосування в типових проектах резервуарів.

19.6

Для зачистки залізничних цистерн від залишків нафтопродуктів можуть застосовуватись ежектори, погружені і сомовсмоктуючі насоси.

19.7

Для скорочення втрат нафтопродуктів від змішування потрібно строго дотримуватись вимог даних норм, ГОСТ 1510-84, в частині послідовних перекачок по одному трубопроводу кількох сортів нафтопродуктів і забезпечення можливості спорожнювання трубопроводів.

Захист атмосфери, водних об'єктів і ґрунтів від забруднення

19.8

Загальні міри захисту навколишнього природного середовища на СНН відображені в п.п. 1.4, 5.6, 5.13, 6.9, 6.12, 6.16, 14.3, 17.1.1, 17.1.4, 17.1.6, 17.1.16, 17.1.17, 17.1.24, 17.1.25, 17.1.35, 17.1.41, 17.1.42, 17.1.51, 18.1.6, 18.1.7, 18.1.11, 18.1.17, 18.1.18, 18.1.31, 18.1.35, 18.1.37, 18.2.12, 18.3.1.

На всіх стадіях розробки проектів будівництва СНН повинна здійснюватись оцінка впливу запроектованих об'єктів на стан оточуючого (навколишнього) середовища (ОВОС).

ОВОС виконується у відповідності до "Положення про склад і зміст матеріалів оцінки впливу запроектованої господарської діяльності на стан оточуючого (навколишнього) середовища і природних ресурсів (ОВОС) на різних стадіях вирішення завдань будівництва нових, розширення, реконструкції, технічного переозброєння діючих промислових і інших об'єктів", введеного до дії Мінприроди України з 8.07.92 р.

19.9

Не допускається розміщення СНН в зоні водоохоронних смуг (зон) за винятком СНН, що входять до системи захисних або інших заходів при виконанні зливно-наливних операцій. Місткість СНН визначається розрахунком в залежності від технічних засобів, що

використовуються для цих цілей. Розміри водоохоронних смуг (зон) приймаються по ДБН 360-92.

Розміщення СНН на алювіальних терасах річок не допускається.

19.10

При розробці технологічної частини проекту потрібно передбачати заходи по збиранню нафти і нафтопродуктів при аваріях і ремонті як з технологічних споруд, так і з трубопроводів, а також збирання нафти і нафтопродуктів в усіх точках можливих втрат.

C.103 ВБН В.2.2-58.1-94

Скидання нафти і нафтопродуктів при аварії в каналізацію не допускається.

Трубопроводи повинні бути захищені від підвищення тиску понад допустимий.

З'єднання трубопроводів, як правило, повинні бути звареними, фланцеві з'єднання допускається встановлювати в місцях, де необхідні рознімання при експлуатації (приєднання фланцевої арматури, фланцевих заглушок і т.п.). Ущільнення фланцевих з'єднань повинно здійснюватись з використанням негорючих прокладок.

19.11

З метою запобігання розривів технологічних трубопроводів і зливно-наливних пристроїв (стендерів) на причалах слід виконувати гідравлічні розрахунки і при необхідності передбачати пристрої для захисту їх від гідравлічних ударів.

19.12

Все обладнання, що встановлюється на СНН, повинно задовольняти умови виконання технологічних операцій механізованим способом і виключати забруднення території СНН.

19.13

Основними вимогами до системи контролю і автоматизації по захисту навколишнього середовища слід вважати:

а) запобігання переливу нафти (нафтопродуктів) при поступанні їх до резервуарів шляхом автоматичного перекриття приймальних електропривідних засувок або зупинки продуктивних насосів;

б) захист технологічних трубопроводів об'єкта від розриву при підвищенні тиску на прийманні з боку подаючого магістрального трубопроводу;

в) контроль загазованості в приміщеннях машзалів насосних станцій нафти і нафтопродуктів за допомогою стаціонарних газоаналізаторів у відповідності до РД БТ 39-0147-171-003-88 (ТУ нафтогаз);

г) періодичний контроль викидів в атмосферу у відповідності до "Типові інструкції по організації системи контролю промислових викидів в атмосферу в галузях промисловості", Держкомгідромет, ДГО ім. А.І.Воєйкова;

д) контроль вмісту нафти (нафтопродуктів) в очищених стічних водах за допомогою стаціонарних аналізаторів (при наявності відповідних приладів) або періодичний контроль в лабораторних умовах.

19.14

При розробці генерального плану СНН вертикальне планування повинне забезпечувати систему водовідведення з урахуванням зонування території по п.п. 17.1.16 і 18.1.38. Збір вод

поверхневого стоку не допускається в замкнуті лощини, схильні до заболочення, в розмивні балки, якщо не передбачені заходи по укріпленню їх схилів, в рибні ставки і замкнуті рибогосподарські водойми без відповідного погодження.

19.15

Вимоги до планування території всередині обвалування (огороджуючої стіни) груп резервуарного парку визначається п.17.1.41 даних норм.

На територіях СНН з водонасиченими ґрунтами слід передбачати свердловини спостереження, не менше двох по потоку, для контролю за станом підземних вод з подальшою підкачкою на очисні споруди (при виявленні нафти або нафтопродуктів).

19.16

Резервуари, призначені для зберігання етилованих бензинів, повинні встановлюватись на суцільних бетонних основах, у відповідності до вимог СНиП 2.09.03-85 (незалежно від їх об'єму).

19.17

При розробці заходів захисту поверхневих і підземних вод від забруднення нафтою і нафтопродуктами слід виконувати вимоги ГОСТ 17.1.3.05-82 (СТ СЕВ 3076-81), 17.1.3.06-82 (СТ СЕВ 3079-81), ГОСТ 17.1.3.13-86 (СТ СЕВ 4468-84), санітарних правил і норм охорони поверхневих вод від забруднення (СанПин № 4630-88), Правил охорони поверхневих вод (типові положення).

19.18

З метою запобігання забруднення ґрунтових вод і прилеглих земель земляні очисні або захисні споруди повинні бути нафтофільтруючими (шламонакопичувачі, ставки-відстійники, амбари і т.і.).

В залежності від зовнішніх умов повинні передбачатись захисні заходи і контроль за якістю підземних вод в районі даних споруд.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.104

Необхідність обладнання протифільтраційних пристроїв і контролю за якістю підземних вод слід передбачати на основі гідрогеологічних досліджень.

19.19

Як захисні протифільтраційні пристрої можуть використовуватись протифільтраційні екрани або завіси.

Вибір екрана чи завіси, а також їх типів, матеріалів і конструкцій, рекомендаційний режим контролю ґрунтових вод визначається у відповідності до вимог і рекомендацій СНиП 2.01.28-85 і посібника до нього і вирішується техніко-економічним розрахунком на основі порівняння варіантів. При проектуванні екранів з полімерних плівок слід враховувати вимоги СН 551-82.

19.20

При необхідності проектування дренажу допускається об'єднувати ставки-відстійники поверхневих стічних вод і дренажних вод в загальну ємкість, що складається з двох секцій.

Об'єм забрудненої частини дренажних вод слід приймати в розмірі 5-10% розрахункового річного водопритоку.

19.21

Аварійні амбари, що проектуються у відповідності до вимог п.17.1.42 і розміщуються у смузі водних об'єктів, повинні проектуватись з урахуванням ліній найвищого рівня води повторюваністю 1 раз за 50 років.

19.22

В установках пінного пожежогасіння слід, як правило, використовувати біологічно м'які піноутворювачі у відповідності з таблицею 34 розділу 17.2 даних норм.

~~19.23~~

Відкриті ємкісні споруди повинні мати дротяні огорожі по залізо-бетонних стовбах.

~~19.24~~

Необхідний ступінь очищення побутових, виробничо-дошових і талих (поверхневий стік) вод, їх знешкодження і відведення слід передбачати у відповідності до вимог розділу 18.1 даних норм. Найкращим рішенням слід вважати використання вузлів зневоднення нафтошламу.

~~19.25~~

При розробці екологічного паспорта СНН слід враховувати вимоги ГОСТ 17.0.0.04-90. Розміри СЗЗ, визначені розрахунком, повинні узгоджуватись з Головним санітарно-епідеміологічним управлінням МОЗ України.

~~19.26~~

Вимоги охорони праці визначаються Законом по охороні праці.

20 ЧИСЕЛЬНІСТЬ ОСНОВНОГО І ДОПОМІЖНОГО ПЕРСОНАЛУ НА СНН

20.1

Приблизна чисельність основного і допоміжного обслуговуючого персоналу, що рекомендується даними нормативами, призначена для застосування на всіх СНН, незалежно від їх відомчого підпорядкування.

20.2

Визначення чисельності обслуговуючого персоналу СНН виконується з врахуванням наступних факторів:

- - заданого режиму роботи СНН;
- - норм обслуговування обладнання, що застосовується;
- - умов прийому і відпуску нафти і нафтопродуктів;
- - рівня автоматизації технологічних процесів.

20.3

Обслуговуючий персонал СНН поділяється на адміністративно-управлінський, виробничий, пожежно-сторожову охорону.

Чисельність адміністративно-управлінського персоналу визначається виходячи з категорії СНН і його вантажообігу, а також Закону про охорону праці.

Чисельність виробничого персоналу визначається у відповідності до прийнятої технології прийому, зберігання і видачі нафти і нафтопродуктів, спеціалізації цехів і ділянок, вибору основних технологічних споруд, складу і об'єму робіт, які виконуються. Вона визначається по

діючих "Нормативам численности рабочих баз по снабжению нефтепродуктами", розроблених ЦНОТ і УПнафтопродукт колишнього СРСР в 1987р. Чисельність виробничого персоналу по технологічному зв'язку,

C.105 ВБН В.2.2-58.1-94

автоматизованих системах управління, котельних установках, об'єктах електротехнічного господарства приймається на основі нормативних матеріалів відповідних міністерств і відомств.

20.4

Приблизна чисельність обслуговуючого персоналу СНН в залежності від їх категорії і вантажообігу (без врахування пожежної охорони і персоналу по обслуговуванню систем водопостачання і каналізації) дана в таблицях 44-47.

Найменування професій робочих дані у відповідності до Єдиного тарифно-кваліфікаційного довідника робіт і професій робочих.

20.5

Для визначення повної чисельності обслуговуючого персоналу СНН необхідно додатково до чисельності працівників, представленої в таблицях 44-47, передбачати працівників пожежної охорони.

Чисельний склад пожежної охорони визначається з врахуванням обслуговування пожежного обладнання з розрахунку:

- -
на стволи РС-50 – по одному ствольщику;
- -
на стволи РС-70 – по два ствольщики;
- -
на лафетні стволи – по чотири ствольщики;
- -
на переносні піногенератори – по одній особі на один піногенератор;
- -
на один підйомник, обладнаний двома піногенераторами – п'ять осіб.

Незалежно від витрати води на охолодження резервуару, сусіднього з тим, що горить, в роботі повинно бути не менше двох стволів.

Кількісний склад професійної пожежної охорони визначається з врахуванням добровільної пожежної охорони (ДПД) по кількісному її складу в найменшу зміну і повинен бути не менше:

-
-

на одну машину на зміну (добу):

| | |
|---------------------|-------|
| Командир відділення | - 1 |
| Шофер | - 2 |
| Бійці | - 2-3 |

всього 4 зміни

•
-

на дві або три пожежних машини на зміну (добу)

| | |
|---------------------|-------|
| Начальник варті | - 1 |
| Командир відділення | - 1 |
| Шофер | - 2 |
| Бійці | - 4-6 |

всього 4 зміни

Забезпечення СНН пожежною технікою приймається у відповідності до вимог розділу 17.2 даних норм, в залежності від категорії СНН по місткості, типорозмірів резервуарів, які встановлюються в парку, і прийнятих установок пожежогасіння.

Чисельність персоналу для проведення технічного обслуговування і поточного ремонту установок пожежогасіння і установок охоронно-пожежної сигналізації визначається у відповідності до установлених нормативів чисельності РТМ 25 488/82.

20.6

Додаткова чисельність персоналу по обслуговуванню систем водопостачання і каналізації визначається у кожному конкретному випадку в залежності від умов скидання і складу очисних споруд, що приймаються по вимогах п.18.1.17, а також системи і джерела водопостачання СНН, що приймається.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.106

Таблиця 44 – Приблизні штати персоналу СНН по посадах (осіб)

А. Розподільні залізничні оперативні

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | | | | | | | |
|---------------------|------------------------------|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 25 | 40 | 60 | 100 | 140 | 200 | 280 | 500 |
| Адмінперсонал | | | | | | | | |
| 1. Директор | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2. Головний інженер | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

| | | | | | | | | |
|--|---|---|---|----|----|----|----|----|
| 3. Заст. Директора по товарно-транспортних операціях | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 4. Інспектор по кадрах і спецроботах | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 5. Головний бухгалтер | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| 6. Старший бухгалтер | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 7. Бухгалтер | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 |
| 8. Технік по обліку фондів | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 9. Диспетчер по централізованій відправці | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 10. Інженер по експлуатації | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| 11. Економіст | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 12. Касир-обліковець | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 13. Секретар-друкарка | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 14. Зав. господарством – комірник | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 15. Шофер | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Разом | 5 | 6 | 7 | 10 | 11 | 13 | 16 | 16 |
| Виробничий персонал | | | | | | | | |
| Товарно-транспортний цех (ділянки прийому, відпуску і зберігання нафти і нафтопродуктів) | | | | | | | | |
| 1. Начальник цеху | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2. Старший оператор товарний по прийому нафтопродукті 5 розряду | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3. Старший оператор товарний по відпуску нафтопродуктів 5 розряду | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 4. Оператор товарний 4 розряду | - | - | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 |
| 5. Оператор товарний 3 розряду | 1 | 1 | 2 | 3 | 3 | 4 | 5 | 8 |
| 6. Оператор товарний 2 розряду | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 5 |

C.107 ВБН В.2.2-58.1-94

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | | | | | | | |
|---|------------------------------|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 25 | 40 | 60 | 100 | 140 | 200 | 280 | 500 |
| 7. Робочий 2 розряду | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 8. Водій електронавантажувача | - | - | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Разом | 3 | 3 | 7 | 9 | 14 | 15 | 18 | 24 |
| Продуктові насосні | | | | | | | | |
| 1. Старший машиніст 5 розряду | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2. Машиніст 4 розряду | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3. Електрослюсар 5 розряду | - | - | - | - | - | - | - | 1 |
| 4. Електрослюсар 4 розряду | - | - | - | - | - | - | - | 1 |
| Разом | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 |
| Лабораторія | | | | | | | | |
| 1. Зав. лабораторією | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 2. Інженер-хімік | - | - | - | - | - | - | - | 1 |
| 3. Старший лаборант | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 4. Лаборант | 1 | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 2 |
| 5. Пробовідбірщик | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5. Моторист 4 розряду | - | - | - | - | - | - | - | 1 |
| Разом | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 4 | 7 |
| Механічна майстерня | | | | | | | | |
| 1. Майстер | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| 2. Електрослюсар 4 розряду | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3. Слюсар 3 розряду | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 4. Токар-фрезерувальник 4 розряду | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5. Електрогазозварювальник 4 розряду | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 |

Закінчення таблиці 44

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | | | | | | | |
|--------------|------------------------------|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 25 | 40 | 60 | 100 | 140 | 200 | 280 | 500 |
| 2. Двірник | - | - | - | - | - | - | - | 1 |
| Разом | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Охорона | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 9 | 9 | 9 |
| ВСЬОГО | 26 | 27 | 36 | 43 | 51 | 61 | 77 | 90 |

Примітки: 1. Виробничий персонал трубопроводних СНН приймати аналогічно залізничних за винятком операторів товарних 3-го розряду, чисельність яких на трубопроводах СНН з вантажообігом 280-500 тис.т рекомендується приймати 4 особи.

2. Додатковий штат пожежної охорони і комплексу очисних споруд СНН (при наявності) передбачається у відповідності до вимог п.20.5 і 20.6. Дана примітка поширюється на всі таблиці (44-47)

Таблиця 45 – Б. Водні розподільні

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | | | | | | | |
|----------------------------|------------------------------|----|----|----|----|----|-----|--|
| | 10 | 15 | 25 | 45 | 60 | 80 | 180 | |
| Адмінперсонал | | | | | | | | |
| 1. Директор | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 2. Головний інженер | - | - | - | - | - | 1 | 1 | |
| 3. Головний бухгалтер | - | - | - | - | - | - | 1 | |
| 4. Старший бухгалтер | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 5. Бухгалтер | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 6. Технік по обліку фондів | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 7. Інженер по експлуатації | - | - | - | - | - | - | 1 | |
| 8. Економіст | - | - | - | - | - | - | 1 | |
| 9. Касир-обліковець | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |

| | | | | | | | |
|-----------------------------|---|---|---|---|---|---|---|
| 10. Секретар-друкарка | - | - | - | - | - | - | 1 |
| 11. Зав. складом - комірник | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

ВБН В.2.2-58.1-94 С.110

Продовження таблиці 45

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | | | | | | |
|--|------------------------------|----|----|----|----|----|-----|
| | 10 | 15 | 25 | 45 | 60 | 80 | 180 |
| Шофер | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| Разом | 3 | 4 | 5 | 6 | 6 | 8 | 12 |
| Виробничий персонал | | | | | | | |
| Товарно-транспортний цех (ділянки, Прийому, відпуску і зберігання нафти і нафтопродуктів) | | | | | | | |
| 1. Начальник цеху | - | - | - | - | - | - | 1 |
| 2. Старший оператор 5 розряду | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| 3. Оператор товарний 4 розряду | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 2 |
| 4. Оператор товарний 3 розряду | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 5. Оператор товарний 2 розряду | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 6. Робочий 2 розряду | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| 7. Водій електронавантажувача | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Разом | 2 | 2 | 2 | 6 | 7 | 8 | 11 |
| Продуктові насосні | | | | | | | |
| 1. Машиніст 4 розряду | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| 2. Машиніст 3 розряду | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3. Електрослюсар 4 розряду | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| 4. Електрослюсар 3 розряду | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Разом | 1 | 1 | 1 | 2 | 4 | 4 | 4 |
| Лабораторія | | | | | | | |
| 1. Старший лаборант | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 |

| | | | | | | | |
|-------------------|---|---|---|---|---|---|---|
| 2. Лаборант | - | - | 1 | - | - | - | 1 |
| 3. Пробопідбірщик | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 |
| Разом | - | - | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 |

СТП ВБНВ.22-58.1-94

Закінчення таблиці 45

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------|----|----|----|----|----|-----|
| | 10 | 15 | 25 | 45 | 60 | 80 | 180 |
| Механічна майстерня | | | | | | | |
| 1. Майстер | - | - | - | - | - | - | 1 |
| 2. Слюсар 4 розряду | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3. Токар-фрезерувальник 4 розряду | - | - | - | - | - | - | 1 |
| 4. Електрогазозварювальник 4 розряду | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Разом | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 4 |
| Майстерня КВП і А | | | | | | | |
| 1. Електрослюсар 5 розряду | - | - | - | - | - | - | 1 |
| 2. Електрослюсар 4 розряду | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Разом | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Служба АСУ | | | | | | | |
| 1. Інженер-електронщик | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2. Інженер-програміст | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3. Електромеханік | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Разом | - | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Котельня (при наявності) | | | | | | | |
| 1. Оператор 3 розряду | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 2. Оператор 2 розряду | - | - | - | - | - | - | 3 |
| Разом | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 6 |

| Молодший обслуговуючий персонал | | | | | | | |
|---------------------------------|----|----|----|----|----|----|----|
| 1. Прибиральниця | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Охорона | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 9 |
| Разом | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 10 |
| ВСЬОГО | 15 | 20 | 23 | 30 | 35 | 37 | 55 |

ВБН В.2.2-58.1-94 С.112

Таблиця 46 – В. Водно-залізничні перевально-розподільні

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | |
|---|---------------------------------|-----|
| | 300 | 500 |
| Адмінперсонал | | |
| 1. Директор | 1 | 1 |
| 2. Головний інженер | 1 | 1 |
| 3. Заст.директора по товарно-транспортних операціях | 1 | 1 |
| 4. Інспектор по кадрах і спецроботах | 1 | 1 |
| 5. Головний бухгалтер | 1 | 1 |
| 6. Старший бухгалтер | 1 | 1 |
| 7. Бухгалтер | 2 | 2 |
| 8. Технік по обліку фондів | 1 | 1 |
| 9. Старший диспетчер по централізованих поставках | 2 | 2 |
| 10. Інженер по експлуатації | 1 | 1 |
| 11. Економіст | 1 | 1 |
| 12. Касир-обліковець | 1 | 1 |
| 13. Секретар-друкарка | 1 | 1 |
| 14. Зав.господарством - комірник | 1 | 1 |
| 15. Шофер | 1 | 1 |
| Разом | 17 | 17 |
| Виробничий персонал | | |
| Товарно-транспортний цех | | |

(ділянка прийому, відпуску і зберігання

нафти і нафтопродуктів)

| | | |
|---|---|---|
| 1. Начальник цеху | 1 | 1 |
| 2. Старший оператор товарний по прийому нафтопродуктів 5 розряду | 1 | 1 |
| 3. Старший оператор товарний по відпуску нафтопродуктів 5 розряду | 1 | 1 |
| 4. Оператор товарний 4 розряду | 3 | 4 |

СТЗ ВБНВ.22-58.1-94

Продовження таблиці 46

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | |
|--------------------------------|---------------------------------|-----|
| | 300 | 500 |
| 5. Оператор товарний 3 розряду | 5 | 8 |
| 6. Оператор товарний 2 розряду | 3 | 4 |
| 7. Робітник 2 розряду | 2 | 2 |
| 8. Водій електронавантажувача | 2 | 3 |
| Разом | 18 | 24 |
| Продуктові насосні | | |
| 1. Старший машиніст 5 розряду | - | 1 |
| 2. Машиніст 4 розряду | 4 | 4 |
| 3. Електрослюсар 5 розряду | - | 1 |
| 4. Електрослюсар 4 розряду | 1 | 1 |
| Разом | 5 | 7 |
| Лабораторія | | |
| 1. Зав.лабораторією | 1 | 1 |
| 2. Інженер-хімік | 1 | 1 |

| | | |
|-----------------------------------|---|---|
| 3. Старший лаборант | 1 | 1 |
| 4. Лаборант | 1 | 2 |
| 5. Пробовідбірщик | 1 | 2 |
| 6. Моторист 4 розряду | 1 | 1 |
| Разом | 6 | 8 |
| Механічна майстерня | | |
| 1. Майстер | 1 | 1 |
| 2. Слюсар 4 розряду | 3 | 3 |
| 3. Слюсар 3 розряду | 3 | 3 |
| 4. Токар-фрезерувальщик 4 розряду | 1 | 1 |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.114

Продовження таблиці 46

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | |
|--------------------------------------|---------------------------------|-----|
| | 300 | 500 |
| 5. Електрогазозварювальник 4 розряду | 2 | 2 |
| 6. Столяр 4 розряду | 1 | 1 |
| 7. Підсобний робітник | 1 | 1 |
| Разом | 12 | 12 |
| Майстерня КВП і А | | |
| 1. Майстер | 1 | 1 |
| 2. Електрослюсар 5 розряду | 1 | 2 |
| 3. Електрослюсар 4 розряду | 2 | 2 |
| 4. Електромонтер 5 розряду | 1 | 1 |
| 5. Акумуляторник 4 розряду | 1 | 1 |
| 6. Технік по КВП і А | 1 | 1 |
| Разом | 7 | 8 |

| Служба АСУ | | |
|---------------------------------|---|---|
| 1. Інженер-електронщик | 2 | 2 |
| 2. Інженер-програміст | 2 | 2 |
| 3. Електромеханік | 1 | 1 |
| Разом | 5 | 5 |
| Котельна (при наявності) | | |
| 1. Начальник котельної | 1 | 1 |
| 2. Оператор 3 розряду | 3 | 3 |
| 3. Оператор 2 розряду | 3 | 3 |
| Разом | 7 | 7 |
| Молодший обслуговуючий персонал | | |
| 1. Прибиральниця | 1 | 1 |

СТІС ВБН В.22-58.1-94

Закінчення таблиці 46

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | |
|--------------|---------------------------------|-----|
| | 300 | 500 |
| 2. Двірник | - | 1 |
| Разом | 1 | 2 |
| Охорона | 9 | 15 |
| ВСЬОГО | 87 | 105 |

Таблиця 47 – Г. Глибинні автомобільні розподільні

| Найменування | Річний вантажообіг, тис.тонн | | |
|--------------|------------------------------|-----|------|
| | 2,0 | 4,0 | 10,0 |

| | | | |
|--|---|---|----|
| Адмінперсонал | | | |
| 1. Директор | 1 | 1 | 1 |
| 2. Старший бухгалтер | - | - | 1 |
| 3. Технік по обліку фондів | - | - | - |
| Разом | 1 | 1 | 2 |
| Виробничий персонал | | | |
| 1. Старший товарний оператор 4 розряду | 1 | 1 | 1 |
| 2. Оператор товарний 3 розряду | 1 | 1 | 1 |
| Разом | 2 | 2 | 2 |
| Насосні станції | | | |
| 1. Машиніст-слюсар 4 розряду | 1 | 1 | 1 |
| Разом | 1 | 1 | 1 |
| Охорона | 5 | 5 | 5 |
| ВСЬОГО | 9 | 9 | 11 |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.116

Додаток 1

Обов'язковий

ТЕРМІНИ І ВИЗНАЧЕННЯ

1. СКЛАДИ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ (СНН) – це самостійні підприємства (або цехи в складі нафтових, промислових, сільсько-господарських, транспортних і енергетичних підприємств), призначені для приймання, зберігання і реалізації нафти (нафтопродуктів) з резервуарним парком і комплексом будівель, споруд і комунікацій, що забезпечують оперативну діяльність.

2. СУМІЖНО РОЗТАШОВАНІ СНН – два або кілька СНН, незалежно від їх оперативної діяльності, відомчої належності, наявності або відсутності технологічних зв'язків, розташовані на суміжних територіях, що прилягають одна до одної по межовій лінії, згідно документів на відведення землі.

3. РЕЗЕРВУАРНИЙ ПАРК – група (групи) резервуарів, що призначені для виконання технологічних операцій приймання, зберігання і відкачування нафти (нафтопродуктів), і розташовані на території, що обмежена по периметру:

-
- .

обвалуванням або огорожувальною стінкою у випадку наземних резервуарів (наземному зберіганні);

-

-

шляхами чи протипожежними проїздами – у випадку підземних резервуарів, або прирівняних до них наземних, обгорнутих ґрунтом (підземному зберіганню), а також резервуарів, що встановлені в котлованах або виїмках.

4. КОРИННИЙ ЗАПОРНИЙ ПРИСТРІЙ – запорний пристрій (засувка або інше), встановлений безпосередньо на патрубку прийому – роздачі резервуару для нафти (нафтопродуктів).

5. ВУЗОЛ ЗАСУВОК – група засувок, що забезпечує виконання заданих технологічних операцій і може розташовуватися в приміщеннях, колодязях, під накриттям або на відкритих майданчиках.

6. НАФТОУЛОВЛЮВАЧ – споруда, призначена для механічного очищення стічної води від домішок нафти та нафтопродуктів здатних до гравітаційного відокремлення, а також механічних домішок та змулених речовин, що можуть осідати. Нафтоуловлювачі можуть застосовуватися: горизонтальні, багатоярусні та радіальні. До нафтоуловлювачів також віднесені різноманітні напірні відстійники (порожнисті, поличні, з коалісцентричними засипками).

7. НОМІНАЛЬНИЙ ОБ'ЄМ РЕЗЕРВУАРУ - - умовна округлена величина об'єму, що приймається для ідентифікації норм різних конструкцій (залізобетонних або сталевих) та різних за конструкціями особливостями (сталевих вертикальних) резервуарів при розрахунках:

-

-

номенклатури об'ємів резервуарів (типорозмір);

-

-

місткості СНН;

-

-

компонування резервуарних парків, а також вибору і визначенню установок та засобів пожежогасіння та охолодження резервуарів. Номінальні об'єми резервуарів наводяться в рекомендаційному додатку 2.

8. ПІПРОДУКТОВА ВОДА – вода, що накопичилася на дні резервуару при зберіганні нафти (нафтопродуктів).

9. ПРОДУКТОВА НАСОСНА – група насосних агрегатів, що розташовані в приміщенні, під накриттям або на відкритому майданчику і призначені для перекачування нафти і нафтопродуктів.

10. ПРОМІЖНИЙ РЕЗЕРВУАР (зливно-наливних залізничних естакад)-резервуар, призначений для короткотермінового зберігання нафтопродуктів з метою забезпечення зливання нафти (нафтопродуктів) із залізничних цистерн.

11. РОЗЛИВОЧНА – споруда, обладнана приладами та пристроями, що забезпечують виконання операцій наливання нафтопродуктів у бочки (бочкотару).

12. РОЗФАСОВОЧНА – будівля або споруда обладнана приладами і пристроями, що забезпечують виконання операцій наливання нафтопродуктів у дрібну тару місткістю менше 40 л.

13. ЗЛИВНО-НАЛИВНИЙ ПРИСТРІЙ – технічний засіб, що забезпечує виконання операцій по зливанню і наливанню нафти і нафтопродуктів у залізничні або автомобільні цистерни і танкери.

14. ЕСТАКАДА ЗАЛІЗНИЧНА ЗЛИВНО-НАЛИВНА – споруда біля спеціальних залізничних колій, обладнана зливно-наливними пристроями, або іншими технічними засобами, що забезпечують виконання операцій зливання нафти і нафтопродуктів із залізничних цистерн або наливання в цистерни. Естакади можуть бути:

- - односторонніми, що забезпечують зливання (налив) на одній залізничній колії;

- - двосторонніми, що забезпечують зливання (наливання) на двох паралельних залізничних коліях, розташованих по обидві сторони естакади.

15. ПРИЧАЛ ЗЛИВНО-НАЛИВНИЙ – комплекс споруд (берегових або пірсових) на водоймах, призначених для безпечної стоянки, обробки та обслуговування суден і обладнаний зливно-наливними пристроями або іншими технічними засобами, що забезпечують виконання операцій зливання нафти і нафтопродуктів із суден або наливання.

16. БЕРЕГОВІ ПРИЧАЛИ – причали, розташовані на причальній набережній уздовж берегової смуги водоймища і призначені для стоянки, обробки та обслуговування суден з одного боку. Такі причали можуть бути з причальною набережною вертикального профілю – суцільною або у вигляді окремо-стоячих бичків і палів, з'єднаних з бровкою закріпленого берегового відкосу металевими містками.

17. ПІРСОВІ ПРИЧАЛИ (пірси) – причали у комплексі споруд, що виступають в акваторію водоймища і призначені для стоянки, обробки та обслуговування суден з двох і більш боків. На одному пірсі може бути розташовано декілька причалів.

18. КАЗЕМАТ – кільцевий коридор – прохід, шириною не менше 1 м з перекриттям навколо підземного вертикального сталевого резервуару, огорожений підпірною стінкою по висоті, що не доходить до верху стінки резервуару.

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.118

Додаток 2

Довідковий

Перелік і дані по температурі спалаху

основних нафтопродуктів

| Перелік нафтопродуктів | Температура спалаху, °С | Класифікація речовини по температурі спалаху | Примітка |
|---|-------------------------|--|--|
| 1. Бензини | мінус 27 – мінус 39 | ЛЗР | ГОСТ 2084-77 ГОСТ 1012-72 |
| 2. Дизпалива: | | | ГОСТ 305-82 |
| марки "Л" | 40 – 61 | ЛЗР | |
| марки "З" | не нижче 35 | ЛЗР | |
| марки "А" | 30 | ЛЗР | |
| 3. Паливо для швидкохідних дизелів: | | | ГОСТ 4749-73* |
| марки "ДЛ" | Не нижче 65 | ГР | |
| марки "ДЗ" | Не нижче 50 | ЛЗР | |
| марки "ДС" | Не нижче 90 | ГР | |
| 4. Паливо моторне для середньо оборотних і малооборотних дизелів: | | | ГОСТ 1667-68 |
| марки "ДТ" | Не нижче 65 | ГР | |
| марки "ДМ" | Не нижче 85 | ГР | Для судових малооборотних дизелів |
| 5. Масло сланцеве (паливне): | | | ГОСТ 4806-79 |
| марки "А" | Не нижче 65 | ГР | |
| марки "Б" | Не нижче 80 | ГР | Паливо для стаціонарних котельних і промислових котлів |
| 6. Паливо нафтове (мазут) для мартенівських печей: | | | ГОСТ 14298-79 |
| марки "МП" | Не нижче 110 | ГР | |
| марки "МП-1" | Не нижче 110 | ГР | |

Продовження додатку 2

| Перелік нафтопродуктів | Температура спалаху, °С | Класифікація речовини по температурі спалаху | Примітка |
|---|---|--|---|
| 7. Мазут флотський марки "Ф-5" флотський марки "Ф-12" топочний марки 40 топочний марки 100 | Не нижче 80 Не нижче 90 Не нижче 90 Не нижче 110 | ГР ГР ГР ГР | ГОСТ 10585-75 |
| 8. Палива для реактивних двигунів: марки "Т-1" марки "ТС-1" марки "Т-2" марки "РТ" марки "Т-5" марки "Т-8В" | Не нижче 30 Не нижче 28 Не нижче 28 Не нижче 62 Не нижче 45 | ЛЗР ЛЗР ЛЗР ЛЗР ЛЗР | ГОСТ 10227-86 ГОСТ 12308-89 |
| 9. Гас освітлювальний | Не нижче 40 | ЛЗР | ГОСТ 4753-68* |
| 10. Уайт-спірит | Не нижче 33 | ЛЗР | ГОСТ 3134-78 |
| 11. Паливо нафтове для газотурбінних установок марки "ТГВК" марки "ТГ" | Не нижче 65 Не нижче 61 | ГР ГР | ГОСТ 10433-75 |
| 12. Масла авіаційні і для турбореактивних двигунів: турбінні для гідротурбін судових газових турбін | 215- 270 180-195-220 135 135-150 | ГР ГР ГР ГР | ГОСТ 21643-76 ГОСТ 32-74 ГОСТ 9972-79 ГОСТ 10289-79 |

| | | | |
|---------------|---------|----|--------------|
| конденсаторні | 165-230 | ГР | ГОСТ 5575-85 |
| МТ | | | ГОСТ 6360-83 |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.120

Закінчення додатку 2

| Перелік нафтопродуктів | Температура спалаху, \varnothing С | Класифікація речовини по температурі спалаху | Примітка |
|--|--------------------------------------|--|------------------------------|
| МК-6, МК-8, МК-8П | 135-140 | ГР | ГОСТ 6457-65 |
| Трансформаторні | 135-150 | ГР | ГОСТ 982-80 ГОСТ 10121-76 |
| МС-6 | 145 | ГР | ГОСТ 11552-76 |
| МС-8 | | ГР | ТУ 38 101276-72 |
| МС-8П | | ГР | ТУ 38 101659-76 |
| веретенні АУ, АУп | 165 | ГР | ГОСТ 1642-75 |
| трансмісійні | 130-200 | ГР | ГОСТ 23652-79 ГОСТ 611-76 |
| автомобільні | 190-200 | ГР | ГОСТ 10541-78 |
| автотракторні | | ГР | ГОСТ 8581-78Е |
| індустрійні | | ГР | ГОСТ 20799-88 |
| компресорні | 216-220 | ГР | ГОСТ 1861-73 ГОСТ 9243-76 |
| судові, моторні для високошвидкісних механізмів | | ГР | ГОСТ 25770-83 ГОСТ 610-72 |
| осьові | 125-135 | ГР | ГОСТ 12334-84 |
| дизельні | 190-200 | ГР | |
| 13. Битуми | 110-180 | ГР | ГОСТ 11955-82 |
| 14. Відпрацьовані нафтопродукти | | | ГОСТ 21046-86 |
| марки "ММО" | Не нижче 100 | ГР | моторні |
| марки "МИО" | Не нижче 120 | ГР | відпрацьовані |
| марки "СНО" | По результатах аналізу | ГР | індустрійні масла |
| Примітки: 1. Більшість нафти має температуру спалаху нижче 61 \varnothing С, але зустрічається і | | | |

з температурою спалаху вище 61°C, тому віднесення нафти до ЛЗР або ГР виконується в кожному окремому випадку по результатах аналізу.

2. Враховуючи, що температура спалаху відпрацьованих нафтопродуктів практично може відрізнятись від ГОСТ, віднесення їх до ЛЗР або ГР повинно виконуватись по результатах аналізу в кожному окремому випадку

C.121 ВБН В.2.2.-58.1-94

Додаток 3

Обов'язковий

Перелік категорій приміщень і будівель технологічного комплексу по вибухопожежній і пожежній небезпечності

| Найменування виробництв (окремих будівель, приміщень і споруд) | Категорія виробництва по пожежо- і вибухо-небезпечності | Клас вибухо-пожежо-небезпечності по ПУЕ | Категорія і група вибухо-небезпечної суміші по ПУЕ і ГОСТ 12.1.011-73 (СТ СЕВ 2775-80) |
|---|---|---|--|
| 1. Резервуари нафти і нафтопродуктів: | | | |
| а) при зберіганні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху вище 28°C і нижче | | В-1г | IIA-T3 |
| б) при зберіганні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху вище 28°C до 61°C включно | | В-1г | IIA-T3 |
| в) при зберіганні нафтопродуктів з температурою спалаху вище 61°C | | П-III | IIA-T3 |
| 2. Продуктові насосні (машинні зали в будівлях) | | | |
| а) при перекачці нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху 28°C і нижче | А | В-1а | IIA-T3 |
| б) при перекачці нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху вище 28°C до 61°C включно | | | |
| в) при перекачці нафтопродуктів з температурою спалаху вище 61°C | Б | В-1а | IIA-T3 |

| | | | |
|--|-------------------|-------|--------|
| | В | П-1 | |
| 3. Установка насосів відкрита або під навісом при перекачці нафтопродуктів з температурою спалаху 28°C і нижче | | В-1г | IIA-T3 |
| | вище 28°C до 61°C | В-1г | IIA-T3 |
| | вище 61°C | П-III | |
| 4. Розливочні відкриті або під навісом при застосуванні нафтопродуктів з температурою спалаху 28°C і нижче | | В-1г | IIA-T3 |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.122

Продовження додатку 3

| Найменування виробництв (окремих будівель, приміщень і споруд) | Категорія виробництва по пожежо- і вибухо-небезпеки | Клас вибухо-пожежо-небезпеки по ПУЕ | Категорія і група вибухо-небезпечної суміші по ПУЕ і ГОСТ 12.1.011-73 (СТ СЕВ 2775-80) |
|---|---|-------------------------------------|--|
| Від 28°C до 61°C Вище 61°C | | В-1г П-III | IIA-T3 |
| 5. Розливочні в приміщеннях (закриті) при застосуванні нафтопродуктів з температурою спалаху 28°C і нижче | А | В-1 | IIA-T3 |
| | Б | В-1 | IIA-T3 |
| | В | П-1 | |
| 6. Технологічні закриті колодязі, камери керування, маніфольдні вузли засувки (в приміщеннях) при | А | В-1а | IIA-T3 |

| | | | |
|---|----------|-----------------------|------------------|
| нафтопродуктах з температурою спалаху 28°C і нижче вище 28°C до 61°C вкл. вище 61°C | Б В | В-1а П-1 | IIA-T3 |
| 7. Маніфольди, вузли засувок, відкриті або під навісом при застосуванні нафтопродуктів з температурою спалаху 28°C і нижче вище 28°C до 61°C вкл. вище 61°C | | В-1г В-1г П-III | IIA-T3 IIA-T3 |
| 8. Причали і естакади для зливу та наливу залізничних і автоцистерн а) при зливі (наливі) ЛЗР б) при зливі (наливі) ГР | | В-1г П-III | IIA-T3 |
| 9. Тарні склади (закриті) а) при зберіганні ГР б) при зберіганні ЛЗР | В А,Б | П-1 В-1а | IIA-T3 |

С123 ВБНВ.22-58.1-94

Продовження додатку 3

| Найменування виробництв (окремих будівель, приміщень і споруд) | Категорія виробництва по пожежо- і вибухо-небезпечності | Клас вибухо-пожежо-небезпечності по ПУЕ | Категорія і група вибухо-небезпечної суміші по ПУЕ і ГОСТ 12.1.011-73 (СТ СЕВ 2775-80) |
|--|---|---|--|
| 10. Мийка автомобілів (відкрита або закрита) | Д | норм | |
| 11. Матеріальні склади і бази: а) при відсутності спалимих матеріалів і неспалимих матеріалів в спалимій упаковці | Д В | норм П-IIa | |

| | | | |
|--|-----------|---------------|-------------|
| б) при наявності горючих матеріалів і горючої упаковки і горючої рідини | | | |
| 12. Відділення миття бочок (в приміщенні) - при митті бочок з-під масла, мазуту - при митті бочок з-під ЛЗР | В А, Б | П-1 В-1 | ІІА-ТЗ |
| 13. Відділення миття бочок відкрите або під навісом - з під масла і мазуту - з-під ЛЗР | | П-ІІІ В-1г | - ІІА-ТЗ |
| 14. Склад брудної бочкотари (відкриті тарні склади) при складуванні а) з залишками ЛЗР б) з залишками масел або мазуту | | В-1г П-ІІІ | ІІА-ТЗ - |
| 15. Склад чистої бочкотари: - металевої - дерев'яної | Д В | Норм П-ІІІ | - - |
| 16. Маслогенераційні установки | В | П-1 | - |
| 17. Відділення попередньої обробки відпрацьованих масел | В | П-1 | - |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.124

Продовження додатку 3

| Найменування виробництв (окремих будівель, приміщень і споруд) | Категорія виробництва по пожежо- і вибухо-небезпечності | Клас вибухо-пожежо-небезпечності по ПУЕ | Категорія і група вибухо-небезпечної суміші по ПУЕ і ГОСТ 12.1.011-73 (СТ СЕВ 2775-80) |
|--|---|---|--|
| 18. Склад зберігання бітуму, парафіну: а) закритий | В | П-1 П-ІІІ | - - |

| | | | |
|--|------|---------------------|--------|
| б) відкритий | | | |
| 19. Будівлі автозаправочних станцій | | | |
| а) оперативна | Д | Норм. | - |
| б) приміщення масляних колонок | В | П-1 | - |
| в) склад розфасовок масел | В | П-1 | - |
| 20. Заправочна бензоколонка | | В-1г | IIA-T3 |
| 21. Масляна колонка, резервуар для масел, маслоагрегат, переміщуючі пристрої | | П-III | |
| 22. Резервуари для прийому і зберігання ЛЗР, підземні | А, Б | В-1г | IIA-T3 |
| 23. Стоянка бензовозів при зливі ЛЗР і оглядові колодязі підземних резервуарів ЛЗР | А, Б | В-1г | IIA-T3 |
| 24. Лабораторія СНН | | | |
| а) приймальна (склад проб) | А, Б | В-1г | IIA-T3 |
| б) кімната аналізів | Г | <u>В-1б</u> норм | |
| в) мийна | А | | IIA-T3 |
| г) вагова | А | В-1б | IIA-T3 |
| д) титрувальна | А | В-1б | IIA-T3 |
| е) випробувальна машинних палив | В | В-1б П-1 | |

С125 ВЕН В.22-58.1-94

Закінчення додатку 3

| Найменування виробництв (окремих будівель, приміщень і споруд) | Категорія виробництва по пожежо- і вибухо-небезпечності | Клас вибухо-пожежо-небезпечності по ПУЕ | Категорія і група вибухо-небезпечної суміші по ПУЕ і ГОСТ 12.1.011-73 (СТ СЕВ 2775-80) |
|---|---|---|--|
| 25. Вогневі підігрівачі (трубчаті печі) | - | - | |

| | | | |
|---|---|------|--------|
| 26. Акумуляторні: - приміщення зарядних агрегатів в одному приміщенні з акумуляторною | A | B-1a | IIС-T1 |
| 27. Зарядні агрегати в ізолюваному приміщенні | | норм | |
| Примітка. "А, Б" – "А" відносяться до ЛЗР з температурою спалаху до 28°C, "Б" – до ЛЗР з температурою спалаху вище 28°C до 61°C. | | | |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.126

Додаток 4

Рекомендований

Об'єм аналізів,
що проводяться при прийманні, зберіганні і відвантаженні
нафти і нафтопродуктів

| Найменування нафторідини | Контрольний аналіз | Повний аналіз |
|--|---|---------------|
| 1. Авіаційні бензини і високооктанові компоненти | 1.1. Колір і прозорість 2.2. Густина 3.3. Фракційний склад 4.4. Вміст водорозчинних кислот і лугів 5.5. Вміст мехдомішок і води 6.6. Вміст фактичних смол 7.7. Період стабільності проти випадання осаду | В об'ємі ГОСТ |
| 2. Автомобільні бензини | Те ж, що і для авіабензину за винятком періоду стабільності проти випадання осаду | В об'ємі ГОСТ |

| | | |
|--|--|----------------------|
| <p>3. Палива для реактивних двигунів</p> | <p>1.1. Густина 2.2. Фракційний склад 3.3. Вміст водорозчинних кислот і лугів 4.4. Вміст мехдомішок і води 5.5. В'язкість 6.6. Вміст фактичних смол 7.7. Кислотність 8.8. Температура спалаху</p> | <p>В об'ємі ГОСТ</p> |
| <p>4. Паливо дизельне і моторне</p> | <p>1.1. Густина 2.2. Фракційний склад 3.3. В'язкість 4.4. Вміст водорозчинних кислот і лугів 5.5. Мехдомішки і вода 6.6. Температура спалаху 7.7. Кислотність</p> | <p>В об'ємі ГОСТ</p> |
| <p>5. Мазути</p> | <p>1.1. Густина 2.2. В'язкість 3.3. Вміст води 4.4. Температура спалаху 5.5. Вміст водорозчинних кислот і лугів 6.6. Вміст мехдомішок</p> | <p>В об'ємі ГОСТ</p> |

Закінчення додатку 4

| Найменування нафторідини | Контрольний аналіз | Повний аналіз |
|--|---|---------------|
| 6. Масла авіаційні, танкові, дизельні, автотракторні, індустриальні та ін. | 1.1. Густина 2.2. В'язкість 3.3. Температура спалаху 4.4. Вміст водорозчинних кислот і лугів 5.5. Вміст мехдомішок і води | В об'ємі ГОСТ |
| 7. Консистентні мастила | 1.1. Зовнішній вигляд і однорідність 2.2. Температура краплепадіння 3.3. Вміст води 4.4. Вміст мехдомішок 5.5. Пенетрація | В об'ємі ГОСТ |
| 8. Охолоджуючі низькозамерзаючі рідини | 1.1. Зовнішній вигляд 2.2. Густина 3.3. Розгонка 4.4. Вміст мехдомішок 5.5. Температура замерзання | В об'ємі ГОСТ |
| 9. Спирт етиловий | 1.1. Колір і запах 2.2. Міцність | В об'ємі ГОСТ |

Норми часу на проведення аналізів. В якості умовного аналізу прийнято аналіз тривалістю 8 годин (480 хв.).

Для співставлення різних аналізів з умовним прийняті умовні коефіцієнти, які визначаються як відношення норми часу на один аналіз до норми часу на умовний аналіз (див. Додаток 5).

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.128

Додаток 5

Довідковий

Приблизна витрата часу на виконання аналізів

| Найменування нафторідин | Показники (фізико-хімічні), що визначаються | Час на аналіз, хв (т) | Умовний к (т/480) |
|--|---|-----------------------|-------------------|
| Бензин, нафта, палива для реактивних двигунів, дизпалива | 1.1. | 10 | 0,02 |
| | Густина | 70 | 0,15 |
| | 2.2. | 180 | 0,38 |
| | Фракційний склад | 135 | 0,28 |
| | 3.3. | 35 | 0,07 |
| | Вміст ТЕС | 15 | 0,03 |
| | 4.4. | 15 | 0,03 |
| | Вміст фактичних смол | 15 | 0,03 |
| | 5.5. | | |
| | Кислотність | 10 | 0,02 |
| | 6.6. | 10 | 0,02 |
| | Проба на мідну пластину | | |
| 7.7. | | | |
| Вміст водорозчинних кислот і лугів | 5 | 0,01 | |
| 8.8. | | | |
| Вміст мехдомішок, води, прозорість і колір | 25 | 0,05 | |
| 9.9. | | | |
| Температура спалаху (в закритому тиглі) | 45 | 0,09 | |
| 10.10. | | | |
| В'язкість кінематична (при 20°C) | 140 | 0,29 | |
| 11.11. | | | |
| Зольність | 80 | 0,17 | |
| 12.12. | | | |
| | | 110 | 0,23 |
| | | 90 | 0,19 |

| | | | |
|----------------------|--|--|--|
| | Температура помутіння і початку кристалізації 133. Вміст сіри 144. Коксуємість | | |
| Масла, мазути | 1.1. В'язкість 22. В'язкість кінематична (при 50°C і 100°C) 33. Температура спалаху в закритому тиглі 35. 44. Те ж, у відкритому тиглі 55. Коксуємість 66. Кислотне число 77. Зольність 88. Вміст водорозчинних кислот і лугів 99. Вміст мехдомішок 100. Вміст води 111. Температура загусання | 15 200 105 35 90 40 160 15 120 40 65 | 0,03 0,42 0,22 0,07 0,19 0,08 0,33 0,03 0,25 0,08 0,14 |
| Консистентні мастила | 1.1. Пенетрація 22. Температура краплепадіння 33. Вміст води 44. Вміст мехдомішок 55. Вміст вільних лугів і органічних кислот 66. Зольність 77. Випробування на корозію | 70 55 40 200 55 160 60 | 0,15 0,11 0,08 0,42 0,11 0,33 0,13 |

Об'єм автоматизації технологічних процесів

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|---|------------------------|---------|-----------------------|-------------------|---|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 1. Резервуарна ємкість для нафти і нафтопродуктів | | | | | |
| 1.1 Місцевий контроль рівня | + | + | + | + | Для резервуарів містк. 10^3 м і більше при наявності рівнемірів |
| 1.2 Дистанційний контроль рівня | + | + | + | + | Для резервуарів 100^3 м і більше |
| 1.3 Дистанційний контроль ваги | + | - | - | - | |
| 1.4 Місцевий контроль температури | + | + | + | + | |
| 1.5 Дистанційний замір середньої температури | + | + | + | + | Не потрібен при виконанні п.1.3 даного додатку |
| 1.6 Дистанційний контроль температури в резервуарах з маслами та іншими продуктами, що підігріваються | + | - | - | - | |
| 1.7 Автоматичне регулювання температури нафтопродуктів в резервуарі з підігрівом | + | - | - | - | При наявності проми-слового виробництва регуляторів температури прямої дії зовнішньої установки |
| 1.8 Дистанційне | | | | | |

| | | | | | |
|--|---|---|---|---|------------------------------|
| керування оперативними засувками резервуарів і технологічних трубопроводів | + | + | + | - | При наявності електропривода |
| 1.9 Дистанційне керування на зливних (роздаткових) патрубках резервуарів | + | - | - | - | Те ж |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.130

Продовження додатку 6

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|---|------------------------|---------|-----------------|----------------|---|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 1.10 Місцеве керування на паливних (приймальних) патрубках резервуарів | + | + | + | + | Те ж |
| 1.11 Автоматичне закриття наливних (приймальних) засувок резервуарів при граничних рівнях наливу | + | + | + | + | Те ж |
| 1.12 Автоматичне відкриття байпасної засувки запобіжних клапанів на вузлі захисту від підвищеного тиску | + | + | + | + | Виконується при прийманні з магістрального нафтопродуктопроводу одночасно з заходом по п.1.11 |
| 1.13 Автоматизація стаціонарної системи пожежогасіння резервуарів | + | + | + | + | Для наземних сталевих резервуарів підключених до системи автоматичного пожежогасіння |
| 1.14 Сигналізація граничних (верхнього і | + | + | + | + | Для резервуарів |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| нижнього) робочих рівнів | | | | | місткістю 100 м ³ і більше |
| 1.15 Сигналізація верхнього аварійного рівня | + | + | + | + | Те ж |
| 1.16 Сигналізація перевищення тиску (вакууму) в газовому просторі резервуарів | + | + | - | - | При наявності промислового виробництва сигналізаторів |
| 1.17 Сигналізація максимального рівня підтоварної води | + | + | - | - | Те ж |

С.131 ВБН В.2.2.-58.1-94

Продовження додатку 6

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 1.18 Сигналізація вимикання температури від заданого інтервалу для резервуарів з підігрівом | + | - | - | - | Для резервуарів, обладнаних приладами контролю по п.1.6 |
| 1.19 Сигналізація пожежної безпеки | + | + | + | - | Для резервуарів, підключених до системи автоматично-го пожежогасіння |
| 1.20 Сигналізація положення дистанційно-керованих засувок () "відкрита-закрита-проміжне положення " | + | + | + | - | При наявності електропривода |
| 1.21 Місцевий напівавтоматичний відбір | + | + | + | + | Для резервуарів містк. 100 м ³ і більше |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|------------------------------------|
| | | | | | при наявності виробництва приладів |
| 2. Залізничні зливно-наливні пристрої | | | | | |
| 2.1 Припинення наливу при досягненні верхнього рівня в цистерні | + | + | + | + | |
| 2.2 Дистанційне (з залізничної естакади) керування наливними насосами і засувками | + | + | + | + | |
| 2.3 Місцеве керування електропровідною запірною арматурою | + | + | + | + | |
| 2.4 Місцевий контроль тиску в наливних колекторах | + | + | + | + | |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.132

Продовження додатку 6

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|----------|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 2.5 Встановлення сигналізаторів довибухових концентрацій на залізничній естакаді | + | + | + | + | |
| 3. Причали для нафтоналивних суден | | | | | |
| 3.1 Місцевий контроль тиску в зливних і | + | + | + | + | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|--|
| наливних колекторах | | | | | |
| 3.2 Аварійне дистанційне закриття всіх засувок причалу за допомогою групових кнопочних постів на причалі і зупинка наливних насосів | + | + | + | + | При наявності електропровідних засувок |
| 3.3 Керування роботою наливних насосів з причалу (пуск, стоп) | + | + | + | + | |
| 3.4 Місцеве керування електропровідною запірною арматурою | + | + | + | + | |
| 3.5 Місцевий відбір проб з наливних трубопроводів на потоці | + | - | - | - | |
| 3.6 Дистанційне керування січними засувками на причалах | + | - | - | - | З операторної на причалі |
| 3.7 Сигналізація положення дистанційно-керованих засувок "відкрита-закрита-проміжне положення" | + | - | - | - | Те ж |

C.133 ВБН В.2.2.-58.1-94

Продовження додатку 6

| | | | | | |
|-----------------------|------------------------|---------|--------------|----------------|----------|
| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до | Менше 90 до 18 | |

| | | | | | |
|--|---|---|----|---|--|
| | | | 90 | | |
| 3.8 Автоматичне закриття січних засувок на причалі і зупинка наливних насосів при аварії (не допустимий куи відхилення шлангуючого пристрою) | + | + | + | + | При автоматизованих стендерах |
| 3.9 Установка сигналізаторів довибухових концентрацій на причалі | + | + | + | + | |
| 3.10 Облік нафтопродуктів, що наливаються з товарною точністю | + | - | - | - | При наявності промислового виробництва вузлів обліку |
| 4. Насосні станції для перекачки нафти і нафтопродуктів | | | | | |
| 4.1 Місцевий контроль тиску на всмоктуванні і нагнітанні насосів | + | + | + | + | |
| 4.2 Дистанційний контроль тиску на нагнітанні насосів | + | + | - | - | |
| 4.3 Місцеве керування електропровідними насосними агрегатами | + | + | + | + | |
| 4.4 Дистанційне керування вакуумними і продуктовими насосними агрегатами | + | + | - | - | |
| 4.5 Дистанційне керування засувками на нагнітанні насосного агрегату | + | + | - | - | При наявності електропривода |
| 4.6 Програмне керування насосними агрегатами | + | - | - | - | |

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.134

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 4.7 Автоматичний захист насосних агрегатів | + | + | + | + | Об'єм захисту уточнюється для кожного типу насосів у відповідності до вимог заводів-виробників |
| 4.8 Автоматичне керування системою змащування, охолодження та ін. насосних агрегатів | + | + | - | - | |
| 4.9 Автоматичне керування механізмами систем припливно-витяжної (аварійної) вентиляції по наявності вибухонебезпечної концентрації парів в приміщенні насосної | + | + | + | + | |
| 4.10 Автоматичне вимикання всіх працюючих механізмів (крім витяжних вентиляторів) при затопленні приміщення насосної | + | + | + | + | |
| 4.11 Автоматичне вимикання всіх працюючих механізмів при пожежі в приміщенні насосної | + | + | + | + | |
| 4.12 Централізоване вимикання всіх насосних агрегатів і вентиляторів за допомогою аварійного кнопчного поста | + | + | + | + | Пост поза будівлею насосної |
| 4.13 Аварійне вимикання насосних агрегатів при переповненні збірника витоків | + | + | - | - | |

Продовження додатку 6

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|--|------------------------|---------|-----------------------|-------------------|--|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 4.14 Автоматичне блокування роботи насосних агрегатів і систем венти-ляції місцевого відсмоктування | + | + | + | + | |
| 4.15 Автоматичне блокування припливних (підпірних) вентиляторів, заслінок на вхідних повітропроводах і клапанів на трубопроводах подавання теплоносія до калориферів | + | + | - | - | |
| 4.16 Захист калориферів вентсистем від заморожування | + | + | - | - | |
| 4.17 Автоматичне введення резервних механізмів | + | + | - | - | |
| 4.18 Автоматична подача розчину піноутворювача в приміщенні насосних при пожежі | + | + | + | - | Для СНН, обладнаних системою стаціонарного автоматичного пожежогасіння |
| 4.19 Світлозвукова сигналізація в приміщенні насосної при пожежі і підвищеній загазованості | + | + | + | + | Світлова сигналізація виконується як всередині приміщення, так і біля входу в приміщення |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|--|
| 4.20 Світлова сигналізація в операторній стану вакуумних і продуктивних насосних агрегатів “увімкнений-вимкнений” | + | + | - | - | |
|---|---|---|---|---|--|

ВБН В.2.2.-58.1-94 С.136

Продовження додатку 6

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|---|------------------------|---------|-----------------|----------------|----------|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 4.21 Світлова сигналізація в операторній положення засувки на всмоктуванні і нагнітанні продуктивних насосних агрегатів - “відкрита-закрита-проміжне положення” | + | + | - | - | |
| 4.22 Світлозвукова сигналізація в операторній аварії насосних агрегатів | + | + | - | - | |
| 4.23 Світлозвукова сигналізація в операторній автоматичного вводу резервних механізмів допоміжних систем | + | + | - | - | |
| 4.24 Світлозвукова сигналізація в операторній | + | + | - | - | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|--|
| роботи допоміжних систем | | | | | |
| 4.25 Світлозвукова сигналізація в операторній при затопленні приміщення насосної і переповненні резервуара-збірника витоків | + | + | - | - | |
| 4.26 Світлозвукова сигналізація в операторній зниження температури повітря в приміщенні насосної | + | + | - | - | |
| 4.27 Аварійне вимикання працюючих насосів з наливної залізничної естакади або причалу | + | + | + | + | |

C.137 ВБН В.2.2.-58.1-94

Продовження додатку 6

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|----------|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 4.28 Контроль мотогодин роботи продуктивних насосів | + | + | - | - | |
| 5. Насосні масел | | | | | |
| 5.1 Місцевий контроль тиску на всмоктуванні і нагнітанні насосів | + | + | + | + | |
| 5.2 Місцеве керування електроприводами | + | + | + | + | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| насосними агрегатами | | | | | |
| 5.3 Дистанційне керування насосними агрегатами з місць наливу продукту | + | + | + | + | |
| 5.4 Автоматичний захист насосних агрегатів по граничному тиску на нагнітанні | + | + | + | + | |
| 5.5 Автоматичне вимикання всіх насосних агрегатів і вентиляторів при пожежі в приміщенні насосної | + | + | + | + | |
| 5.6 Централізоване вимикання всіх насосних агрегатів і вентиляторів за допомогою аварійного кнопчного поста | + | + | + | + | Пост за приміщенням насосної |
| 5.7 Автоматичне подання розчину піноутворювача в приміщенні насосної при пожежі | + | + | + | + | Для насосних станцій, підключених до систем автоматичного стаціонарного пожежогасіння об'єкта |

ВБН В.2.2-58.1-94 С.138

Закінчення додатку 6

| Найменування операції | Категорія по місткості | | | | Примітка |
|------------------------|------------------------|---------|-----------------|----------------|----------|
| | I | II | III | | |
| | Вантажообіг, тис.т/рік | | | | |
| | Більше 500 | 500-360 | Менше 360 до 90 | Менше 90 до 18 | |
| 5.8 Захист калориферів | + | + | - | - | |

| | | | | | |
|--|---|---|---|---|------|
| вентисистем від заморожування | | | | | |
| 5.9 Світлозвукова сигналізація в приміщенні насосної при пожежі | + | + | + | + | Те ж |
| 5.10 Світлозвукова сигналізація в приміщенні насосної при аварії насосних агрегатів | + | + | + | + | |
| 6. Станція напівавтоматичного наливу нафтопродуктів в автоцистерни | | | | | |
| 6.1 Місцеве вимірювання кількості відпущених нафтопродуктів в об'ємних одиницях | + | + | + | + | |
| 6.2 Дистанційне вимірювання кількості відпущених нафтопродуктів в одиницях маси | + | + | - | - | |
| 6.3 Дистанційне задання кількості нафтопродуктів, що відпускаються | + | + | - | - | |
| 6.4 Припинення наливу автоцистерн при досягненні заданого рівня | + | + | + | + | |
| <p>Примітки: 1. Рекомендаційні об'єми автоматизації повинні бути уточнені при конкретному проектуванні з урахуванням:</p> <p>а) виконання спеціальних вимог заводів-виробників технологічного обладнання;</p> <p>б) виконання вимог по інформаційному забезпеченні АСУ технологічними процесами;</p> <p>в) наявності промислового виробництва необхідних обладнання, приладів і засобів автоматики.</p> <p>2. Обладнання пожежної сигналізації слід виконувати у відповідності до розділу 17.3 даних норм.</p> | | | | | |

С.139 ВБН В.2.2-58.1-94

Вихідні дані для визначення ступеня впливу СНН

і розмірів санітарно-захисних зон (СЗЗ)

1. Величину викидів шкідливих речовин в атмосферу слід визначати по методиках, затверджених в 1986 році Держкомгідрометом СРСР, для підприємств по зберіганню нафтопродуктів за допомогою ЕОМ по програмі «Выброс». При визначенні викидів температуру нафти і нафтопродуктів при експлуатації рекомендується приймати по таблиці 1.

Таблиця 1

| Зона розташування СНН | Температура нафти і нафтопродуктів при експлуатації, °С | |
|--------------------------|--|-------------|
| | мінімальна | максимальна |
| Нижче 50 м п.ш. | 12 | 32 |
| 50 м п.ш. або північніше | 7 | 25 |

Для в'язких нафтопродуктів (мазут, масла) температуру при експлуатації слід приймати 70°C незалежно від розташування СНН.

2. Коефіцієнт обертальності для СНН рекомендується приймати для розрахунків 12-25. Для наливних станцій і резервних парків нафтопроводів і нафтопродуктопроводів в залежності від об'ємів зберігання, обумовлених спеціальними нормами технологічного проектування (ВНТП 2-86 і ВНТП 3-90).

3. Розрахунок концентрацій забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери і визначення СЗЗ необхідно виконувати на ЕОМ по програмі "Пленер", розробленій СП "Інтер-Екс" на основі ОНД-86, Держкомгідромет "Методики розрахунку концентрацій в атмосферному повітрі шкідливих речовин, що містяться і викидаються підприємств". При визначенні СЗЗ кліматичні характеристики в залежності від розташування СНН слід приймати відповідно:

- - середня максимальна температура найбільш жаркого місця 25,3°C і 24,2°C;
- - коефіцієнт А, що залежить від температурної стратифікації атмосфери – 200 і 180;
- - найбільша швидкість вітру, перевищення якої в році складає 5% - 8 м/с для всієї території України.

1. Номограма залежності СЗЗ від вантажообігу на підприємствах по забезпеченню нафтопродуктами при змішаному зберіганні ЛЗР і ГР приведена на мал.1.

СЗЗ визначені для середньозваженої висоти джерел викиду понад 10 і 15 м включно.

Для визначення залежності СЗЗ прийняті залізнично-розподільні СНН з комплексом очисних споруд, включаючи буферні резервуари-відстійники, які зустрічаються найчастіше. Розміри СЗЗ, приведені на номограмі в конкретних умовах будівництва повинні бути уточнені розрахунком розсіювання в атмосфері шкідливих викидів в залежності від характеру операцій на СНН.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.140

Мал. 1. Номограма визначення СЗЗ на підприємствах
по забезпеченню нафтопродуктами
при змішаному зберіганні ЛЗП і ГР

I - для зон будівництва нижче 50 м п.ш.

II - для зон будівництва 50 м п.ш. і далі на північ

С.141 ВБН В.2.2-58.1-94

Додаток 8

Рекомендований

Розрахунок скидання дощових вод з обвалованої території
резервуарного парку

1. З обвалованої території резервуарного парку скидання дощових вод повинне здійснюватись регульованою витратою і тому його слід визначати по середньодобовій витраті з врахуванням максимального річного шару опадів, площі обвалованої території, коефіцієнта стоку (що характеризує поверхню площі стоку), річної кількості днів з опадами.

2. Розрахункову витрату дощових вод Q , м³/доб, з обвалованої території резервуарного парку слід визначати по формулі:

(1)

Де F - площа обвалованої території (береться в осях обвалування резервуарного парку при земляному обвалуванні з врахуванням площі внутрішніх схилів обвалування), м²;

h - річний шар опадів, що приймається по додатку 3 СНиП 2.01.01-82, м;

m_r - середня кількість днів на рік з опадами, приймається по таблиці 3;

$\bar{\alpha}_{сер}$ - середній коефіцієнт стоку, який залежить від роду поверхонь і їх площі, визначається по формулі:

$$\bar{\alpha}_{сер} = 0,01 (\alpha_1 n_1 + \alpha_2 n_2), \quad (2)$$

де n_1 - процент площі резервуарів від загальної площі обвалованої території;

n_2 - процент площі обвалованої території (без резервуарів);

α_1, α_2 - коефіцієнт стоку, приймається в залежності від поверхні по таблиці 1.

Формулою (2) слід користуватись при водонепроникних поверхнях площею більше 20%.

Таблиця 1

| Рід поверхні | Коефіцієнт стоку α_1 і α_2 |
|--|--|
| 1. Водонепроникні покриття | 0,8 |
| 2. Щебеневі покриття, не оброблені в'язучими матеріалами | 0,4 |
| 3. Грунтові поверхні (зплановані) | 0,2 |
| 4. Газони | 0,1 |

3. При площі водопроникних поверхонь на СНН менше 20%, що споруджуються в районах з інтенсивністю дощу, $q = 60$ л/с з га, при розрахунках дощових вод середній коефіцієнт стоку ($\bar{\alpha}_{сер}$) слід приймати 0,25.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.142

Для інших районів слід вводити поправочний коефіцієнт "К" у відповідності до таблиці 2

Таблиця 2

| Інтенсивність дощу q л/с з га (по СНиП 2.04.03-85) | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | Понад 100 |
|--|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|-----------|
| К | 0,75 | 0,87 | 0,92 | 0,97 | 1,0 | 1,03 | 1,05 | 1,09 | 1,2 | 1,2 |
| Значення $\bar{\alpha}_{сер}$ з врахуванням коефіцієнта К (довідкове) | 0,19 | 0,22 | 0,23 | 0,24 | 0,25 | 0,26 | 0,265 | 0,27 | 0,28 | 0,3 |

4. Вимоги п.п. 1,2,3 слід застосовувати при розрахунку дощових вод з обвалованої відкритої площадки сховищ нафтопродуктів в тарі або порожньої тари.

При цьому у формулі 2, значення n_f приймається, як процент площі штабеля тари від загальної площі обвалованої території площадки.

Таблиця 3

| Область, пункт | Кількість опадів, мм (по СНиП 2.01.01-82) | | | m_f |
|-------------------------------------|--|-----------------------------|---------------------|-------|
| | За рік | Рідких і змішаних за рік | Добовий максимум | |
| Київська Київ | 685 | 589 | 103 | 97 |
| Вінницька Вінниця | 621 | 533 | - | 91 |
| Волинська Луцьк | 666 | - | 114 | 96 |
| Дніпропетровська Дніпропетровськ | 558 | 491 | 32 | 70 |
| Донецька Донецьк | 524 | - | - | 81 |
| Житомирська Житомир | 666 | 579 | 94 | 94 |
| Закарпатська Ужгород | 841 | 774 | 75 | 109 |
| Берегово | 722 | - | 65 | 95 |
| Запорізька Бердянськ | 501 | 456 | 74 | 64 |
| Запоріжжя | 516 | - | 104 | 70 |

| Область, пункт | Кількість опадів, мм (по СНиП 2.01.01-82) | | | m _r |
|---------------------------------------|--|-----------------------------|---------------------|----------------|
| | за рік | рідких і змішаних за рік | добовий максимум | |
| Івано-Франківська Івано-Франківськ | 685 | 608 | 93 | 92 |
| Кіровоградська Кіровоград | 561 | 516 | 106 | 75 |
| Львівська Львів | 793 | 702 | - | 110 |
| Луганська Луганськ | 487 | 493 | 80 | 70 |
| Миколаївська Миколаїв | 499 | 469 | 144 | 63 |
| Одеська Одеса | 456 | 420 | 88 | 59 |
| Полтавська Полтава | 585 | 526 | 178 | 81 |
| Рівненська Рівне | 56 | 683 | - | 96 |
| Сумська Суми | 53 | 607 | - | 90 |
| Тернопільська Тернопіль | 673 | - | 106 | 97 |
| Харківська Харків | 609 | - | 74 | 80 |
| Херсонська Херсон | 419 | 402 | 86 | 58 |
| Хмельницька Хмельницький | 654 | - | - | 91 |
| Черкаська | | | | |

| | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|----|
| Черкаси | 590 | 507 | 155 | 83 |
| Чернігівська | | | | |
| Чернігів | 639 | 530 | 58 | 95 |

ВБН В.2.2-58.1-94 С.144

Закінчення таблиці 3

| Область, пункт | Кількість опадів, мм (по СНиП 2.01.01-82) | | | m _r |
|-------------------------|--|-----------------------------|---------------------|----------------|
| | За рік | Рідких і змішаних за рік | Добовий максимум | |
| Чернівецька Чернівці | 712 | 591 | 8 | 90 |
| Республіка Крим | | | | |
| Євпаторія | 443 | 421 | 91 | 56 |
| Сімферополь | 576 | 530 | 122 | 76 |
| Феодосія | 439 | 412 | 75 | 59 |
| Ялта | 623 | 586 | 154 | 81 |

“m_r” – по пунктах, що не ввійшли до таблиці, можна приймати по таблиці 4 СНиП 2.04.03-85.

С.145 ВБН В.2.2-58.1-94

Додаток 9
Довідковий

Перелік нормативних документів,
що використовуються при проектуванні СНН

1. СНиП 2.01.02-85 - Противопожарные нормы
2. СНиП 2.01.28-85 и пособие к СНиП - Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию (приложение 2 норм и раздел 5 Пособия)
3. СНиП 2.03.11-85 - “Защита строительных конструкций от коррозии”

4. СНиП 2.03.13-88 - Полы
5. СНиП 2.04.01-85 - Внутренний водопровод и канализация
6. СНиП 2.04.02-84 - Водоснабжение. Наружные сети и сооружения
7. СНиП 2.04.03-85 - Канализация. Наружные сети и сооружения
8. СНиП 2.04.05-91 - "Отопление, вентиляция и кондиционирование"
9. СНиП 2.04.07-86 - "Тепловые сети"
10. СНиП 2.04.08-87 - "Газоснабжение"
11. СНиП 2.04.09-84 - "Пожарная автоматика зданий и сооружений"
12. СНиП 2.04.14-88 - "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов"
13. СНиП 2.05.02-85 - Автомобильные дороги
14. СНиП 2.05.06-85 - Магистральные трубопроводы
15. СНиП 2.05.07-85 - Промышленный транспорт
16. СНиП 2.05.13-90 - Нефтепродукты, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов
17. СНиП 2.06.01-86 - Гидротехнические сооружения (раздел 12)
18. СНиП 2.06.15-85 - Инженерная защита территорий от затопления и подтопления
19. ДБН 360-92 - Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень (Розділ 7, 10, додаток 3.1)
20. СНиП II-89-80 - Генеральные планы промышленных предприятий
21. СНиП 2.09.02-85 - Производственные здания
22. СНиП 2.09.03-85 - Сооружения промышленных предприятий
23. СНиП 2.09.04-87 - Административные и бытовые здания
24. СНиП 2.11.01-85 - Складские здания
25. СНиП II-35-76 - "Котельные установки"
26. ВНТП 2-86 - Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов
27. ВНТП 3-90 - Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов
28. ВНТП 3-85 - Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовка нефти, газа и воды нефтяных месторождений
29. ВНТП 81-85 - Нормы технологического проектирования предприятий по переработке нефти и производству продуктов органического синтеза
30. ВНТП 01-78 - Нормы технологического проектирования морских

портов, разделы 3.2 и 5

31. ВНТП - 76 - Нормы проектирования портов и пристаней на внутренних водных путях, с изм. и доп. от 2.11.1982 г. раздел 5 и Руководство по проектированию речных портов, 1982 г.

32. СН 527-80 - "Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа"

ВБН В.2.2-58.1-94 С.146

33. СН 174-75 - "Электроснабжение промышленных предприятий"

34. СН 551-82 - "Инструкция по проектированию и строительству противодиффузионных устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов"

35. СН 441-72 - "Указания по проектированию ограждений площадок и участков предприятий, зданий и сооружений"

36. ГОСТ 1510-84 (СТ СЭВ 1415-78) - "Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение"

37. ГОСТ 9.602-89 - "Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии"

38. ГОСТ 25812-83 (СТ СЭВ 5291-85) - "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии"

39. ГОСТ 9238-83 - "Габориты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 мм (1524мм)"

40. ГОСТ 17.1.3.06-82 (СТ СЭВ 4468-84) - "Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами"

41. ГОСТ 17.1.3.06-82 - "Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод"

42. ГОСТ 17.1.3.13-86 - "Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения"

43. ГОСТ 17.0.0.04-90 - "Охрана природы. Экологический паспорт промышленного предприятия. Основные положения"

44. РД 34.21.122-87 - "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений"

45. РД 39-22-113-78 - "Временные правила защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности"

46. РД БТ 39-0147171-003-88 - "Требования к установке датчиков стационарного газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности (ТУ нефтегаз)"

47. ВСН 12-87 - Минморфлот СССР – “Причальные комплексы для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Противопожарная защита”
48. ВУПП-88 - “Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности”
49. ВСН 01-89 - “Предприятия по обслуживанию автомобилей”
Минавтотранс РСФСР
50. “Правила устройства электроустановок (ПУЭ)”, Минэнерго СССР, 1986г.
51. “Правила охраны поверхностных вод” (Типовые положения), М, 1991г., введены с 01.03.91г.
52. “Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения, СанПиН 4630-88”.
53. “Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР”, 1983г. (приложения 5,6)
54. ОНТП 24-86 - “Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности”
55. “Ведомственные указания по проектированию водоснабжения канализации и очистки сточных вод предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности”, 1985г. Миннефтехимпрома СССР

C.147 ВБН В.2.2-58.1-94

56. ВСН 21-77 - “Ведомственные указания по проектированию отопления, вентиляции для предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности”, Миннефтехимпрома СССР
57. ГОСТ 12.4.026-76 - “Цвета сигнальные и знаки безопасности”
58. ГОСТ 12.1.004-91 - “Пожарная безопасность. Общие требования”
59. ГОСТ 12.1.044-89 - “Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения”
60. ГОСТ 12.1.011.78 (СТ СЭВ 2775-80) - ССБТ. “Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний”.
61. ВСН 332-88 - Инструкция по проектированию электроустановок предприятий и сооружений электросвязи, проводного вещания, радиовещания и телевидения.
62. ВНТП 112-79 - Ведомственные нормы технологического проектирования. Проводные средства связи. Часть 2. Станции городских и сельских телефонных сетей
63. ВСН 333-87 - Инструкция по проектированию. Проводные средства

связи и почтовая связь. Производственные и вспомогательные здания.

64. ВСН 116-87 - Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи.
65. НТП 45.320-76 - Нормы технологического проектирования. Линии воздушные связи и радиотрансляционных сетей.
66. Перелік методик, які використовуються при розрахунках викидів в атмосферу забруднюючих речовин:
- 66.1 ОНД-86, Госкомгидромет. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, Л., Гидрометеоздат, 1987.
- 66.2 Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Л., Гидрометеоздат, 1986г.
- 66.3 Типовая инструкция по организации системы контроля промышленных выбросов в атмосферу в отраслях промышленности, Л., 1986г.
- 66.4 РД 39-0147098-015-90. Инструкция по контролю за состоянием почвы на объектах предприятий Миннефтегазпрома, 1990г.
- 66.5 Рекомендации по делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и видового состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ. Новосибирск, 1987г.
- 66.6 Предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест. Киев, 1991 г.
64. ВБН В.2.2-58.2-94 - Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа.

| | | | | |
|--|--|--|--|--|
| | | | | |
|--|--|--|--|--|

Нормативні документи представлені у відповідності до "Переліку нормативних документів в галузі будівництва, діючих на території України", Мінбудархітектури України за станом на 1.07.1993 року і при їх перегляді підлягають аналізу і відповідній зміні даного додатку.

ВБН В.2.2-58.1-94 С.148

З М І С Т

ВСТУПНА ЧАСТИНА 1

1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ 1
2. КЛАСИФІКАЦІЯ РІДИН, ЩО ЗБЕРІГАЮТЬСЯ, І СНН 3

| | | |
|-----|--|----|
| 3. | РЕЖИМ РОБОТИ СНН НА ПРОТЯЗІ ДОБИ | 5 |
| 4. | НОРМИ ЗБЕРІГАННЯ ЗАПАСУ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ І ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМУ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ | 6 |
| 5. | ЗЛИВНО-НАЛИВНІ ПРИСТРОЇ ДЛЯ ЗАЛІЗНИЧНИХ ЦИСТЕРН, ЕСТАКАДИ ЗАЛІЗНИЧНІ ЗЛИВНО-НАЛИВНІ | |
| | Технологічні вимоги | 10 |
| | Основні вимоги до конструкції і улаштування зливно-наливних естакад | 13 |
| | Вимоги до розміщення зливно-наливних естакад (пристроїв) і території | 14 |
| 6. | ПРИЧАЛИ ЗЛИВНО-НАЛИВНІ | |
| | Технологічні вимоги | 15 |
| | Вимоги до розміщення і території | 16 |
| 7. | НАСОСНІ СТАНЦІЇ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ | |
| | Умови вибору і компоновки насосного обладнання | 17 |
| | Об'ємно-планувальні рішення | 19 |
| 8. | ВІДПУСК НАФТОПРОДУКТІВ | |
| | Умови вибору зливно-наливних пристроїв для автомобільних цистерн | 21 |
| | Вимоги до розміщення і території | 23 |
| 9. | ТЕХНОЛОГІЧНІ ТРУБОПРОВОДИ | |
| | Розміщення засувки, регуляторів та іншого технологічного обладнання | 26 |
| 10. | ЗБЕРІГАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ В ТАРІ | 26 |
| | Об'ємно-планувальні рішення | 28 |
| 11. | ПІДГРІВ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ | 29 |
| 12. | ПРИЙОМ І ВІДПУСК ВІДПРАЦЬОВАНИХ МАСЕЛ | 30 |
| 13. | ЛАБОРАТОРІЯ | 31 |
| 14. | МЕХАНІЗАЦІЯ І АВТОМАТИЗАЦІЯ ВИРОБНИЧИХ ПРОЦЕСІВ | 32 |
| | Автоматизація основних технологічних процесів | 33 |
| | Автоматизація очисних споруд СНН | 33 |

15.
ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ЗВ'ЯЗОК 34

16.
ЕЛЕКТРОХІМІЧНИЙ ЗАХИСТ ВІД КОРОЗІЇ

Основні положення електрохімічного захисту 35

Вимоги до електрохімічного захисту 36

Вимоги до методів контролю електрохімічного захисту 38

17.
ЗАГАЛЬНІ ПРОТИПОЖЕЖНІ ВИМОГИ

(Розглядається як норма перехідного періоду)

17.1
Генеральний план СНН першої групи

Розміщення будівель і споруд 39

Планування території, доріг 51

Резервуарні парки 55

Розміщення інженерних мереж 63

17.2
Пожежогасіння, організація пожежної охорони

Вибір засобів і установок пожежогасіння 66

Вибір установок охолодження резервуарних парків 69

Розрахункові витрати засобів пожежогасіння 71

Зовнішні мережі установок пожежогасіння і охолодження 74

Особливі вимоги до проектування стаціонарних установок автоматичного пінного пожежогасіння 75

Рекомендації по організації пожежної охорони і забезпеченню пожежною технікою 78

C.149 ВБН В.2.2-58.1-94

17.3
Пожежна і охоронна сигналізація 78

17.4
Особливості проектування видаткових складів нафтопродуктів другої групи 80

18.
ІНЖЕНЕРНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СКЛАДІВ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

18.1
Водопостачання і каналізація

Системи водопостачання і каналізації 85

Мережі каналізації нафтовмісних стічних вод 87

Розрахункові витрати виробничо-дощових стічних вод 88

Очистка виробничо-дощових стічних вод 88

Схема каналізації поверхневих стічних вод з території СНН 94

18.2

Теплопостачання, опалення і вентиляція 95

18.3

Електротехнічні пристрої 100

19.

ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА, ОХОРОНА ПРАЦІ

Заходи по зменшенню втрат нафти і нафтопродуктів 101

Захист атмосфери, водних об'єктів і ґрунтів від забруднення 102

20.

ЧИСЕЛЬНІСТЬ ОСНОВНОГО І ДОПОМІЖНОГО ПЕРСОНАЛУ НА СНН 104

Додаток 1 Обов'язковий

Терміни і поняття 116

Додаток 2 Довідковий

Перелік і дані по температурі спалаху основних нафтопродуктів 118

Додаток 3 Обов'язковий

Перелік категорій приміщень і будівель технологічного комплексу по вибухопожежній і пожежній небезпечності 121

Додаток 4 Рекомендований

Об'єм аналізів, що проводяться при прийманні, зберіганні і відвантаженні нафти і нафтопродуктів 126

Додаток 5 Довідковий

Приблизна витрата часу на виконання аналізів 128

Додаток 6 Рекомендований

Об'єм автоматизації технологічних процесів 129

Додаток 7 Довідковий

Вихідні дані для визначення ступеня впливу СНН і розмірів санітарно-захисних зон (СЗЗ) 139

Додаток 8 Рекомендований

Розрахунок скидання дощових вод з обвалованої території резервуарного парку 141

Додаток 9 Довідковий

Перелік нормативних документів, що використовуються при проектуванні СНН 145