

**Кафедра пожежної і техногенної безпеки об'єктів та технологій
Національного університету цивільного захисту України**

**ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ОБ'ЄКТІВ ПІДВИЩЕНОЇ
НЕБЕЗПЕКИ**

Курс лекцій

Харків 2024

ЗМІСТ

Вступ	5
ЛЕКЦІЯ 1 Пожежна безпека процесів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин	6
1.1. Способи буріння та експлуатації нафтогазових свердловин	6
1.2. Технологічне обладнання процесів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин	10
1.3. Пожежна безпека при бурінні та експлуатації нафтогазових свердловин	20
Питання для самоконтролю	24
Рекомендована література	24
ЛЕКЦІЯ 2 Пожежна безпека нафтопереробних підприємств	25
2.1. Технологічна схема нафтопереробного заводу	25
2.2. Способи очистки та переробки нафти	30
2.3. Технології та апарати переробки нафти: улаштування, принцип дії, особливості пожежної небезпеки та протипожежні заходи	33
Питання для самоконтролю	38
Рекомендована література	38
ЛЕКЦІЯ 3 Особливості пожежовибухонебезпеки коксохімічних підприємств	40
3.1. Коксохімічні підприємства. Технологічні апарати та установки	40
3.2. Особливості пожежної небезпеки. Заходи безпеки	47
Питання для самоконтролю	53
Рекомендована література	54
ЛЕКЦІЯ 4	55
4.1. Підприємства енергетичної промисловості та їх класифікація	55
4.2. Статистика пожеж та причин їх виникнення	57
4.3. Технологія виробництва електроенергії на ТЕС	58
4.4. Особливості пожежної небезпеки на ТЕС та заходи попередження	59
4.5. Виробництво електроенергії на АЕС. Технологічна схема	63
4.6. Класифікація ядерних реакторів та їх конструктивні елементи	66
4.7. Системи управління та захисту ядерних реакторів	68
4.8. Техногенна безпека АЕС	70
4.9. Сховища відпрацьованого ядерного палива і радіоактивних відходів. Безпека процесів зберігання радіоактивних відходів. Вимоги нормативних документів	72
Питання для самоконтролю	74
Рекомендована література	75
ЛЕКЦІЯ 5 Методика ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки	77
5.1. Ідентифікація. Мета та основні терміни	77
5.2. Етапи ідентифікації ОПН	78
5.3. Методика ідентифікації ОПН	78
Питання для самоконтролю	102
Рекомендована література	102
ЛЕКЦІЯ 6 Класифікація надзвичайних ситуацій за видами небезпеки. оцінка небезпеки підприємств від провадження господарської діяльності	103
6.1. Класифікація надзвичайних ситуацій за видами небезпек. Нормативні положення	103

6.2. Оцінка небезпеки підприємств від провадження господарської діяльності	109
Питання для самоконтролю	115
Рекомендована література	115
ЛЕКЦІЯ 7 Промислові аварії та катастрофи. поняття та визначення	116
7.1. Оцінка стану техногенної небезпеки в Україні	116
7.2. Надзвичайні ситуації техногенного та природного характеру. Поняття та визначення. Нормативно-правове забезпечення безпеки об'єктів господарської діяльності та цивільного захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру	119
Питання для самоконтролю	133
Рекомендована література	133
ЛЕКЦІЯ 8. Техногенна безпека виробництва хімічних волокон	135
8.1. Класифікація хімічних волокон	135
8.2. Технологічні схеми виробництва	136
8.3. Технічне обладнання та режим його експлуатації	138
8.4. Причини та умови утворення горючого середовища, виникнення джерел запалювання та поширення пожежі. Заходи пожежної безпеки	139
Питання для самоконтролю	144
Рекомендована література	144
ЛЕКЦІЯ 9 Пожежна та техногенна небезпека виробництва полімерних матеріалів	145
9.1. Пожежна та техногенна небезпека виробництва полімерних матеріалів.	145
9.2. Одержання пластмас та поліетилену. Основні апарати та технологічне обладнання, безпечні умови експлуатації. Пожежна небезпека виробництва	146
9.3. Причини виникнення аварійних ситуацій, вибухів і пожеж та протипожежні заходи щодо їх попередження	155
Питання для самоконтролю	161
Рекомендована література	162

ВСТУП

Програма вивчення навчальної дисципліни «Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки» складена відповідно до освітньо-професійної програми «Пожежна безпека» підготовки за першим (бакалаврським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 261 «Пожежна безпека».

Дисципліна вивчається з метою формування достатнього рівня знань та умінь з питань забезпечення пожежної безпеки об'єктів підвищеної небезпеки, а також одержання навичок аналізу, оцінювання діяльності суб'єктів господарювання у сфері забезпечення техногенної безпеки на відповідність встановленим вимогам законів та інших нормативно-правових актів у цій сфері.

Основними завданнями вивчення дисципліни «Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки» є ознайомлення з найбільш небезпечними сучасними технологіями та їх особливостями; отримання знань стосовно основних вимог нормативних документів, що регламентують пожежну безпеку об'єктів; оволодіння методикою дослідження пожежної небезпеки та ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки та методикою проведення перевірок об'єктів підвищеної небезпеки; оцінювати ступень ризику від впровадження господарської діяльності у сфері техногенної та пожежної безпеки підприємствами; ознайомитись з особливостями пожежної небезпеки та вимог до протипожежного захисту об'єктів нафтогазовидобувної, нафтогазопереробної, хімічної та енергетичної галузей.

ЛЕКЦІЯ 1

ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПРОЦЕСІВ БУРІННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

План

- 1.1. Способи буріння та експлуатації нафтогазових свердловин.
- 1.2. Технологічне обладнання процесів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин.
- 1.3. Пожежна безпека при бурінні та експлуатації нафтогазових свердловин.

1.1. Способи буріння та експлуатації нафтогазових свердловин

Жодна галузь промисловості та сільського господарства не може обійтися без застосування вуглеводневих палив - основних енергоносіїв, що одержують шляхом переробки нафти та газу.

З нафти і газу виробляються більше двох тисяч речовин, які застосовуються для виготовлення штучних волокон, синтетичних каучуків, технічних жирів, парфумерії, пластичних мас і ін.

Нафта - рідка пальна корисна копалина, по хімічному складу це суміш різних вуглеводнів з домішками інших органічних речовин. Горючі породи органічного походження називають каустобіолітами (від грецького «каусто» – горіти, «біос»-життя, «літос» – каміння).

Існує кілька теорій походження нафти. Дуже імовірно, що нафта утворилася з залишків морських організмів і рослин, що осідали протягом мільйонів років на морське дно. Неорганічні речовини служили каталізаторами гниття, що викликалося аеробними бактеріями (що живуть без доступу повітря). При тектонічних зрушеннях дані органічні прошарки (пласти) виявлялися в товщі Землі, де на них діяли тиск земної кори і температура внутрішніх прошарків Землі. Дані прошарки перетворювалися таким чином у суміші вуглеводнів: рідка нафта накопичувалася у виді нафтоносних прошарків над непроникними для неї гірськими породами. При цьому найчастіше нафтовий прошарок сполучений із прошарком газу, що виділяється при реакціях розкладання і залягає в опуклих (антиклініях) чи увігнутих (синклініях) прошарках.

Оцінка небезпеки нафтогазовидобувного комплексу України

Промисловий видобуток нафти почали більш ста років тому. По статистичним даним світовий видобуток нафти в 1857 році склав 320 м³. Ця нафта була в основному добута в Румунії. В даний час широко використовується глибоке буріння свердловин. Одна з найглибших свердловин була пробурена в 1989 році у морі в США (штат Міссісіпі) глибиною 7178 м, найглибша свердловина на суші складає 7871 м (штат Оклахома). Надглибокими свердловинами є свердловини до 6000 м. Вартість буріння глибоких свердловин - 814 дол. за 1 метр проходки.

Головним нафтосховищем у світі є Близький Схід. Наведемо деякі дані щодо видобутку нафти в країнах світу:

- Єгипет – 860 тис. бар. на добу
- Лівія – 1400 тис. бар. на добу.

Сирія – 550 тис. бар на добу.

ОАЕ – 2 млн 250 тис. бар. на добу.

Кувейт – 1 млн.840 тис. бар. на добу.

Україна – 40 тис. бар. на добу.

Росія – 500 тис. бар. на добу. (Західний та Східний Сибір)

Казахстан – 20 тис. бар. на добу.

Взагалі ж за останніми прогнозами світові запаси нафти – 486 млрд. Із них 120 вже добуто, 160 – знаходиться у відкритих родовищах та 205 млрд. ще необхідно знайти. Ціна за нафту постійно коливається.

В Україні експлуатуються свердловини Охтирського, Бориславського, Надворнянського, Прилуцького родовищ. В Україні відносно великі родовища нафти ПАТ «Укрнафта», нафтогазовидобувне управління «Охтирканафтогаз» ПАТ «Укрнафта» (Анастасівське родовище – 100-120 тон в добу.), нафтогазовидобувне управління «Полтаванафтогаз» ПАТ «Укрнафта», нафтогазовидобувне управління «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта». У березні 1998 р. у Валківському районі Харківської області здана в експлуатацію друга черга найбільшого в Україні Юлієвського нафто-газоконденсатного комплексу (на 3 млн. м³ газу).

Перелік нафтопереробних підприємств, які мають усі стадії технологічного процесу з виготовлення нафтопродуктів:

ПАТ «Нафтохімік Прикарпаття» (м. Надвірна);

ПАТ «НПК – Галичина» (м. Дрогобич);

ПАТ «Одеський НПЗ» (м. Одеса);

ПАТ «Укртатнафта» (м. Кременчук);

ТОВ «Лисичанський нафтопереробний завод»;

ПрАТ «Херсонський НПЗ»;

Шебелинське відділення з переробки газового конденсату і нафти Публічного акціонерного товариства «Укргазвидобування».

Пожежі на нафтогазовидобувних комплексах не одиничні й у більшості випадків носять складний та затяжний характер, вимагають величезних матеріальних витрат, позначаються на навколишнім середовищі. Стовп нафти та газу може підніматися на висоту до 60 метрів і вище. У вогні згоряють тисячі кубометрів найціннішої сировини.

Найбільша пожежа на нафтопромислах трапилася в Алжирі в 1961 р., яка тривала 6 місяців. Висота факелу полум'я складала 130 м. Пожежа була приборкана тільки завдяки вибуху.

Недалеко від американського Х'юстону, штат Техас, на тому, що належить компанії Shell нафтопереробному підприємстві (НПЗ) сталася пожежа. Про це повідомляв телеканал KPRC - TV 5 травня 2023 року. Займання почалося приблизно в 14:54 годин за місцевим часом. Усі робочі підприємства були евакуйовані, постраждали дві людини. Причина події невідома. За даними агентства BNO News, перед займанням на НПЗ чули потужний вибух.

У Білорусі 23 січня 2023 року горів один з найбільших нафтопереробних заводів. Пожежа спалахнула на Мозирському НПЗ вночі. Відомо про вихід газу і дизельної фракції з подальшим факельним горінням на секції - 200 комбінованої установки гідрокрекінгу важких нафтових залишків.

У американському штаті Луїзіана 11 серпня 2016 року на НПЗ Motiva сталася потужна пожежа. З вогнем вдалося впоратися тільки через добу, евакуйовані

близько 1400 співробітників підприємства. За свідченнями очевидців, місцеві жителі чули вибух.

Наступного дня, в п'ятницю 12 серпня 2016 року, в штаті Техас спалахнув вже інший НПЗ нафтохімічної компанії Sunoco, повідомляє AP, в результаті якої постраждало 7 чоловік. Четверо з них знаходяться в критичному стані з сильними опіками, повідомляє AP. Інцидент стався на заводі Sunoco в 10 милях від міста Бомонт. За попередньою версією, до займання на НПЗ в Техасі привели зварювальні роботи, вироблювані на нафтопроводі. Як інформує агентство, пожежа на НПЗ в Луїзіані спалахнула в четвер в 10:50 за місцевим часом. Підприємство знаходиться недалеко від річки Міссісіпі між містами Нью-Орлеан і Батон-руж.

За словами прес-секретаря Motiva Анжели Гудвін, займання сталося на ділянці переробки важкої нафти у блоці H - Oil. У районі провели моніторинг якості повітря і в результаті з'ясували, що ніякої шкоди довкіллю пожежа не заподіяла.

У січні 2017 року в Японії сталася пожежа на нафтопереробному заводі. Займання почалося близько 9 ранку за київським часом. Через пожежу рятувальникам довелося евакуювати майже 2,9 тисячі чоловік, що мешкають поблизу заводу. Серед вірогідних причин займання називають контейнери з мастильними матеріалами

Способи буріння свердловин:

Для розкриття нафтового чи газового пласта та видалення копалин на поверхню землі в земній корі бурять *свердловини*, що представляють собою циліндричні гірські виробки в земній корі з відносно малим діаметром у порівнянні з глибиною. Початок її на поверхні землі називається *устям*, дно свердловини – *вибоєм*. Свердловини в залежності від цільового призначення підрозділяються на наступні категорії: *опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідницькі та експлуатаційні*.

Процес буріння полягає в послідовному руйнуванні гірських порід спеціальним інструментом – долотом з наступним виносом розбурених часток на поверхню землі.

1) Ударне буріння - старий метод, яким користувалися до середини минулого століття, тому що буріння йшло повільно і полягало в довбаннях породи. Так, наприклад, у Баку свердловину глибиною в 600 м бурили 2,5 роки.

2) Обертальне буріння (обертально-роторне). Свердловину бурять за допомогою спеціального долота, що обертається разом з бурильними трубами і руйнує пластові породи. Недоліками обертально-роторного буріння є громіздкість системи : довжина нагвинчених труб- 3-6 км., важить кожна труба 250 тонн, отже, виникає вага обертання, труби при терті об стінки свердловини зношуються.

3) Турбінне буріння. У 1922 році академік Капелюшников сконструював турбобур, що представляє собою гідравлічну турбіну, що міститься на нижньому кільці колони бурильних труб (тобто двигун перенесений до вибою свердловини і встановлюється над долотом). Турбіна приводиться до руху глинистим розчином і свій обертальний рух передає долоту. Таким чином, бурильні труби не беруть участь в обертанні, а тільки необхідні для підведення глинистого розчину в турбоапаратуру. Число аварій із трубами зменшується і швидкість проходки свердловин набагато зростає . Наприклад, одним верстатом можна пробурити за 30 днів свердловину глибиною до 3500 м. і більш.

4) Електробуріння. Відрізняється від турбобуріння тим, що долото

приводиться в рух не гідравлічною турбіною, а електромотором, що також міститься на кінці бурильних труб у вибою. Струм до електромотора підводиться по проводах, що проходять усередині бурильних труб.

5) Планетарне буріння. У 1958 році в Азербайджанському інституті нафтового машинобудування розроблена установка, де замість одного долота використовують два маленьких, котрі приводяться в рух турбобуром або електробуром.

Розглянемо технологічний процес буріння свердловин на прикладі обертально-роторного буріння, при якому гірські породи руйнуються при безупинному обертанні долота.

Для цього спочатку розглянемо основне технологічне обладнання, яке експлуатується як в усті так і у вибої свердловини.

Свердловини класифікуються за призначенням:

- структурно-пошукові - для встановлення (уточнення) тектоніки, стратиграфії, оцінки продуктивності горизонтів без додаткового будівництва свердловин;

- розвідувальні - для виявлення продуктивних об'єктів та визначення нафтових і газоносних пластів, які вже розробляються;

- експлуатаційні, що призначені для видобутку нафти і газу із земних надр;

- нагнітальні, що призначені для закачування до пластів води, газу або пари з метою підтримання пластового тиску або обробки привибійної зони. Ці заходи спрямовані на збільшення періоду фонтанного способу видобутку нафти або підвищення ефективності видобутку;

- оцінювальні, що призначені для визначення нафтоводонасиченості та залишкової насиченості пласта (а також проведення інших досліджень);

- контрольні та спостережувальні, що призначені для спостереження за об'єктом розробки, дослідженням характеру просування пластових флюїдів та зміни газонафтонасиченості пласта;

- опірні свердловини бурять для вивчення геологічної будови великих регіонів, щоб встановити загальні закономірності залягання гірських порід та виявити можливості утворення в цих породах нафти і газу.

За глибиною та нахилом буріння свердловини бувають:

- вертикальні (вісь близька до вертикалі);

- нахилені (вісь нахилена від вертикалі);

- понадглибокі (>5000 м);

- глибокі (1000-5000 м);

- мілкі (<1000 м).

Способи експлуатації свердловин

Перед тим, як добувати нафту або газ, свердловину необхідно збудити, тобто забезпечити приплив нафти або газу до поверхні землі.

Способи збудження нафти:

- промивання водою, нафтою, буровим розчином;

- продувка повітрям чи газом за допомогою компресора;

- тартання (витяг нафти зі свердловини за допомогою желонки – довгого цебра з дном, що відкривається);

- свабірування (витяг нафти із свердловини за допомогою підвішеного на тросі поршня).

Способи видобутку нафти класифікуються:

- фонтанний;
- компресорний;
- глибинно-насосний.

В таблиці 1.1. наведені способи буріння свердловин та їх загальна характеристика.

Таблиця 1.1 — Способи буріння свердловин

Спосіб буріння	Визначення
Обертальне	Механічне буріння, за яким руйнуюче зусилля створюється безперервним обертанням породоруйнуючого інструменту з прикладанням вісьового навантаження.
Роторне	Обертальне буріння, під час якого бурове знаряддя обертається станком з обертальним пристроєм роторного типу.
Турбінне	Обертальне буріння, під час якого породоруйнуючий інструмент обертається турбобуром.
Електробуріння	Обертальне буріння, коли породоруйнуючий інструмент обертається електробуром.
Об'ємне	Обертальне буріння, коли породоруйнуючий інструмент обертається гвинтовим (об'ємним) двигуном.
Алмазне	Обертальне буріння, під час якого гірська порода руйнується породоруйнуючим інструментом, армованим алмазами.
Твердосплавне	Обертальне буріння, під час якого гірська порода руйнується породоруйнуючим інструментом, армованим твердими сплавами.
Дробове	Обертальне буріння, коли гірська порода руйнується дроблю.
Ударне	Механічне буріння, коли руйнуюче зусилля створюється впливом ударів породоруйнуючого інструменту.
Ударно-канатне	Ударне буріння, за яким обертально-поступальний рух, що створюється станком, передається породоруйнуючому інструменту канатом.
Ударно-штангове	Ударне буріння, коли обертально-поступальний рух, що створюється станком, передається породоруйнуючому інструменту бурильними трубами.
Ударно-обертальне	Механічне буріння, коли руйнуюче зусилля створюється в результаті сумісного впливу ударів та обертання породоруйнуючого інструменту.
Гідроударне	Ударно-обертальне буріння, коли удари передаються породоруйнуючому інструменту гідроударником.
Вібраційне	Механічне буріння, коли занурення бурового снаряду здійснюється віброударником.
Гідродинамічне	Буріння, під час якого гірська порода руйнується високонапірним струменем рідини.
Термічне	Буріння, під час якого гірська порода руйнується під тепловим впливом.
Електрофізичне	Буріння, під час якого гірська порода руйнується під впливом сил, що виникають в результаті електричного розряду.
Вибухоударне	Буріння, коли гірська порода руйнується під впливом сил, що виникають в результаті вибуху.
Хімічне	Буріння, коли гірська порода руйнується під впливом реагентів, що вступають з нею в хімічну реакцію.
З промивкою	Буріння, під час якого продукти руйнування гірських порід видаляються потоком промивної рідини.
З продувкою	Буріння, під час якого продукти руйнування гірських порід видаляються потоком газу.

1.2. Технологічне обладнання процесів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин

До найбільш старих методів відноситься ударне буріння, найбільш поширених – обертальне (обертально-роторне), турбінне та електробуріння.

Розглянемо коротко сутність цих способів.

Ударне буріння – старий метод, яким користувалися до середини минулого століття. Буріння цим методом йшло повільно і полягало в довбанні породи. Так, наприклад, у Баку свердловину глибиною в 600 м. бурили 2,5 роки.

Обертальне буріння (обертально-роторне). Свердловину бурять за допомогою спеціального інструменту – долота, що обертається разом з бурильними трубами і руйнує пластові породи. Недоліками обертально-роторного буріння є громіздкість системи: довжина нагвинчених труб досягає 3-6 км, а вага кожної труби – 250 тонн, отже, виникає вага обертання, труби в процесі тертя об стінки свердловини швидко зношуються, зростає кількість аварійних ситуацій.

Турбінне буріння. Турбобур – гідравлічна турбіна, яка розташована на нижньому кінці колони бурильних труб (двигун перенесений до вибою свердловини і встановлюється над долотом). Турбіна приводиться до руху глинистим розчином і свій обертальний рух передає долоту. Таким чином, бурильні труби не беруть участі в обертанні, а тільки необхідні для підведення глинистого розчину до турбоапаратури. Число аварій з трубами зменшується і швидкість проходки свердловин набагато зростає. Наприклад, одним верстатом можна пробурити за 30 днів свердловину глибиною до 3500 м і більше. Турбінний спосіб буріння є найбільш ефективним на глибинах не більше 4000-5500 м. На глибинах понад 5500 м ефективність цього способу знижується через значні гідравлічні втрати у стовбурі свердловини та труднощі контролю за роботою турбобуру на вибої. В залежності від фізико-механічних властивостей порід в різних інтервалах буріння використовують поперемінно обертально-роторний та турбінний способи. Такий спосіб буріння називається комбінованим.

Електробуріння. Цей спосіб відрізняється від турбобуріння тим, що долото приводиться в рух не гідравлічною турбіною, а електродвигуном, що також міститься на кінці бурильних труб у вибої. Струм до електродвигуна підводиться по проводах, що проходять усередині бурильних труб. Потужність трьохфазного електродвигуна залежить від діаметра електробура і складає 75-240 кВт. Для збільшення обертального моменту електробура використовують редукторні вставки, що монтуються поміж двигуном та шпинделем і знижують частоту обертання до 350, 220, 150, 70 об/хв. Частота обертання безредукторного електробура 455-685 об/хв. Довжина електробура – 12-16 м, зовнішній діаметр – 164-290 м. Під час буріння електробурильна зачистка вибою здійснюється буровим розчином, повітрям або газом.

Електробуріння використовують в районах з розвинутою промисловістю за наявності на промислі спеціального обладнання, контрольно-вимірювальної апаратури та ремонтно-профілактичної бази. Ефективність електробуріння знижується при високих температурах у вибої або за наявності в бурильному розчині нафти та нафтопродуктів.

Комплекс обладнання та споруд, що призначені для буріння свердловин, називається буровою установкою (Рисунок 1.1). До неї входять: бурова вишка; спускно-піднімальне обладнання (лебідка, кронблок тощо); силове обладнання для приводу лебідки, ротора і бурових насосів (двигуни електричні та дизельні); обладнання для обертання бурильної колони (ротор); обладнання циркуляційної системи (ємності, бурові насоси, маніфольд, вертлюг); обладнання для очистки бурового розчину від вибуреної породи (центрифуги, вібросита тощо); обладнання для приготування бурового розчину (гідролійки, гідромішалки, шламові насоси); обладнання проти викидів (превентори); наземні споруди (котельня, склад ПММ).

Розглянемо більш детально технологічний процес буріння свердловин та роботу основних елементів бурової установки.

Бурова вишка – головна споруда свердловини – висока (до 50 м і вище) та міцна конструкція для спускання і підйому бурильної колони та обсадних труб до свердловини, а також для розташування в ній талевої системи, бурильних труб і частини обладнання, необхідного для здійснення процесу буріння (Рисунок 1.2). Чим більша вишка, тим довшу “свічку” бурильних труб (“свічка”- це ланка з 2-3х чи 4-х труб довжиною 25-30 м. кожна) можна опускати в свердловину і піднімати з неї (для заміни долота, проведення ремонтних робіт тощо). Найбільш серйозною небезпекою під час роботи на бурових вишках є часткове або повне їх руйнування. Основна причина, що призводить до падіння або руйнування вишок, – недостатній нагляд за їх станом у процесі тривалої експлуатації.

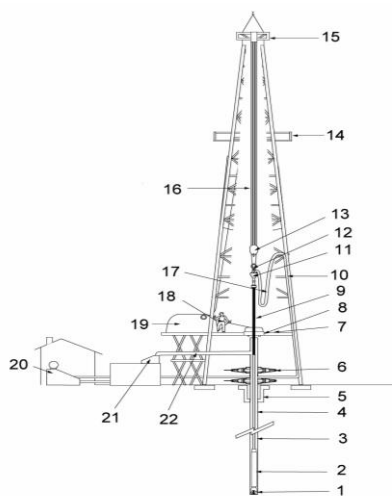


Рисунок 1.1 – Загальна схема бурової установки:

- 1- бурове долото; 2- важкі бурильні труби; 3- бурильні труби; 4 –кондуктор; 5- шахта устя; 6-пристрої проти викидів; 7-підлога бурової установки; 8-буровий ротор; 9- тягова труба; 10 – буровий стояк; 11- вертлюг; 12 – крюк; 13- талевий блок; 14- балкон верхового працівника; 15- кронблок; 16- талевий канат; 17- шланг тягової бурильної колони; 18- індикатор навантаження на долото; 19-бурова лебідка; 20-буровий насос; 21-вібраційне сито для бурового розчину; 22-викидна лінія бурового розчину



Рисунок 1.2 – Бурова вишка

Обладнання для виконання операцій спускання та піднімання, до якого входять: лебідка, що піднімає та опускає важкі вантажі за допомогою дротового канату, що намотаний на барабан; талева система, що має два блоки (кронблок – нерухомий, що знаходиться на верхній частині вишки, талевий блок, що переміщається уверх-вниз по вишці під час нагвинчування-розгвинчування труб і талевий канат, що представляє собою міцний дротовий трос, який використовується для підйому чи спускання бурового обладнання масою кілька десятків тонн).

Обладнання для роторного буріння складається з наступних елементів:

- ротора, що використовується для передачі обертального руху через підшипники ведучій та бурильним трубам, а також долоту;
- ведучої труби (верхня) бурильної колони, яка поєднує бурильний інструмент з комплексом наземного обладнання і передає рух бурильній колоні, а також подає бурильний розчин по бурильних трубах до долота. Ведуча труба має квадратний чи

багатогранний перетин;

- бурильної колони, яка передає обертальний рух долоту, а також служить каналом для подачі бурового розчину до свердловини. Бурильна колона складається з бурильних труб, важких бурильних труб (ВБТ, мають великий зовнішній діаметр, використовуються для забезпечення навантаження на долото під час буріння), елементів компоновки низу бурильної колони (Рисунок 1.3) та долота. До основних функцій бурильної колони відносяться:

- передача обертання від ротора до долота;
- сприймання від забійних двигунів реактивних моментів;
- подача до вибою промивного агента;
- підведення до долота та до заглибного гідравлічного двигуна гідравлічної потужності;
- вдавлювання долота в гірські породи на вибої під дією своєї сили ваги;
- забезпечення заміни долота та заглибного двигуна шляхом транспортування їх до вибою або на поверхню;
- можливість проведення аварійних та інших спеціальних робіт у стволі свердловини;

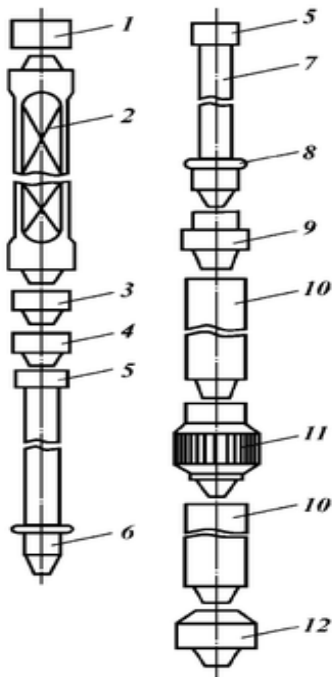


Рисунок 1.3 – Конструкція бурильної колони:

1- верхній перевідник тягової труби; 2- тягова труба; 3- нижній перевідник тягової труби; 4- запобіжний перевідник тягової труби; 5- муфта; 6- ніпель замка; 7-бурильні труби; 8- протектор; 9-перевідник на ВБТ; 10- ВБТ; 11- центратор; 12- наддолотний

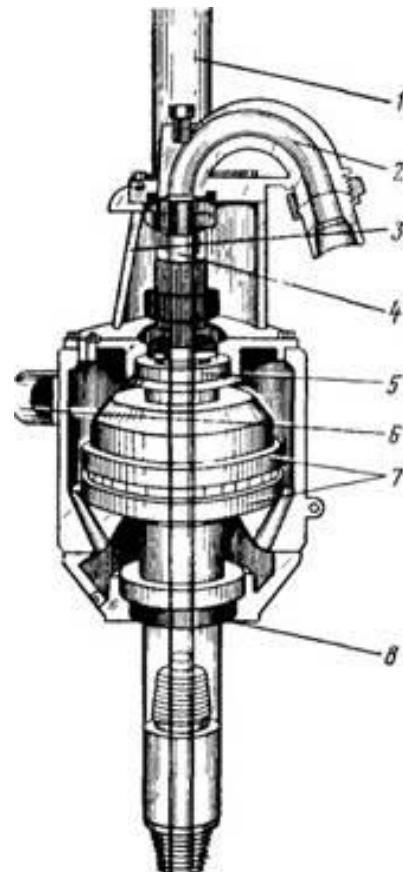


Рисунок 1.4 – Вертлюг:

1 – штроп; 2- відвід штропа; 3 – кришка; 4 – труба; 5 – верхній підшипник; 6 – амортизатор; 7- нижній підшипник; 8 – кільце

- **вертлюга** (Рисунок 1.4), що встановлений над ведучою трубою і виключає

передачу обертального руху від ведучої труби чи бурильної колони до талевого каната, а також забезпечує подачу промивного розчину під тиском усередину бурильної колони;

- **долота**, що обертається разом з колоною бурильних труб за допомогою бурильного верстата, встановленого над устям свердловини. Бурове долото є невід'ємною частиною бурильної колони, і його вірний вибір неможливо переоцінити. Бурове долото руйнує породу в результаті дії осьового навантаження та крутильного моменту. Зруйнована порода вимивається з вибою буровим розчином, дозволяючи долоту руйнувати знову утворену поверхню. В результаті цього процесу – руйнування породи та очистки вибою – утворюється ствол свердловини.

Шарошкове долото складається з шарошок конічної форми, які обертаються навколо особистої вісі та вісі долота (Рисунок 1.5).

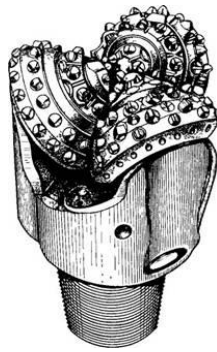


Рисунок 1.5 – Трьохшарошкове долото з вставками з карбіду вольфраму

- **бурові насоси та обладнання циркуляційної системи** виконують наступні функції:

- нагнітання бурового розчину до бурильної колони для забезпечення циркуляції у свердловині в процесі буріння та ефективною очистки вибою від вибуреної породи, промивки, ліквідації аварій, створення швидкості підйому розчину в позатрубному просторі, достатній для виносу породи на поверхню;

- підведення до долота гідравлічної потужності, що забезпечує високу швидкість витоку (до 180 м/с) розчину через його насадки для часткового руйнування породи та очистки вибою від вибурених частинок;

- підведення енергії до гідравлічного вибійного двигуна. В процесі буріння у більшості випадків буровий розчин циркулює по замкненому контуру. З резервуарів очищений та підготовлений розчин поступає в підпірні насоси, які подають його до бурових насосів, що в свою чергу перекачують розчин під високим тиском (до 30 Мпа) до устя свердловини. Потім буровий розчин проходить по бурильній колоні до долота. На цьому шляху тиск розчину знижується внаслідок затрат енергії на подолання гідравлічних опорів. Потім буровий розчин внаслідок різниці тисків усередині бурильних труб та на вибої свердловини з великою швидкістю виходить з насадок долота, очищаючи вибій та долото від вибуреної породи.

Бурові насоси (двоциліндрові чи трициліндрові) використовуються для забезпечення циркуляції великої кількості бурового розчину (19-44 л/с) по бурильних трубах через насадки на долоті і назад на поверхню);

- **обладнання проти викидів** – герметизуючий пристрій (превентор), що встановлюється на устя свердловини для запобігання викидів, перекриває та герметизує устя свердловини при наявності чи відсутності в ній бурильних труб. Іншими словами, превентори – клапани, які можна закрити в будь-який момент при виявленні газонафтопроявів (небажаних надходжень потоку пластової рідини до свердловини, які можуть перейти у фонтанування свердловини). Для герметизації устя свердловини використовують три види превенторів:

- плашечні – глухі або прохідні для повного перекриття отвору чи кільцевого простору, якщо в свердловині знаходиться колона труб. В плашечних превенторах використовується конструкція плашок, що забезпечує поєднання міцності з найбільш ефективною системою ущільнення;

- універсальні – для перекриття отвору в свердловині, якщо в ній знаходиться будь-яка частина бурильної колони: замок, труба, ведуча труба. виготовлені вони таким чином, щоб закритися на трубі будь-якого розміру та форми, яка спущена до свердловини. Закриваються, коли свердловині загрожує викид;

- обертальні – для ущільнення устя свердловини з трубою, що в ній обертається або з ведучою трубою. Слід відмітити, що ні плашечні, ні універсальні превентори не розраховані на обертання колони, якщо вони повністю закриті.

Більш надійними і ефективними є обертальні превентори, що дозволяють герметизувати устя свердловини в процесі її буріння при обертанні бурильної колони, а також при здійсненні спуско-підйомних операцій та при підвищенні тиску в свердловині;

- **силові приводи бурових установок** – сукупність двигунів та пристроїв і трансмісій, що регулюють їх роботу і перетворюють теплову чи електричну енергію в механічну та керують нею, передаючи її до виконавчого обладнання. Силовий двигун бурової установки може бути різних типів: дизельний, електричний, дизель-електричний, дизель-гідролічний.

Таким чином, сутність технологічного процесу буріння свердловин полягає в тому, що двигун, який встановлений на підлозі вишки, приводить в рух ротор, який, у свою чергу, через штангу передає обертання всій колоні бурильних труб з долотом. Необхідний тиск долота на розроблювальну породу забезпечується вагою бурильного інструмента, до якого, крім долота, входить колона бурильних труб з підвищеною товщиною стінок, що забезпечують задане навантаження на долото і попереджують скривлення свердловини при проходці.

Під час буріння у свердловині здійснюється безперервна циркуляція бурового (промивного) розчину, основними функціями якого є:

- охолодження долота та змащення його зубців;
- змащення та охолодження бурильної колони;
- контроль пластового тиску;
- винос шламу із свердловини;
- збереження стійкості стінок свердловини.

Для промивання свердловини використовують воду і різні розчини (глинисті, глинисто-вапняні, емульсійні, аераційні тощо). Процес буріння істотно залежить від наступних параметрів бурового розчину: густини, в'язкості, водовіддачі тощо. Недостатня густина розчину не забезпечує необхідного протитиску на продуктивний пласт, що може призвести до викиду та аварійного фонтанування свердловини. З іншого боку, збільшення густини розчину веде до збільшення його

в'язкості, що викликає зростання гідравлічних опорів у стовбурі свердловини, погіршує циркуляцію і знижує продуктивність турбобуру. Для збільшення густини розчину використовують добавки з мілко подрібнених важких мінералів: бариту, гематиту, крейди, магнетиту тощо. Також для продувки свердловин широко використовується природний газ або повітря.

Для запобігання обвалів стінок свердловин та захисту їх від водяних пластів стовбур свердловини закріплюється обсадними колонами, а кільцевий зазор між ними і стінкою цементується.

Буріння свердловин на морі. Про те, що запаси нафти і газу є не тільки на суші, але і на морі, відомо досить давно. Вже майже півстоліття існують нафтопромисли в Каспійському морі. Сьогодні добувають нафту в Північному, Охотському, Балтійському морях (Росія). Що ж стосується України, то сьогодні досить активно досліджуються шельфи Чорного та Азовського морів. На північному сході та північно-західній частині Кримського півострова здійснюється нафтогазовидобування. Першопрохідниками в освоєнні ресурсів цих морів є ДАТ „Чорноморнафтогаз”. Видобувається в морі в основному газ – до 85%. Глибина свердловин досягає 60 м. Основні родовища газу – Штормове та Голіцинське.

До основних типів бурових установок на морі відносяться: платформа; бурове судно; напівзаглибна установка.

Платформа – острів штучного острова, що складається з двох майданчиків, кожний з яких має розміри четвертини футбольного поля. На одному з майданчиків розташоване бурове обладнання, інший представляє собою адміністративно-житлову зону.

Платформи можуть мати різну конструкцію в залежності від глибини та кліматичних умов. Найбільш поширеними є напівзаглибні платформи. Їх буксують до місця буріння, як великі баржі. На місці буріння встановлюють на спеціальні опори з товстих труб, що входять в товщу води та в дно з таким розрахунком, щоб хвилі їх не досягали. На таку платформу можна потрапити на вертольоті або на катері.

Таким чином, буріння нафтогазових свердловин є складним технологічним процесом, у якому задіяна велика кількість технологічного обладнання з наявністю горючих речовин і матеріалів.

Способи експлуатації нафтогазових свердловин

Перед тим, як добувати нафту або газ, свердловину необхідно «збудити», тобто забезпечити приплив нафти або газу до поверхні землі. До способів «збудження» свердловини відносяться:

- промивання свердловини водою, нафтою, буровим розчином;
- продувка свердловини повітрям чи газом за допомогою компресора;
- тартання (витяг нафти із свердловини за допомогою желонки – довгого цебра з дном, що відкривається);
- свабірування (витяг нафти із свердловини за допомогою підвішеного на тросі поршня) тощо.

Після того, як свердловина підготовлена, починають її експлуатацію. Нафта знаходиться під землею під таким тиском, що при прокладанні до неї шляху у вигляді свердловини вона проривається на поверхню. Як правило, фонтанують свердловини тільки на початку їх життєвого циклу, тобто зразу після буріння.

Через деякий час тиск в пласті знижується і фонтан спадає. Зрозуміло, що якби на цьому зупинялась експлуатація свердловини, то під землею залишалось би понад 80% нафти.

В процесі експлуатації свердловини до неї опускається колона насосно-компресорних труб. Якщо ж свердловина експлуатується фонтанним способом, тоді на поверхні встановлюють спеціальне обладнання – фонтанну арматуру.

У зв'язку з цим розрізняють три основних способи експлуатації нафтогазових свердловин:

- фонтанний;
- компресорний;
- глибинно-насосний.

Розглянемо більш детально технологічні особливості кожного з цих способів.

Фонтанний спосіб добутку нафти і газу полягає у використанні природного тиску нафтового пласта. Для цього використовують спеціальну фонтанну арматуру (Рисунок 1.6), яка складається з:

- трубної голівки, що забезпечує підвіску фонтанних труб, герметизацію і контроль простору між фонтанними трубами та експлуатаційною колоною;
- фонтанної ялинки, що направляє струмені фонтану в збірники нафти, а також регулює роботу фонтану.

Тиск фонтанної арматури повинен відповідати максимальному тиску на устя свердловини (від 4 до 25 МПа і більше).

Отримана продукція свердловини по фонтанних трубах надходить до фонтанної ялинки і далі транспортується через робочу викидну лінію на збірний пункт. Бічні відводи трійника і хрестовини трубної голівки служать для приєднання поміжтрубного та позатрубного простору до насосу або компресору під час підкачування до свердловини води, нафти або газу в період освоєння свердловини або глушіння фонтану.

Необхідно також відмітити, що фонтанна арматура необхідна для керування свердловиною. За допомогою неї можна регулювати добуток нафти – зменшити або зовсім зупинити.

Після того, як тиск в свердловині зменшиться, і свердловина починає давати зовсім мало нафти, як визначають спеціалісти, її переводять на інший спосіб експлуатації.

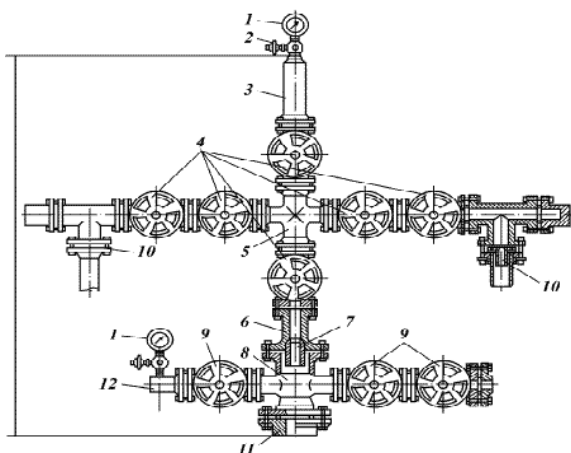


Рисунок 1.6 – Арматура фонтанна:

1- манометри; 2-трьохходовий кран; 3-буфер; 4,9 – засувки; 5-хрестовина ялинки; 6- перевідна котушка; 7- перевідна втулка; 8 – хрестовина трубної голівки; 10 – штуцери; 11 – фланець колони; 12- буфер

Фонтанний спосіб видобутку нафти та газу є основним.

Компресорний спосіб полягає у використанні енергії стиснутого повітря або газу, що отримують на компресорній станції. Спосіб видобутку використовують у випадку, якщо енергії пласта виявляється недостатньо для підйому нафти. При цьому

розрізняють ерліфтний (повітряний підйом) та газліфтний (газовий підйом) компресорний способи.

Газліфт (ерліфт) – система, що складається з експлуатаційної (обсадної) колони труб та спущених до неї насосно-компресорних труб (НКТ), в яких підйом рідини здійснюється за допомогою стисненого газу (повітря). Іноді цю систему називають газовий (повітряний) підйомник.

В позатрубний простір нагнітають газ високого тиску, в наслідок чого рівень рідини в ньому буде знижуватися, а в НКТ – підвищуватися. Коли рівень рідини знизиться до нижнього кінця НКТ, стиснений газ починає поступати до НКТ і перемішуватися з рідиною. В результаті густина такої газорідинної суміші стає нижчою за густину рідини, що поступає з пласта, а рівень в НКТ буде підвищуватися. Чим більше буде введено газу, тим меншою буде густина суміші і тим на більшу висоту вона підніметься. При безперервній подачі газу до свердловини рідина (суміш) піднімається до устя та виливається на поверхню, а з пласта постійно поступає до свердловини нова порція рідини. Повітря або газ подаються до свердловини спеціальною компресорною станцією під тиском 4-5 МПа.

Дебіт газліфтною свердловини залежить від кількості та тиску газу, що нагнітається, глибини заглиблення НКТ в рідину, їх діаметра, в'язкості рідини тощо.

Конструкції газліфтних підйомників визначаються в залежності від числа рядів насосно-компресорних труб, що опускаються в свердловину, та напрямку руху стисненого газу. За кількістю труб, що спускаються, підйомники бувають одно- та двохрядними, а за напрямком нагнітання газу – кільцевими та центральними.

Використання компресорного способу експлуатації свердловин визначається його перевагами:

- можливість відбору великих об'ємів рідини практично при всіх діаметрах експлуатаційних колон та швидкого відбору сильно обводнених свердловин;
- експлуатація свердловин з великим газовим фактором, тобто використання енергії пластового газу;
- малий вплив профілю ствола свердловини на ефективність роботи газліфта, що особливо важливо для нахилено-направлених свердловин, тобто в умовах морських родовищ;
- відсутність впливу високих тисків і температури продукції свердловин, а також наявності в ній механічних домішок (піску) на роботу свердловин;
- гнучкість та порівняно просте регулювання режиму роботи свердловин по дебіту;
- простота обслуговування та ремонту газліфтних свердловин і великий міжремонтний період їх роботи при використанні сучасного обладнання;
- можливість використання одночасної окремої експлуатації, ефективної боротьби з корозією, відкладеннями солей та парафіну, а також простота дослідження свердловин.

До недоліків компресорного способу слід віднести:

- великі початкові капітальні вкладення в будівництво компресорних станцій;
- порівняно низький коефіцієнт корисної дії (ККД) газліфтною системи;
- можливість утворення стійких емульсій в процесі підйому продукції

свердловин.

Таким чином, виходячи з вище сказаного, компресорний спосіб експлуатації свердловин, в першу чергу, вигідно використовувати на великих родовищах за наявності свердловин з великими дебітами та високими вибійними тисками після періоду фонтанування.

Глибинно-насосний спосіб експлуатації свердловин є найбільш поширеним. Його використовують у тих випадках, коли низький запас пластової енергії не забезпечує фонтанування свердловин, а використання компресорного способу пов'язано з великими питомими витратами повітря або газу.

Розрізняють два основних види глибинних насосів: штангові та безштангові. Штанговий насос є різновидністю поршневого насоса, що може працювати на великих глибинах. Приводом штангового насоса, що розташований на дні свердловини, є станок-качалка (Рисунок 1.8). Цей пристрій за принципом дії досить схожий на ручний насос велосипеда, що перетворює зворотно-поступальні рухи в потік повітря. Нафтовий насос перетворює зворотно-поступальні рухи від станка-качалки в потік рідини, яка по насосно-компресорних трубах поступає на поверхню.

Процеси, що відбуваються за даним способом експлуатації свердловини, можна описати наступним чином. На електродвигун станка-качалки подається електрика. Двигун обертає механізми станка-качалки так, що балансир станка починає рухатися, як качалка і підвіска вибійного штоку отримує зворотно-поступальні рухи. Енергія передається через штанги – довгі сталеві стрижні, які скручені між собою спеціальними муфтами. Від штанг енергія передається штанговому насосу, що захоплює нафту і подає її наверх.

Під час експлуатації свердловини штанговими насосами до нафти, що добувається, жорсткі вимоги, які мають місце за інших способів експлуатації, не висувуються. Штангові насоси можуть качати нафту, що має механічні домішки, високий газовий фактор тощо. До того ж даний спосіб експлуатації має високий ККД.

При заляганні нафти в свердловині на низькому рівні та при скривленні стовбура свердловини для вилучення нафти використовують безштангові насосні установки. Їх перевага перед штанговими установками – відсутність громіздкого механічного зв'язку між двигуном та насосом, бо двигун перенесений безпосередньо до насоса. Розрізняють наступні безштангові насосні установки: заглибні відцентрові електронасоси та заглибні гідропоршньові насоси. Відцентровий електронасос являє собою заглибний трьохфазний електричний двигун з короткозамкненим ротором, що сполучається за допомогою загального валу з багатоступінчастим відцентровим насосом. Між двигуном та насосом встановлюють протектор, запобіжний двигун від попадання води або нафти. Увесь агрегат поміщають в сталевий корпус та опускають до свердловини на колоні насосно-компресорних труб. Енергію до двигуна подають за допомогою броньованого кабелю, який закріплюють до насосної колони ззовні тонкими сталевими поясами.

Гідропоршньовий насос приводиться в дію енергією рідини, що нагнітається з поверхні до стовбура свердловини, і складається з гідравлічного двигуна та насоса, поршні яких жорстко пов'язані між собою. Для приводу на поверхні землі встановлюють високонапірний насос, який здійснює закачування

нафти до свердловини. Нафта, що закачується, приводить в дію агрегат, а після виходу з насоса змішується з нафтою, яка надходить з пласта та повертається на поверхню.

Свердловинний насос має 80-400 ступенів. Рідина надходить через сітку в нижній частині насоса. Заглибний електродвигун маслозаповнений, герметизований. Для запобігання попадання до нього пластової рідини встановлений вузол гідрозахисту. Електроенергія з поверхні подається по круглому кабелю, а навколо насоса – по плоскому. При частоті струму 50 Гц частота обертання валу двигуна синхронна і складає 3000 хв(-1).

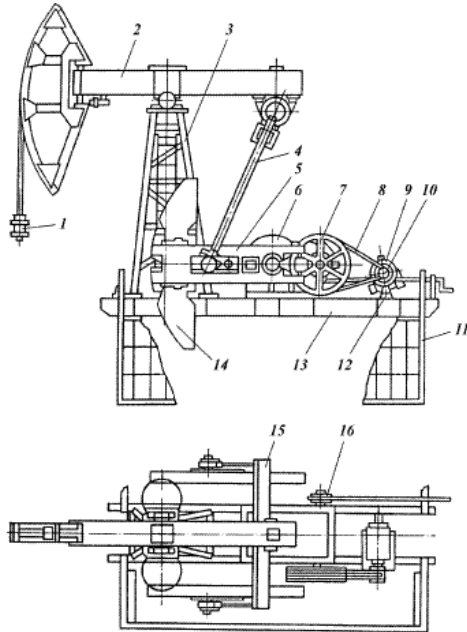


Рисунок 1.8 – Станок-качалка:

1- підвіска устьового штоку; 2- балансир з опорою; 3- стійка; 4-шатун; 5- кривошип; 6- редуктор; 7- тяжкий шків; 8-ремінь; 9- електродвигун; 10- тяговий шків; 11- огороження; 12- поворотна плита; 13- рама; 14- протипаги; 15- траверси; 16- гальма

Трансформатор (автотрансформатор) використовують для підвищення напруги струму від 380 (напруга промислової мережі) до 400-2000 В.

Станція управління має прилади, які вказують силу струму та напругу, що дозволяє відключати установку вручну або автоматично.

Колона насосно-компресорних труб (НКТ) обладнана зворотним та зливним клапанами. Зворотний клапан утримує рідину в насосно-компресорних трубах при установках насоса, що полегшує запуск установки, а зливний звільняє НКТ від рідини перед підйомом агрегату при встановленому зворотному клапані.

З усіх вище названих способів видобутку нафти найдешевшим є фонтанний. За допомогою цього способу добувається близько 60 % нафти, в той час як за допомогою глибинно-насосного – 20-30 %, а компресорного – 10-15 % нафти.

Таким чином, видобуток нафти і газу пов'язаний з використанням складних технологічних процесів, апаратура та обладнання яких працюють в умовах високого тиску, що, в свою чергу, створює умови для виникнення аварійних ситуацій.

1.3. Пожежна безпека при бурінні та експлуатації нафтогазових свердловин

Пожежна небезпека процесів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин обумовлюється насамперед наявністю великої кількості горючої рідини - нафти і газу, що виходять на поверхню землі, а також можливістю викиду і появи відкритого нафтового фонтана за рахунок високого пластового тиску.

Згідно результатів аналізу великих пожеж на промислах, майже всім пожежам передувало утворення горючого середовища на відкритому повітрі в результаті виходу нафти і газу назовні (фонтанування). В умовах відкритого фонтанування на поверхню землі викидається колосальна кількість нафти, що заливає велику

територію і створює надзвичайно небезпечну обстановку.

Умови утворення горючого середовища (ГС)

Пожежна небезпека процесів буріння свердловин характеризується наявністю великої кількості нафти і газу та їх пожежонебезпечними властивостями.

Нафта - ЛЗР, $T_{\text{сп}} = -35 - +35^{\circ}\text{C}$. Область спалахування парів нафти в суміші з повітрям від 1% ($Y_{\text{н}}$) до 10% ($Y_{\text{в}}$) (об. %). Особливо небезпечні нафти з великим вмістом сірки (0.6% і більш) (сірка, взаємодіючи з металами утворює пірофорні сполуки, здатні на повітрі самозайматися). Сірководень та двоокис вуглецю агресивно впливають на бурильні, обсадні труби і на устаткування, викликають при цьому корозію у процесі експлуатації, особливо коли вони знаходяться під навантаженням (водневе охрупчівання та сульфідне розтріскування).

Крім нафти горючими матеріалами на бурових є запаси палива для двигунів, промивні розчини на вуглеводневій основі, нафтопродукти, що застосовуються для нафтових ванн, матеріали для використання при спорудженні бурових, хімреагенти та нафта для промивного розчину, обтиральні матеріали тощо.

При нормальній роботі бурового устаткування, а також при експлуатації свердловин ГС не утворюється, тому що в навколишньому середовищі немає парів нафти і газу в достатніх кількостях, необхідних для утворення вибухонебезпечних концентрацій (ВНК).

Найбільш небезпечним на стадії буріння є закінчення процесу буріння, коли свердловина знайшла нафту або газ, що знаходяться під великим тиском (10 МПа і вище).

Пожежонебезпечною також є операція порушення (збудження) свердловини шляхом продувки її газом або повітрям, тому що існує можливість вільного утворення вибухонебезпечної суміші в свердловині.

Пожежна небезпека процесу буріння різко зростає при ускладненнях, що порушують нормальний хід робіт і здатних привести до фонтанування нафти і газу зі стовбура свердловини.

Відкрите фонтанування на свердловинах, що буряться, як правило відбувається через:

- обсадну колону при відсутності в свердловині бурильних труб;
- колону бурильних труб при відсутності або несправності зворотного клапана;
- кільцевий простір між бурильною й обсадною колонами;
- нещільності рознімних з'єднань обв'язки устя свердловини;
- міжколонні кільцеві зазори внаслідок неякісного цементування і порушення герметичності в нарізних сполученнях обсадних колон;
- тріщини та пласти, що виходять на поверхню за межами свердловини (грифони).

Крім цього газонафтопрояви можуть перейти в аварійне фонтанування при відсутності, несправності або неправильному використанні устаткування проти викидів (превенторів) на усті свердловин, а також при порушенні герметичності обсадних колон.

При компресорному способі видобутку нафти основною пожежною небезпекою є:

- засмоктування повітря в магістраль при роботі компресорів;
- пропуск газу через нещільності сальників, фланцевих з'єднань, вентилів і

засувок;

- перевищення тиску в компресорі понад припустимого (вибух).

Пожежна небезпека глибинно-насосного способу видобутку нафти зводиться головним чином до можливих аварій і розливу нафти по території.

Аварії можуть бути при:

- заїданні поршня в циліндрі;
- обриві штанг і балансирів;
- прориві газу із свердловини;
- перевантаженню електродвигунів;
- самозайманні приводних ременів.

Можливі джерела запалювання

- іскра, що виникла внаслідок удару каменів, що викидаються, об сталеві частини устаткування;
- іскра, що виникла при підйомі або опусканні металевих пристроїв за рахунок удару їх об тверду породу;
- розігріті ободи, шайби, колодки гальмового пристрою бурильної лебідки (при швидкому спуску бурильної чи обсадної колони відбувається перегрів гальмових колодок, $t=600^{\circ}\text{C}$);
- самозаймання відкладень сірчистих з'єднань заліза, що утворюються на внутрішніх стінках технологічного устаткування в результаті хімічного впливу чи сірководню вільної сірки зі сталевими поверхнями;
- іскри двигунів внутрішнього згорання;
- перегрів підшипників та масла в компресорі;
- відкрите полум'я апаратів з вогневим обігрівом (трубчасті печі пунктів комплексної підготовки нафти);
- проведення зварювальних та інших вогневих робіт (зварювання обсадних труб над устям свердловини);
- фрикційні іскри від зіткнення часток породи, що викидається та деталей бурового устаткування;
- самозаймання продукції свердловини;
- розряди статичної електрики (при терті нафти об стінки труб);

В основі причин, що викликають займання аварійного фонтану нафти розрядами статичної електрики лежать такі явища, як трибоелектричний ефект (заряження тертям), що виникає при взаємному терті часток потоку, що рухаються та нерухомих конструкцій, зміна агрегатного стану фонтануючої речовини, розпилення рідкої фази в складі струменя, деформація фонтануючого струменя при ударі об тверду перешкоду і т.д.

Можливі шляхи поширення пожежі

Характерними шляхами поширення пожежі на нафтогазовидобувних промислах є парогазоповітряна хмара та дзеркало розливої нафти, що утворюються при аварійному викиді нафти і газу, а також при відкритому фонтануванні нафти.

Пожежа на промислах може досягати грандіозних розмірів і може стрімко поширюватися на сусідні бурові та інші спорудження. Палаючі потоки нафти нерідко досягають 80 і більш метрів у висоту, теплове випромінювання яких сприяє подальшому поширенню пожежі на великі площі.

Заходи щодо підвищення пожежної безпеки процесів буріння та експлуатації свердловин

Основні протипожежні заходи, що виключають утворення горючого середовища при бурінні та експлуатації нафтогазових свердловин

- дотримуватись режиму буріння;
 - контролювати тиск у свердловині, у насосах, компресорах;
 - контролювати густину глинистого розчину;
 - контроль за температурою розчину (вуглеводневого), що виходить із свердловини;
 - устя свердловини необхідно обладнати арматурою проти викидів - превентором;
 - з метою уникнення викиду через колону бурильних труб, встановлюють зворотний клапан (звичайно встановлюють на першій свічі бурильних труб, дозволяє глинистому розчину безперешкодно проходити від устя до вибою свердловини, якщо подача глинистого розчину припинилася, клапан під дією пружини спрацьовує і перетин труби перекривається);
 - при бурінні з продувкою вибою повітрям превентори повинні перевірятися на герметичність і надійність у роботі перед кожним спуском і підйомом інструмента (не рідше 1 раз в зміну);
 - перед початком буріння з продувкою вибою повітрям, герметизуюче устя свердловини перевіряють на герметичність холостою продувкою газоподібного агента через свердловину;
 - забороняється осушувати стовбур свердловини горючим стисненим повітрям при розкритих нафтогазоносних пластах;
 - при виявленні природного газу в кількості 20% від нижньої межі поширення полум'я необхідно призупинити бурові роботи;
 - при бурінні свердловин з високим пластовим тиском необхідно мати ємності для запасу бурового розчину місткістю не менш одного обсягу свердловини, а також і хімічних реагентів;
- нафто- та газопроводи, що ідуть від свердловини повинні виконуватися із безшовних труб, поєднаних зварюванням.

Основні протипожежні заходи, що виключають виникнення джерел запалювання при бурінні та експлуатації нафтогазових свердловин

- усі металеві пристрої, що опускаються в свердловину щоб уникнути іскроутворення необхідно змащувати маслом;
- забороняється визначати місця виходу газу за допомогою смолоскипа;
- надійне заземлення труб, що призначені для наливу нафти в ємності, правильність виконання заземлення перевіряється електротехнічним персоналом;
- тертьові частини компресора повинні регулярно змащуватися;
- бурові насоси з двигунами внутрішнього згоряння монтуються в окремому приміщенні з важкогорючих матеріалів;
- вихлопні труби двигунів повинні мати іскрогасники;
- викидні гази двигунів внутрішнього згоряння бурових установок повинні виводитися на відстань не менше ніж 15 м від гирла свердловини та 5 м від стіни машинного приміщення (при горизонтальному прокладенні викидного трубопроводу) і 1,5 м вище коника покрівлі (при вертикальному прокладенні).

Основні протипожежні заходи, що виключають шляхи поширення пожежі при бурінні та експлуатації нафтогазових свердловин

- дотримання протипожежних розривів між вишками й іншими спорудженнями. У

випадку розташування бурової в лісистій місцевості ліс повинний бути вирубаний від центра свердловини в межах 50 м., а вся площа очищена від спалених матеріалів;

- територія усть свердловин повинна мати обвалування;
- для запобігання потрапляння пластового газу в бурильні труби в нижній частині їхньої колони повинний установлюватися зворотній клапан;
- у випадку, якщо устя свердловини буде перекрито, установлюють спеціальні лінії для викидів, або прокопують канали, по яких нафта направляєтся у відкрите сховище (комора), що оточена валом і знаходиться від свердловини на відстані не менш 60 м. і т.д.
- при бурінні свердловин на газових та газоконденсатних родовищах з аномально високими тисками та бурінні розвідувальних свердловин необхідно мати ємності для запасу бурового розчину місткістю не менше одного об'єму свердловини, а також запас обважнювачів та хімічних реагентів у відповідності з технологією.

Питання для самоконтролю

1. Способи добутку нафти та газу.
2. Основне технологічне обладнання, що експлуатується у процесі видобутку нафти і газу.
3. Способи видобутку нафти і газу, їх характеристика та пожежна небезпека.
4. Причини і умови утворення горючого середовища при експлуатації свердловин.
5. Причини небезпечних газонафтопроявів та відкритого фонтанування під час видобутку нафти і газу.
6. Пожежонебезпечні властивості речовин, які обертаються у процесі експлуатації свердловин.
7. Причини, пожежна небезпека та способи запобігання відкладень парафіну в арматурі свердловин та викидних ліній.
8. Можливі джерела запалювання у технологічному процесі експлуатації свердловин.
9. Причини і шляхи поширення пожежі по території нафтогазових свердловин.
10. Основні нормативні документи, що регламентують вимоги пожежної безпеки під час буріння та видобутку нафти і газу.
11. Протипожежні заходи, що виключають утворення горючого середовища експлуатації свердловин.
12. Протипожежні заходи, що виключають виникнення джерел запалювання або їх контакт з горючим середовищем при експлуатації свердловин.
13. ППЗ, що обмежують поширення пожежі по території нафтогазових родовищ.

Рекомендована література

1. НАПБ А.01.001.2014. Правила пожежної безпеки в Україні.
2. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Наказ Міністерства екології та природних ресурсів України 15.03.2017 № 118.
3. Наказ Міністерства надзвичайних ситуацій України 14.12.2012 №1423

4. НАПБ 01.035-97. Правила пожежної безпеки в газовій промисловості України.
5. Міністерство економіки України. Наказ №2610 від 27.04.2023 р. Про затвердження Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості.
6. Михайлюк О.П. Теоретичні основи пожежної профілактики технологічних процесів та апаратів: підручник / О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, Г.О. Мозговий. – Х: ХНАДУ. 2014. – 380 с.
7. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки : Навч. посібник / О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса та ін. — Х. : НУЦЗУ, 2010 . — 249 с.
8. Наказ Держгірпромнагляду від 29.08.07 № 190. Методичні рекомендації з державного нагляду за безпечним веденням робіт під час будівництва нафтових та газових свердловин.
9. Наказ від 18.11.1998 № 237 Про затвердження Переліку документів, які діють на території України, для використання при ремонті і експлуатації об'єктів трубопровідного транспорту.
10. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання.

ЛЕКЦІЯ 2

ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ

План

- 2.1. Технологічна схема нафтопереробного заводу.
- 2.2. Способи очистки та переробки нафти.
- 2.3. Технології та апарати переробки нафти: улаштування, принцип дії, особливості пожежної небезпеки та протипожежні заходи.
- 2.4. Газопереробні заводи. Особливості технології газопереробки.
- 2.5. Пожежна небезпека переробки та зберігання скраплених газів.
- 2.6. Причини виникнення аварій та пожеж на об'єктах переробки скраплених вуглеводневих газів.
- 2.7. Протипожежний захист газопереробних підприємств.

2.1. Технологічна схема нафтопереробного заводу

Наявність великої кількості горючих речовин та матеріалів (горючих газів, легкозаймистих та горючих рідин), здійснення технологічних процесів при критичних параметрах (тиск, температура тощо), використання складного апаратурного оформлення процесів обумовлює високий рівень пожежовибухонебезпеки об'єктів газо- і нафтопереробної галузі. Так, на нафтопереробному об'єкті середньої потужності (10-15 млн. тонн в рік) зосереджено близько 300-500 тис. тонн на рік вуглеводневого палива, енерговміст якого еквівалентний 3-5 мегатоннам тротилу (Рисунок 2.1). Тому знання фізико-хімічних властивостей сировини та продукції нафтопереробної галузі, особливостей здійснення технологічних процесів нафтопереробки та їх апаратурного оформлення мають важливе значення в забезпеченні пожежної і техногенно-екологічної безпеки даної галузі.



Рисунок 2.1 – Нафтопереробний завод. Резервуарний парк

Нафтопереробка – безперервне виробництво. Період роботи виробництв між капітальними ремонтами на сучасних заводах триває до 3-х років. Функціональною одиницею НПЗ є технологічна установка – виробничий об’єкт з набором обладнання, що дозволяє здійснити повний цикл будь-якого технологічного процесу.

Будь-який НПЗ починається з процесів постачання та приймання нафти. В Україні, як і в інших країнах, основні об’єми нафти, що надходять на переробку, поступають на НПЗ від добувних об’єднань по магістральних нафтопроводах, залізничним транспортом, а також водним транспортом.

Сировина, що приймається на завод, надходить до відповідних ємностей товарно-сировинної бази, що поєднується трубопроводами з усіма технологічними установками.

Перелік технологічних установок на НПЗ може відрізнятися один від одного в залежності від асортименту нафтопродуктів, що випускаються, і якості нафти, що надходить на переробку. На рисунку 2.2 надана принципова схема НПЗ, що дозволяє виділити основні технологічні установки нафтопереробного підприємства:

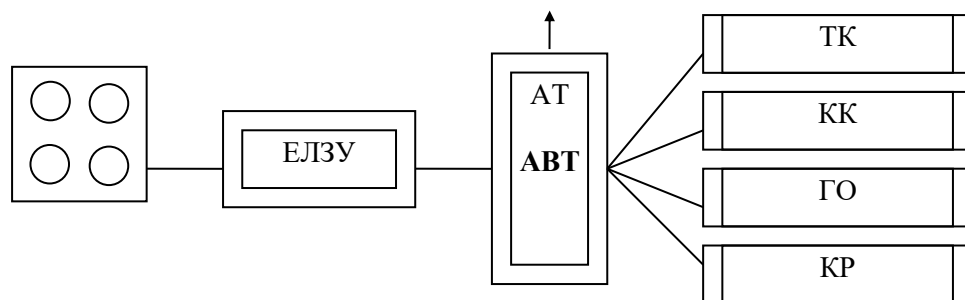


Рисунок 2.2 – Технологічна схема НПЗ

ЕЛЗУ – електрознесолююча, електрозневоджуюча установка (електродегітратор) для очистки нафти від води та солей (Рисунок 2.3.).

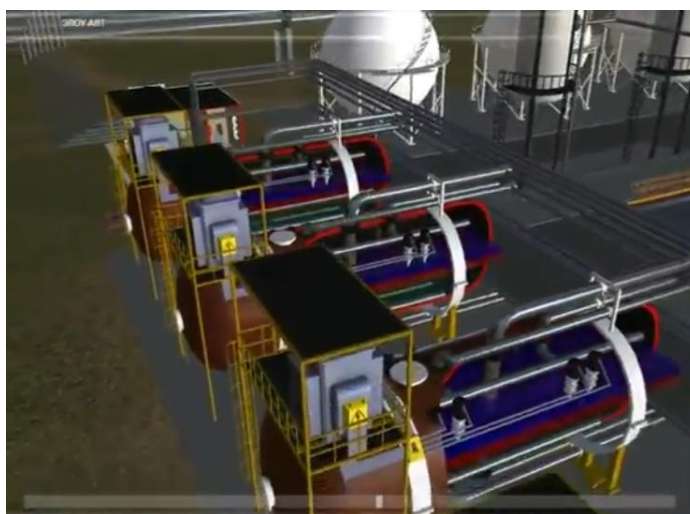


Рисунок 2.3 – Електродегітратор

АТ – атмосферна трубчатка (установка для атмосферної перегонки нафти на фракції з різними температурами кипіння (330-360 °С). Одержують газ, бензин,

лігроїн, гас, газойль, мазут (Рисунок2.4).

АВТ – атмосферно-вакуумна трубчатка (установка для одержання маслянистих дистилатів з мазуту шляхом підігріву його в трубчастих печах (Рисунок2.5) до 400-420 °С з наступним поділом в колонах під вакуумом (Рисунок2.6). Залишковий продукт – гудрон.

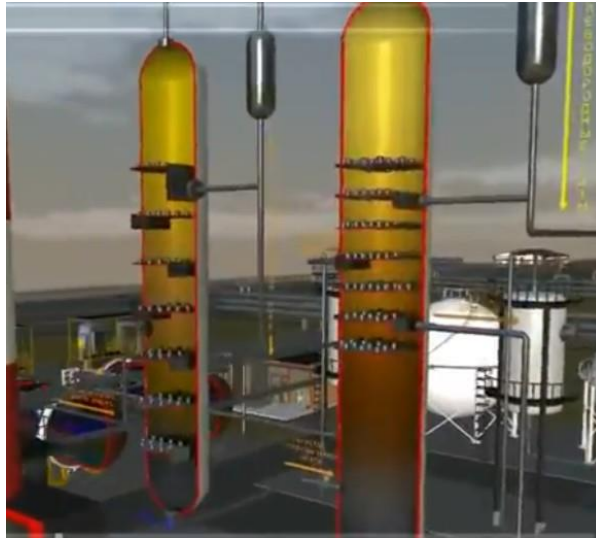


Рисунок 2.4. – Атмосферний блок: відбензинювач та атмосферна колони

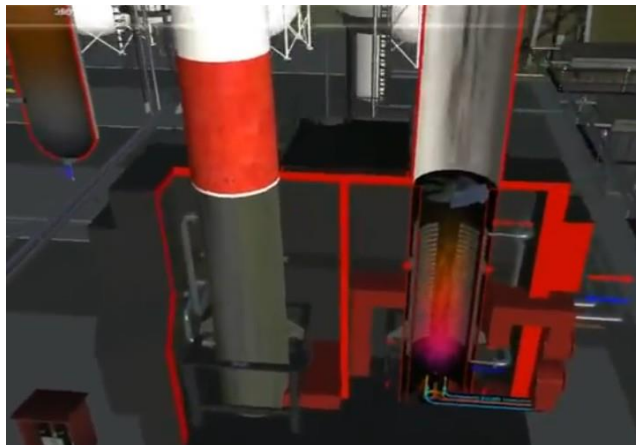


Рисунок2.5. – Трубчаста піч

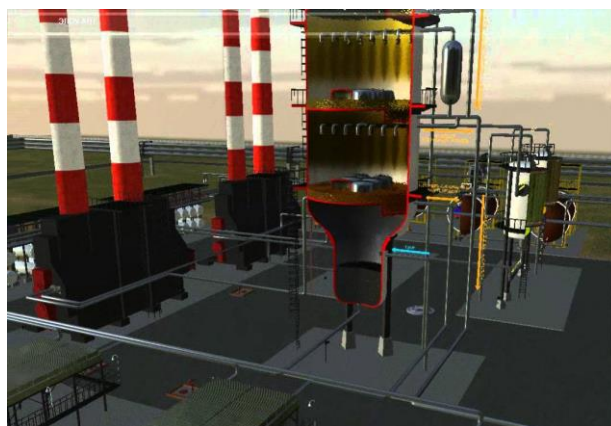


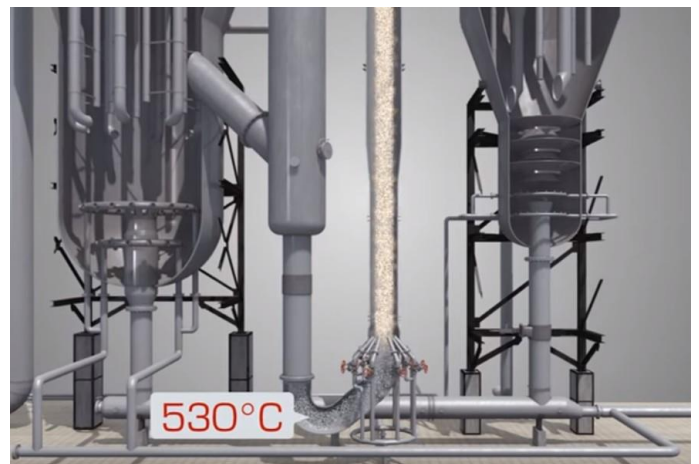
Рисунок2.6. – Вакуумна колони

ТК – термічний крекінг (розщеплення) масляних фракцій нафти з утворенням газоподібних, рідких та твердих (кокс) продуктів. За допомогою деструктивної переробки нафтових фракцій одержують більш низькомолекулярні продукти. Процес відбувається при високій температурі (450-600 °С) та тиску (0,2-7 МПа). Високотемпературний крекінг – при температурі 2000 °С. Недолік методу – бензини термічного крекінгу мають невисоке октанове число та низьку стабільність при зберіганні.

КК – каталітичний крекінг – процес, що проводиться при більш низьких температурах (300-500 °С), при атмосферному або дещо підвищеному тиску (0,2-0,3 МПа) і з використанням каталізаторів (алюмосилікати, що представляють собою глини, які оброблені присадками оксидів кобальту, нікелю, марганцю та інших металів) (Рисунок 2.7). Розрізняють три способи КК: на стаціонарному шарі каталізатора; на рухомому шарі каталізатора; у киплячому шарі каталізатора. КК – найбільш поширений в нафтопереробній промисловості процес за об’ємами сировини, що переробляється, займає друге місце після первинної перегонки нафти. Застосовують для одержання легких моторних палив, а також більш високооктанових бензинів та ароматичних вуглеводнів. Сировина – нафтові фракції з температурою кипіння 300-500 °С та низькооктановий бензин.



а)



б)

Рисунок 2.7. – Термічний крекінг: а) рух сировини та б) рух каталізатору

ГО – установки гідроочищення нафтопродуктів від сірчистих, кисневих і азотистих сполук, які погіршують властивості нафтопродуктів, травлять каталізатори. Очищення нафтопродуктів здійснюють шляхом гідрування сірчистих та інших сполук у реакторах з тиском 2-7 МПа та температурі 350-420 °С (Рисунок 2.8).



Рисунок 2.8. – Установа гідроочистки дизельного палива: зліва видно пічну трубу; посередині – відгонну колону

КР – каталітичний риформінг – переробка низькооктанових бензинів або лігроїну у високооктанові (ОЧ = 80-85), а також ароматичні вуглеводні – бензол, толуол тощо. Процес КР проводять під тиском 1-5 МПа та температурі 500⁰С в присутності каталізаторів (алюмоплатинових) (Рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Установа каталітичного риформінгу з безперервною регенерацією каталізатора. Реактори розташовані на етажерці вертикально, один над одним

2.2. Способи очистки та переробки нафти

Нафта, що надходить з нафтопромислів, містить ті чи інші забруднення: воду, пісок, бруд, смолу тощо. Забруднення можуть надходити по всьому шляху проходження нафти, починаючи з місця її видобутку на промислах і закінчуючи надходженням у сировинні резервуарні парки нафтопереробних заводів. Наявність різних домішок у нафті викликає забруднення та ерозію апаратури, абразивне стирання трубопроводів, сировинних насосів, контрольно-вимірювальних приладів тощо.

Велика кількість води в нафті може викликати не тільки зниження продуктивності установок, перевитрату палива, але і підвищення тиску в апаратурі в 2-3 рази за рахунок випаровування емульсійної води. Це, у свою чергу, приводить до прориву прокладок, утворенню нещільностей та витоків, а також до скипання і викиду нафтопродуктів. Відкладення солей відбувається настільки інтенсивно, що вже за 4-6 днів роботи установки, труби або інші вузли апаратури цілком забиваються і їх треба зупиняти на ремонт. Ось чому очищенню сирової нафти від домішок надається дуже велике значення.

Перед тим, як нафта поступає на нафтопереробний завод, вона проходить на нафтопромислах процеси сепарації та стабілізації, що полягають в частковому або повному виділенні з нафти газу. Цей процес проходить в апаратах, які називаються **трапами** або **сепараторами**. Далі нафта по трубопроводах або залізничним транспортом направляється на НПЗ.

Процеси очищення сирової нафти відносяться до гідромеханічних процесів, сутність яких полягає в поділі рідких неоднорідних систем, що складаються принаймні з двох різних фаз, одна з яких розподілена в іншій (дисперсійна і дисперсна фаза).

Розглянемо більш детально ці процеси. Крапельки води з крупинками глини піску та інших механічних домішок утворюють стійку дисперсну фазу, що у результаті перемішування з нафтою утворює важкорозділиму нафтову емульсію. Емульсія являє собою суміш двох нерозчинних одна в іншій рідин, з яких одна розподілена в іншій у виді дрібних крапельок діаметром, приблизно, 1 мкм. При наявності механічних домішок на поверхні крапельок утворюється найтонша плівка, що перешкоджає злипанню та укрупненню краплі.

Для видалення води і розчинення в ній солей існують два типи технологічних процеси - **зневоднювання і знесолення**, в основі яких лежить процес руйнування нафтових емульсій.

При знесоленні зневоднену нафту змішують з водою в необхідних співвідношеннях, створюючи штучну емульсію, яку потім руйнують. Для зниження поверхневого натягу в системі («вода в нафті») застосовують поверхнево-активні речовини (ПАР), що сприяють утворенню і стабілізації емульсій. Їх називають емульгаторами. У присутності емульгаторів можливе перетворення емульсій «вода в нафті» у «нафту у воді», що використовується для їхнього руйнування.

Таким чином, механізм руйнування нафтових емульсій складається з наступних стадій: зіткнення дрібних крапель води; злиття їх у більш великі краплі і утворення більш великих крапель.

У промисловості для руйнування нафтових емульсій застосовують чотири способи:

- **механічний** - фільтрування, вплив ультразвуком;
- **термічний** - нагрівання і відстоювання, промивання гарячою водою;
- **електричний** - вплив електричним полем (постійний чи змінний струм);
- **хімічний** - обробка деемульгаторами.

На НПЗ процеси механічного та термічного відстою нафти застосовують для очищення нафти від води і від розчинених у воді солей, коли на очищення подають нестійку емульсію типу нафта-вода. У цій емульсії вода знаходиться у вигляді макрокрапель, рівномірно розподілених у нафті. Поділ у цьому випадку відбувається у звичайних відстійниках за рахунок гравітаційних сил, що виникають

через різницю густини води і нафти. Для прискорення процесу відстою (збільшення швидкості осадження часток) з метою коагуляції (укрупнення) часток зменшують в'язкість середовища, підвищують температуру емульсії, додають деемульгатори.

Від механічних домішок нафту очищають шляхом відстоювання її в закритих ємностях-відстійниках (дегідраторах).

Дегідратори - система вертикальних циліндрів з конусоподібними днищами. Перетікання рідини здійснюється самопливом. Вода і тверді неорганічні речовини, при цьому, осідають на дно дегідратора, а нафта залишається на поверхні й відкачується насосами. Дегідратор встановлюється звичайно горизонтально і працює під тиском від 0,4 до 1,6 МПа. Час відстою нафти при швидкості її руху до апарата 0,03 м/с повинен бути не меншим 30 хвилин.

Апарат обладнують запобіжними клапанами, засувками і контрольно-вимірювальними приладами; контролюють температуру на вході до дегідратора і тиск на сировинному насосі.

Процеси хімічного (термохімічного) очищення нафти, які здійснюють на термохімічних установках, використовують для створення умов виділення з нафти водонерозчинних солей. Для цього в нафту додають луг або кислоту, що взаємодіють з нерозчинними у воді солями. При цьому видаляються солі, що розчинні у воді. Процес здійснюють при нагріванні, що сприяє прискоренню цього хімічного перетворення.

Електричний метод зневоднювання і знесолення нафти є ефективним і дозволяє видаляти солі до залишкового їх вмісту 2-5 мг/л та залишкового вмісту води до 0,1 % (мас.), що є надійною гарантією захисту устаткування від корозії і невпинної роботи установок первинної переробки нафти протягом 2-х і більше років.

Процес зневоднювання і знесолення нафти проводять на електрознесолюючих та зневоджуючих установках (ЕЛЗУ), де поєднують термохімічне відстоювання нафти та обробку нафто-водно-нафтової емульсії в електричному полі. Очищення нафти на цих установках проходить ефективно за наявності навіть стійкої емульсії.

Сутність процесу знесолення та зневоднення нафти полягає в наступному. Сиру нафту попередньо змішують з гарячою водою (в об'ємі до 15 %), яка поступово розчиняє в собі солі, що містяться в нафті. Для розчинення водонерозчинних солей до нафтової емульсії додають розчин луку, а для прискорення процесу розчинення нафтової емульсії використовують деемульгатори, що знижують поверхневий натяг водяних крапель і сприяють їх вільному злиттю (укрупненню) при зіткненні одна з одною.

Основним апаратом процесу знесолення і зневоднювання нафти є електродегідраторах (ЕД) – ємність, яка обладнана електродами, до яких підводиться змінний струм високої напруги промислової частоти 50 Гц.

На НПЗ експлуатуються вертикальні, кульові і горизонтальні ЕД. Практика показала, що найбільшу ефективність, особливо на високопродуктивних установках, мають горизонтальні циліндричні ЕД діаметром 3,4 м і об'ємом 160 м³ (діаметр кульового ЕД близько 10 м, об'єм 600 м³, продуктивність 10 тис. тонн на добу (по знесоленій нафті). У середині ємності цих ЕД на спеціальних ізоляторах (бушингах) підвішені горизонтально один над іншим електроди – набір концентричних кілець із смугового алюмінію.

У кульовому ЕД розташовані три пари горизонтальних електродів на відстані

один від одного від 140 до 170 мм, що регулюється спеціальними пристроями. Електроди мають діаметр до 3 м. Конструкція таких апаратів розрахована на тиск 1,8 МПа і температуру до 160 °С.

Електроди, як у кульовому, так і в циліндричному ЕД, живляться від трансформаторів, що розташовані на верхньому майданчику апаратів

Перевагою горизонтального ЕД є великий шлях руху нафти і великий час перебування її в апараті, що поліпшує умови відстоювання води. Крім того, у такому апараті великі частки води збираються в нижній частині, не досягаючи зони сильного електричного поля, розташованого в міжелектродному просторі. Тому в такому ЕД можна зневоднювати нафту з великим вмістом води, не побоюючись надмірного збільшення сили струму між електродами і замикання на корпус.

Таким чином, процеси підготовки нафти є досить складними та пожежонебезпечними процесами, бо пов'язані з використанням електричного струму та великої кількості горючих і легкозаймистих рідин.

Розрізняють первинні та вторинні методи переробки нафти:

- до первинних відносять процеси розподілу нафти на фракції, коли використовуються її потенційні можливості за асортиментом, кількістю та якістю отримуваних продуктів і напівпродуктів – перегонка нафти;

- до вторинних відносять процеси деструктивної переробки нафти та очистки нафтопродуктів, що призначені для зміни її хімічного складу шляхом термічного та каталітичного впливу. За допомогою цих методів вдається одержати нафтопродукти заданої якості у більшій кількості, ніж при прямій перегонці нафти.

Вибір напряму переробки нафти та асортименту нафтопродуктів, що одержуються, визначається фізико-хімічними властивостями нафти, рівнем технології нафтопереробного заводу та дійсної потреби господарств у товарних нафтопродуктах. Розрізняють три основних *способи переробки нафти*:

- *паливний;*
- *паливно-мастильний;*
- *нафтохімічний.*

2.3. Технології та апарати переробки нафти: улаштування, принцип дії, особливості пожежної небезпеки та протипожежні заходи

Під *первинною перегонкою* (дистиляцією) нафти розуміють сукупність фізичних процесів, що спрямовані розподіляти її на окремі фракції (дистиляти) з різними температурними інтервалами википання шляхом випаровування з наступною частковою конденсацією парів, що утворюються.

При *деструктивній переробці* нафти відбуваються процеси глибокої зміни будови молекул вихідної сировини (нафти). Ці зміни можна розділити на дві категорії: зміни, за яких молекула вихідної сировини розпадається на більш мілкі молекули, і зміни, за яких з молекул вихідної сировини або з уламків на початку розпаду синтезуються нові молекули, що за своєю будовою відрізняються від вихідних молекул. Тобто при деструктивній переробці нафти відбуваються процеси розпаду та синтезу.

Основне призначення деструктивних процесів – додаткове одержання бензину шляхом розкладання гас–газойлевих фракцій, мазуту або солярової фракції (одного з продуктів вакуумної перегонки).

Крекінг (від англ. дієслова, що означає розбивати, колоти, ламати) – процес глибокої зміни будови молекул нафти та нафтопродуктів.

Розрізняють *термічний крекінг* – (низькотемпературний та високотемпературний) і *каталітичний крекінг*.

Найстарішим є термічний крекінг. Вперше у середині 1870 років в Росії було виявлено, що при перегонці масляних фракцій нафти відбувається їх розкладання з утворенням газоподібних, рідких та твердих (кокс) продуктів. Потім дослідженнями в галузі крекінг-процесів займалися Д.І. Менделєєв, М.Д. Зелинский, В.Г. Шухов, С.Н. Обрядчиков та ін. Але перша промислова установка для крекінгу була побудована в 1913 році в США Вільямом Бортон, що представляла собою куб, з розміщеною під ним топкою. В куб заливали газойль (приблизно 25-35 т), нагрівали до 400-410⁰С під тиском 10-15 атм. Продукти розпаду відводились по шлемовій трубці в холодильник. Куб працював періодично до закоксування. Тривалість циклу тривала 3 доби.

В свою чергу, існує класифікація процесів крекінгу, з характерними параметрами основних технологічних установок крекінгу.

Низькотемпературний крекінг (НТК) (легкий крекінг) -перетворення важких нафтопродуктів (мазуту, солярового масла) в бензин. Параметри процесу – температура 450-490⁰С, тиск 2-7 МПа.

Високотемпературний крекінг (ВТК) (глибокий крекінг) - призначений для крекінгу легкої сировини (лігроїну, гасу, газойлю, бензину низької якості) з метою отримання бензинів з більш високим октановим числом. При цьому крекінгу відбувається не тільки отримання більш легко киплячих фракцій, але відбувається і скелету молекули сировини – утворюється ароматика. Температура процесу - 500-550⁰С.

Основна реакція термічного крекінгу – розщеплення вуглеводнів по вуглець-вуглецевим зв'язкам за вільним радикальним механізмом. В результаті цієї реакції утворюються газоподібні та рідкі суміші насичених та ненасичених вуглеводнів.

Розрізняють високотемпературний крекінг (ВТК) при високому тиску і при низькому тиску.

ВТК при низькому тиску (парофазний крекінг) – температура - 550-600⁰С, тиск- 0,2-0,5 МПа. Сировина – різні дистилятні фракції. Отримують бензини. Недоліком процесу є отримання бензинів з меншим виходом, з меншою стабільністю. Отримані цим процесом бензини необхідно очищати. Але в той же час гази та легкі фракції цього крекінгу багаті ненасиченими вуглеводнями і являються сировиною для багатьох хімічних виробництв.

Слід відмітити, що до процесу ВТК при низькому тиску відноситься *піроліз*, який проводять при атмосферному тиску та високій температурі (до 720⁰С). Основне призначення піролізу – отримання ароматичних вуглеводнів (бензолу, толуолу)та газу, який є багатим на ненасичені вуглеводні. Піроліз відрізняється від термічного та каталітичного крекінгу: проводять при атмосферному тиску та при високій температурі, при розпаді високомолекулярних вуглеводнів утворюються низькомолекулярні ненасичені сполуки (наприклад, ацетилен)

Таким чином, термічний крекінг важких нафтових фракцій дозволяє збільшити вихід бензину з розрахунку на вихідну нафту. Але бензини термічного крекінгу мають невисоке октанове число та низьку стабільність при зберіганні.

Подальші дослідження привели до створення процесу каталітичного крекінгу,

який і дозволив вирішити ці проблеми.

Каталітичний крекінг (КК) - процес, що протікає на поверхні каталізатора з розщепленням вуглеводневого ланцюга та утворенням ароматичних вуглеводнів та циклических олефінів.

В КК реакції розщеплення йдуть по іонному механізму.

Найбільше поширення отримали в якості каталізаторів алюмосилікати, що представляють собою або звичайну глину, яка оброблена та збагачена присадками нікелю, кобальту, марганцю та інших металів, або спеціальні синтетичні матеріали – цеоліти або аморфні алюмосилікати.

КК на алюмосилікатних каталізаторах є найбільш поширеним процесом в нафтопереробній галузі. За об'ємом сировини, що переробляється, він займає друге місце після первинної перегонки нафти. В якості сировини в цьому процесі частіше всього використовують нафтові фракції, що википають в інтервалі температур 300 – 500⁰С (газойль – C₁₁-C₂₀, який використовують як дизельне та котельне паливо та вакуумний газойль – газойль з більш високою температурою кипіння, що одержаний вакуумною перегонкою мазуту, застосовують як моторне, машинне та змащувальне масло) .

Параметри процесу каталітичного крекінгу – температура – 300- 500⁰С, тиск – атмосферний або дещо підвищений (0,2-0,3 МПа).

Варіантом КК є *гідрокрекінг*, який проводять з використанням водню для переробки високо киплячих фракцій нафти (газойлю, мазуту, гудрону) з отриманням скраплених газів, бензинів, дизельного палива, авіаційного палива, сировини для змащувальних мастил. Параметри процесу : температура -320-420⁰С, тиск – 10-20МПа. Каталізатори – суміші оксиду нікелю і вольфраму або оксиду кобальту і молібдену, що нанесені на цеоліти або аморфні алюмосилікати.

Для отримання високооктанових моторних палив використовується каталітична переробка бензинових фракцій прямої перегонки нафти за допомогою водню під тиском з використанням каталізаторів, яка називається *риформінг (платформінг)*. Так наприклад, з бензинової фракції нафти з октановим числом 30-45 в результаті риформінгу одержують бензини з октановим числом 85-95. Процес ведуть при тиску 1-5 МПа, температурі – 500⁰С. Каталізатори – платина з домішками ренію (платформінг) або суміш оксидів молібдену, кобальту та хрому, що нанесені на алюмосилікати. Також за допомогою риформінгу отримують ароматичні вуглеводні (толуол, циклогексан, метил циклогексан тощо).

В промисловості існує три основних способи оформлення процесу КК:

- на стаціонарному шарі каталізатора;
- на рухомому шарі каталізатора;
- в киплячому (псевдоожиженому) шарі каталізатора).

Установка каталітичного крекінгу нескладна. Принцип роботи полягає в наступному: сировина – нафта, що підігріта в теплообміннику, поступає в атмосферну колону , де відбираються фракції прямої перегонки нафти. Знизу колони мазут поступає в трубчасту піч, звідки поступає до вакуумної колони. Гудрон виводиться знизу, а пари направляються в реактори КК. З реакторів КК відбираються продукти крекінгу.

Однією з найважливіших операцій в технологічній схемі КК є процес регенерації каталізатора.

В процесі КК каталізатор швидко дезактивується за допомогою відкладення на

ньому вугільного порошку (сажі). Також в процесі КК відбувається закоксування каталізатора. Тому технологічна схема КК повинна містити також апарат, що відповідає за регенерацію каталізатора – регенератор.

Основним і найбільш небезпечним апаратом установки КК є реактор. Розглянемо особливості конструктивного оформлення реакторів крекінгу.

Конструкція реакційного апарата визначається типом процесу, що проводиться, а також типом каталізатора. Також на конструкцію апарата впливають умови проведення процесу (в рідкій фазі чи в газовій), тепловий ефект реакції, способи підтримання заданого робочого режиму в зоні реакції.

Типовий реактор КК представляє собою циліндричну ємність, закриту по кінцям днищами (кришками). В середині корпусу розташовані опорні решітки для каталізатора, розподільчі, направляючі та збірні пристрої, теплообмінні пристрої, сепаратори, пристрої для перемішування та ін.

При проектуванні реакторів КК враховують їх функціональне призначення, розділяючи реакційну зону і зону регенерації каталізатора, так як в цьому випадку безперервність процесу можна забезпечити організацією циркуляції каталізатора між реактором і регенератором).

В тому випадку, коли циркуляцію каталізатора здійснити не вдається, в одному апараті здійснюють і основну реакцію і регенерацію каталізатора або його заміну. Для забезпечення безперервності процесу необхідно мати декілька апаратів.

Для інтенсивного перемішування контактуючих середовищ реактор має пристрій для перемішування спеціальної конструкції. Іноколи реактор виконують пустотілим у виді змійовика (наприклад, трубчаста піч для пролізу вуглеводнів) або циліндричної пустотілої судини (для коксування).

Поверхня теплообміну може бути виконана або у вигляді трубних поверхонь, вбудованих в реактор, або у вигляді рубашки на зовнішній поверхні апарата. В деяких випадках для підведення або відведення тепла використовують змішування сировини з каталізаторами або інертними теплоносіями, випаровування в реакційній зоні компонентів сировини тощо.

Слід відзначити, що на установках КК реактор і регенератор розміщуються окремо, а якщо на установці КК однократний підйом каталізатора, тоді реактор і регенератор виконують як один апарат. В цьому випадку реакційна частина частіше всього розташовується зверху, а регенератор внизу.

Розглянемо деякі типи реакторів КК.

Реактор установки КК з рухомим шаром каталізатора

Реактор призначений для крекінгу газойля при 450-500⁰С та тиску 0,1 МПа в присутності гранульованого алюмосилікатного каталізатора. Діаметр корпусу складає 3,9 м, висота – близько -16 м. У середині корпусу розташовані верхній розподільчий пристрій для рівномірного розподілу каталізатора, реакційна зона, сепараційний пристрій для відділення парів продуктів реакції від каталізатора, зона відпарювання (для видалення легко летючих компонентів з каталізатора) та нижній пристрій –збірник для каталізатора..

Температура в реакторі підтримується на заданому рівні зміною трьох величин: температури регенованого каталізатора; температури сировини; кратність (швидкість) циркуляції каталізатора.

Регенератор установки КК з рухомими гранульованим каталізатором призначений для випалювання коксу з каталізатора з метою відновлення його

активності і представляє собою вертикальний апарат квадратного перерізу $3,5 \times 3,5$ м висотою 24,4 м. По висоті мається декілька зон (до 9), кожна з яких містить пристрої для введення повітря та виводу газу. Також є охолоджуючі змієвики. Температура в печі може досягати до 700°C і тому для захисту апарата його зсередини захищають футеровкою з вогнетривкої цегли товщиною 250 мм та ізоляцією з листового азбесту.

Слід відзначити, що тип реактора залежить від типу реакційного процесу. Так наприклад, реактор каталітичного риформінгу має діаметр 4,5 м, висота шару каталізатора складає від одного до трьох діаметрів апарата, реактор каталітичного крекінгу з пилоподібним каталізатором має діаметр до 10 м і висоту до 30 м, реактор гідрокрекінгу являє собою вертикальний циліндричний апарат з діаметром 3 м і висотою 38 м, по висоті має 6 реакційних зон і т.д.

Особливості технологічних процесів на НПЗ, що впливають на їх пожежовибухонебезпеки та протипожежні заходи

- наявність великої кількості горючих речовин та матеріалів.
- процеси крекінгу мають ендотермічний характер, що обумовлює наявність великої кількості систем обігріву.
- температурний режим значно перевищує температуру само спалахування сировини та продуктів крекінгу ($500-800^{\circ}\text{C}$).
- необхідність використання вогневого обігріву (наприклад, печі піролізу).
- наявність спеціальних органічних теплоносіїв.
- застосування електрообігріву реакційної суміші.
- розміщення електронагрівальних елементів не тільки назовні, але і в середині реакторів.
- застосування реакторів з нерухомим шаром каталізатора
- застосування в процесах крекінгу технологічних систем реактор – регенератор.
- порушення контролю за тривалістю контакту сировини з поверхнею теплообміну.

Можливі джерела запалювання:

- самозапалювання ГР і парової фази при виході назовні і зіткненні з повітрям;
- печі, реактори, вогневі ремонтні роботи на території або на прилеглих технологічних установках, нагріті елементи конструкцій, якщо їхня температура перевищує $T_{\text{св}}$ пароповітряної суміші;
- самозаймання відкладень на внутрішніх поверхнях колон і трубопроводів, утворення пірофорних сполук;
- іскри, що утворюються при користуванні інструментом, що іскриться, у ході чищення і ремонту, іскри від електроустаткування, розрядів статичної електрики і т.ін.

Можливі шляхи поширення пожежі:

- по поверхні рідин, що розлилися (частіше нагрітих) ЛЗР і ГР;
- по парогазоповітряній хмарі, дихальним лініям;
- по трубопроводах промислової каналізації, трубопроводам, звільненим від продукту;
- по поверхні теплоізоляції;
- по поверхах, по площадках етажерок і по території установки.

Запобігання утворення ГС.

- автоматичне регулювання витрати повітря, що подається на регенерацію каталізатора;

- контроль димових газів, що виходять з регенератора на вміст CO. При виявленні CO в реактор та його шлемову лінію підводять азот;
- автоматичний контроль загальної витрати повітря, що подається до регенератора.
- постійний контроль за рівнем каталізатора в реакторі та регенераторі.
- автоматичне регулювання та контроль за температурним режимом (температуру контролюють в різних точках по висоті регенератора та реактора).
- контроль за кратністю циркуляції каталізатора.
- для захисту від ерозії трубопроводу проектується із більшою товщиною (в місцях впливу ерозії).
- для безпеки процесу регенерації разом з чистим повітрям подають водяну пару.
- наявність систем автоматичного блокування відкривання та закривання засувки з автоматичною сигналізацією.
- для запобігання перегріву стінки реактора захищають футеровкою.

Запобігання виникненню ДЗ

- реакторів і іншого устаткування, електроустаткування.
- застосування іскробезпечного інструмента.
- застосування автоматичних блокувань, що відключають електрообігрівання при перевищенні припустимої температури зовнішньої.
- влаштування блискавкозахисту для реакторів.
- застосування пристроїв (нейтралізаторів) для відводу зарядів статичної електрики.
- використання вибухозахищених вентиляторів (з алюмінієвих сплавів)
- дотримання правил пожежної безпеки при проведенні вогневих ремонтних робіт.
- категорично забороняється використовувати кисень для продувки реакторів

Запобігання поширенню пожежі

- обладнання з небезпечним виробництвом розміщують на відкритих технологічних площадках або в ізолюваному приміщенні, ізолюваних кабінах, розділених залізобетонними стінами.
- обладнання з горючими рідинами повинні мати аварійний злив
- влаштування бортиків, пандусів, що запобігають розтіканню рідини.

Питання для самоконтролю

1. Сутність процесу крекінгу та його види.
2. Особливості здійснення технологічного процесу каталітичного крекінгу.
3. Типи реакторів каталітичного крекінгу та особливості їх експлуатації.
4. В чому полягає пожежовибухонебезпека системи „реактор-регенератор”?
5. Пожежна небезпека установок ТК та КК.
6. Причини утворення коксу в реакторах КК.
7. Для чого використовуються процеси гідро очистки на НПЗ?
8. Небезпека підвищення тиску в реакторах крекінгу.
9. Вимоги до системи протипожежного захисту установок ТК та КК.
10. Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки процесів нафтопереробки.

Рекомендована література

1. НАПБ А.01.001.2014. Правила пожежної безпеки в Україні.

2. НПАОП 0.00-1.41-88. Загальні правила вибухобезпеки для вибухопожежонебезпечних хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництв.
3. Михайлюк О.П. Теоретичні основи пожежної профілактики технологічних процесів та апаратів: підручник / О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, Г.О. Мозговий. – Х: ХНАДУ. 2014. – 380 с.
4. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки : Навч. посібник / О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса та ін. – Х. : НУЦЗУ, 2010 . – 249 с.

ЛЕКЦІЯ 3

ОСОБЛИВОСТІ ПОЖЕЖОВИБУХОНЕБЕЗПЕКИ КОКСОХІМІЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ

План

- 3.1. Коксохімічні підприємства. Технологічні апарати та установки.
- 3.2. Особливості пожежної небезпеки. Заходи безпеки.

3.1. Коксохімічні підприємства. Технологічні апарати та установки

Хімічна промисловість як галузь виробництва існує більше 100 років. Одним з найбільш поширених виробництв в Україні є коксохімічне виробництво, продукція якого дуже широко застосовується не тільки в нашій країні, але і за кордоном. Тільки у країнах Західної Європи потреба в фенолі (як основному продукті коксохімічного виробництва) перевищує 1 млн. тонн на рік. При переробці 1 тонни коксуємого вугілля на кокс можна виділити близько 70 кг фенолу.

Розміщення коксохімічної промисловості зорієнтовано на сировину – кам'яне вугілля та споживача – виробництво чорних металів. Протягом багатьох десятиріч Україна експортувала кокс у Росію (1,5–2,0 млн. т щорічно), країни східної Європи (близько 4 млн. т щорічно). В останні роки виробництво коксу скоротилось. Обсяг його експорту становить не більше 0,6 млн. т на рік. Коксохімічне виробництво України зосереджене на 16 підприємствах Донбасу та Придніпров'я.

Сировиною для коксохімічних виробництв є вугілля – тверда горюча копалина органічного походження, що утворилася внаслідок відмирання рослин та планктонів у результаті життєдіяльності мікроорганізмів (біогенна гіпотеза походження вугілля). Вугілля дешевше за нафту, воно більш рівномірно розподілене в земній корі. Його земні запаси набагато перевищують запаси нафти і за прогнозами вчених не будуть ще вичерпані протягом століття.

Сьогодні для вирішення завдань народного господарства України важливу роль відіграє коксохімічна галузь, що є сировинною базою для розвитку чорної металургії, а також для виробництва мінеральних добрив, пластичних мас, хімічних волокон тощо. Шляхом коксування здійснюється хімічна переробка кам'яного вугілля, в результаті якої поряд з коксом одержують висококалорійний газ, що вміщує різноманітні хімічні продукти.

Коксохімічне виробництво являє собою складний комплекс технологічних процесів, що характеризуються безперервністю, повною взаємозалежністю, різноманіттям продукції, що випускається, та великим вантажопотоком. Дане виробництво насичене великою кількістю апаратів, комунікацій з пожежовибухонебезпечними середовищами, про що свідчать статистичні дані про пожежі та вибухи на цих об'єктах.

Основи технології коксохімічного виробництва

Розвиток хімічної промисловості почався з процесу термічної обробки вугілля, а існуючі сьогодні процеси переробки твердих горючих копалин дозволяють одержувати з них різноманітні продукти.

Основними методами переробки вугілля є суха перегонка та газифікація.

Газифікація – перетворення органічної частини вугілля в горючі гази при високотемпературній (1100-2000°C) взаємодії його з окисниками (кисень, повітря, водяна пара, діоксид вуглецю). При цьому вугілля майже повністю переходить в генераторний та водяні гази (твердий залишок – зола). Газифікація проходить в газогенераторах: через шар коксу (товщиною 3 м) знизу вверх періодично подається повітря – гаряче дуття та водяна пара – холодне дуття). Зупинимося більш детально на сухій перегонці вугілля.

Суха перегонка вугілля полягає в його хімічному розкладанні при нагріванні без доступу повітря. Розрізняють два варіанти сухої перегонки вугілля – напівкоксування (швелевання) та коксування.

Головним завданням напівкоксування є одержання рідких вуглеводнів (бензину); попутно утворюється напівкокс та суміш газів (CO, CO₂, H₂, CH₄ та інші). Напівкокс не можна використовувати в металургії, його використовують для виробництва карбиду кальцію та для газифікації вугілля. Температура проведення напівкоксування не повинна перевищувати 550 °C, тому що при більш високій температурі вихід рідких вуглеводнів зменшується. З 1 тонни кам'яного вугілля одержують 110 м³ газу, 750-800 кг напівкоксу та 8 кг смоли і дьогтю.

Напівкоксування бурого вугілля проводять з метою одержання дьогтю. Вугілля нагрівають розігрітими газами у режимі протитоку до 600-700 °C.

Основними продуктами напівкоксування бурого вугілля є: напівкоксів газ (для нагрівання печей); буровугільний дьоготь (для виробництва алканів); легке масло (містить бензин низької якості, використовується як розчинник змащувачів, як моторне паливо); середнє масло (містить фенол, як дизельне паливо); важке масло (з нього виділяють парафін); буровугільний кокс; підсмольна вода.

Коксування – процес перетворення природного палива, головним чином, кам'яного вугілля, на кокс (від англ. coke – тверда, міцна, пориста маса) та іншу цінну продукцію нагріванням у печах за високих температур без доступу повітря.

Вперше коксування кам'яного вугілля здійснено в 1709 році англійцем Дербі. З того часу його постійно вдосконалюють, а продукцію, отриману в процесі коксування, використовують все ширше. Спочатку вугілля коксували для отримання коксу та світільного газу, який після очищення від кам'яновугільної смоли використовували для освітлення та опалення. Лише у другій половині 19 ст. кам'яновугільна смола з небажаного баласту перетворилась на цінну сировину для отримання багатьох органічних речовин.

Для коксування беруть суміш вугілля різних видів з таким розрахунком, щоб у процесі коксування утворилася достатня кількість летючих речовин, а металургійний кокс мав певну пористість та міцність.

Процес коксування здійснюється на коксохімічних заводах, де переробляється жирне вугілля (з виходом летючих речовин 10-30 %) та на газових заводах, де переробляють газове вугілля з виходом летючих речовин 35-40 %.

Основні продукти коксування кам'яного вугілля:

- *коксівий газ* – легкий продукт коксування, що представляє собою суміш, яка складається з водню (1,5 % - 1,7 %), метану (5,5 % - 6,5 %), оксиду вуглецю (2,6 % - 2,8 %), азоту (2,1 % - 2,4 %) та його оксидів, вуглекислого газу (1,2 % - 1,3 %), етилену та його гомологів (1,2 % - 1,25 %) тощо (вміст продуктів коксування представлений у вагових відсотках від сухого вугілля). Крім того в коксовому газі містяться пари смоли, ароматичні вуглеводні, аміак, сірководень, нафталін, органічні

сполуки сірки, сполуки германію тощо. Така складна суміш газів та парів отримала назву прямого, або сирого коксового газу, що переробляється в хімічних цехах коксохімічних заводів.

- *надсмольна вода*, з якої шляхом обробки вапняним молоком одержують аміак;

- *кам'яновугільна смола*, яку розділяють шляхом перегонки на арени, феноли, похідні піридину, що є цінним продуктом для виробництва барвників, розчинників, вибухових речовин, лікарських та духмяних препаратів, пестицидів тощо. Кубовий залишок перегонки смоли – кам'яновугільний пек – використовується для виготовлення асфальту та ущільнюючих засобів;

- *кокс*, що отриманий з жирного вугілля, використовується в металургії, а отриманий з газового вугілля застосовується як паливо та у виробництві синтез-газу та карбїду кальцію.

Процес коксування проводять в камерних печах, що обігріваються через стінку топковими газами. З метою більш рівномірного нагрівання шихти камери виконують достатньо вузькими (400-450 мм) і розташовують декілька десятків таких камер паралельно одна до одної. Таким чином утворюється *коксова батарея*, в якій між кожною парою камер є нагрівальні простінки для руху гарячих топкових газів. Для підвищення економічності коксових печей дуже важливо повніше використовувати тепло топкових газів. Тому в печах влаштовують спеціальні регенератори, що розташовані безпосередньо під камерами. В них гарячий топковий газ нагріває насадку з вогнетривкої цегли, а за рахунок тепла насадки підігрівається повітря та топковий газ, що надходить на спалювання.

Схема коксової печі показана на Рисунок 3.1. Коксова піч має ряд паралельних коксових камер 3 висотою 4,3 м та довжиною близько 14 м. Нагрівальні простінки 4 виконані у вигляді вертикальних ходів та сполучені один з одним перекидними каналами 1. У кожного нагрівального простінка є два регенератори 5: один для повітря, інший для паливного газу. Нагріті гарячою насадкою повітря та паливний газ згоряють у нижній частині вертикальних ходів, а гази, що утворюються, рухаються нагору та по перекидному каналу поступають до сусіднього простінку, по якому опускаються вниз. В регенераторах гази нагрівають насадку і по загальному борову відводяться з коксової печі. Після охолодження першої регенераторів потік газів переключають на зворотній і т.д.. Леткі продукти відводять з коксових камер по стояках 2. Шихту в камери завантажують зверху за допомогою спеціальних вагонеток, а кокс розвантажують з печі за допомогою коксовиштовхувальних машин.

Коксова піч – камера - викладена з вогнетривкої цегли. Довжина печі-камери (12-13 м) визначається потужністю коксовиштовхувальної машини, висота (4-4,3 м) – можливістю рівномірного нагрівання вугілля, ширина – не перевищує 0,4 м, з боку коксовиштовхувальної машини, вона на 3-5 см вужча. Місткість камер -15-28 т.

Процес коксування починається за температури понад 100 °С. У процесі нагрівання вугілля до температури 200 °С випаровується вода та виходять гази CO₂ та CH₄. У разі подальшого нагрівання до 350 °С починають розкладатися органічні речовини з виділенням CO, H₂O та інших сполук. Подальше підвищення температури спричинює перехід вугільної маси у пластичний стан і виділення кам'яновугільної смоли. За температури 600 °С утворюється напівкокс. У межах температур 600-1100 °С напівкокс перетворюється в кокс.

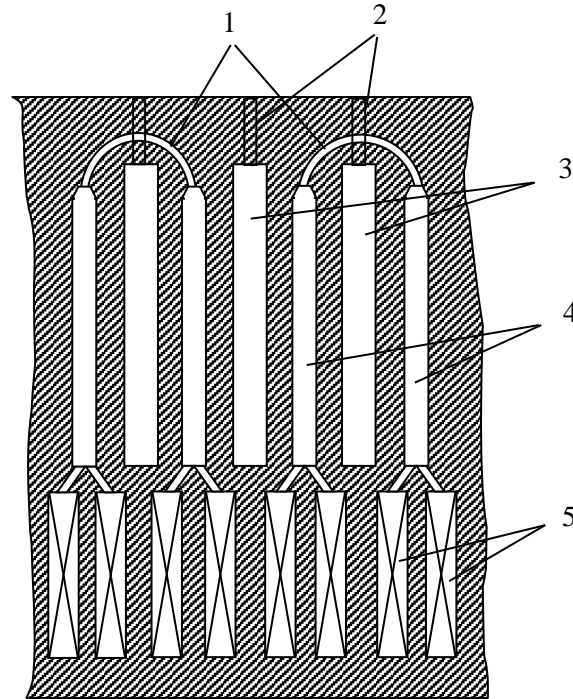


Рисунок 3.1.Схема коксової печі: 1- перекидні канали; 2- стояки; 3 – коксові камери; 4 – обігрівальні простінки; 5 - регенератори

Вугілля нагрівають до температури 1400 °С протягом 14-16 годин. За цей час утворюється кокс. Після закінчення коксування кокс виштовхують із печі коксовиштовхувачем. Розжарений кокс потрапляє до вагона, а звідси – до гасильної башти, де охолоджується водою. Застосовують також сухе гасіння коксу.

Охолоджений кокс сортують за розмірами. Металургійним коксом є куски розмірами 25-40 мм.

Якість коксу залежить від вмісту у вугіллі бітумів: маслянистого та твердого. Завдяки бітумам маса вугілля спочатку стає пластичною, а потім пористою. Вміст у вугіллі мінеральних домішок погіршує якість коксу і негативно впливає на чавуноваріння, адже кокс є одним із основних видів палива у процесі виробництва чавуну. Тому вугілля перед коксуванням збагачують.

Мінеральні домішки повністю залишаються в коксі й зумовлюють збільшення в шихті кількості флюсів. Крім того, великий вміст у коксі речовин, які в процесі згоряння утворюють жужелицю, зменшує його міцність.

Найбільш шкідливою домішкою у вугіллі є сірка, оскільки частина її залишається в коксі, а частина виноситься разом із коксовим газом. Збільшення вмісту сірки у коксі на 1 % спричиняє збільшення в доменній шихті вмісту флюсів на 10-20 % і зменшення продуктивності печі на 20-30 %. Тому вугілля, яке містить велику кількість сірки, збагачують флотаційним способом, що зменшує вміст сірки на 15-20 %. В коксову піч завантажують подрібнене (розмір кусків не менш як 3 мм) і збагачене вугілля.

Коксують вугілля *періодичним* та *безперервним* способом.

Періодичний спосіб – проводять у печах-камерах періодичної дії, які об'єднують у батареї, що складаються з кількох десятків печей.

Безперервний спосіб – проводять у стовбурних печах. Шихту попередньо підігрівають у камерних печах або в печах із „псевдокиплячим шаром” до температури 400 °С. За цієї температури шихта розм’якшується. Потім з цієї шихти на спеціальній машині формують брикети розміром 60 x 60 x 70 мм. Отримані брикети завантажують до печі, у середній частині якої найвища температура, тут і відбувається коксування. У верхній частині печі брикети нагріваються, а в нижній – охолоджуються. Остаточне охолодження та гасіння коксу проводять так само, як і в разі періодичного способу коксування.

У разі безперервного способу отримання коксу час коксування скорочується до 3 год.; отриманий кокс має відповідні форму та розміри, що дуже важливо для виробництва чавуну; крім того, можна коксувати також буре вугілля, а це дуже важливо, оскільки коксівного залишилось не так багато.

Наступним процесом на коксохімічному підприємстві є процес конденсації та уловлювання летких продуктів коксування (Рисунок 3.2).

Коксовий газ, що виходить з печі, вміщує пари летких органічних сполук, пари води, аміак тощо. Подальша переробка газу полягає в конденсації мало летких речовин та уловлюванні аміаку, піридинових лугів та сполук, що не сконденсувалися.

Леткі продукти коксування (прямий коксовий газ) з печі 1 потрапляють по стояках в газозбірну трубу 2. Там проходять первинне охолодження та конденсацію газу за рахунок випаровування аміачної води, яка подається в трубу через спеціальні розпорощувачі. При цьому продукти коксування охолоджуються до 85-90°C і деяка частина з них конденсується. Коксовий газ відокремлюється від конденсату в сепараторі 3 та охолоджується до 30-35 °С в холодильнику 5, в якому конденсується додаткова кількість смоли. Газ, що виходить з холодильника, вміщує смоляний туман і для його виділення проходить електрофільтр 8, після чого газодувкою 9 транспортується в наступне відділення.

Конденсат із газозбірника 2 та сепаратора 3 поступає у відстійник 4, де розділяється на смолу та тверді смолисті речовини (нижній шар) і надсмольну воду (верхній шар), яка вміщує поглинений з коксового газу аміак. Конденсат з холодильника 5 та електрофільтру 8 в сепараторі 6 розділяється на надсмольну воду та смолу. Кам’яновугільна смола із відстійників 4 та 6 збирається в проміжній ємності 7, звідки направляється в смолоперегінний цех. Надсмольна вода з відстійника 4 та частина надсмольної води з відстійника 6 використовується для первинного охолодження свіжого газу в газозбірнику 2.

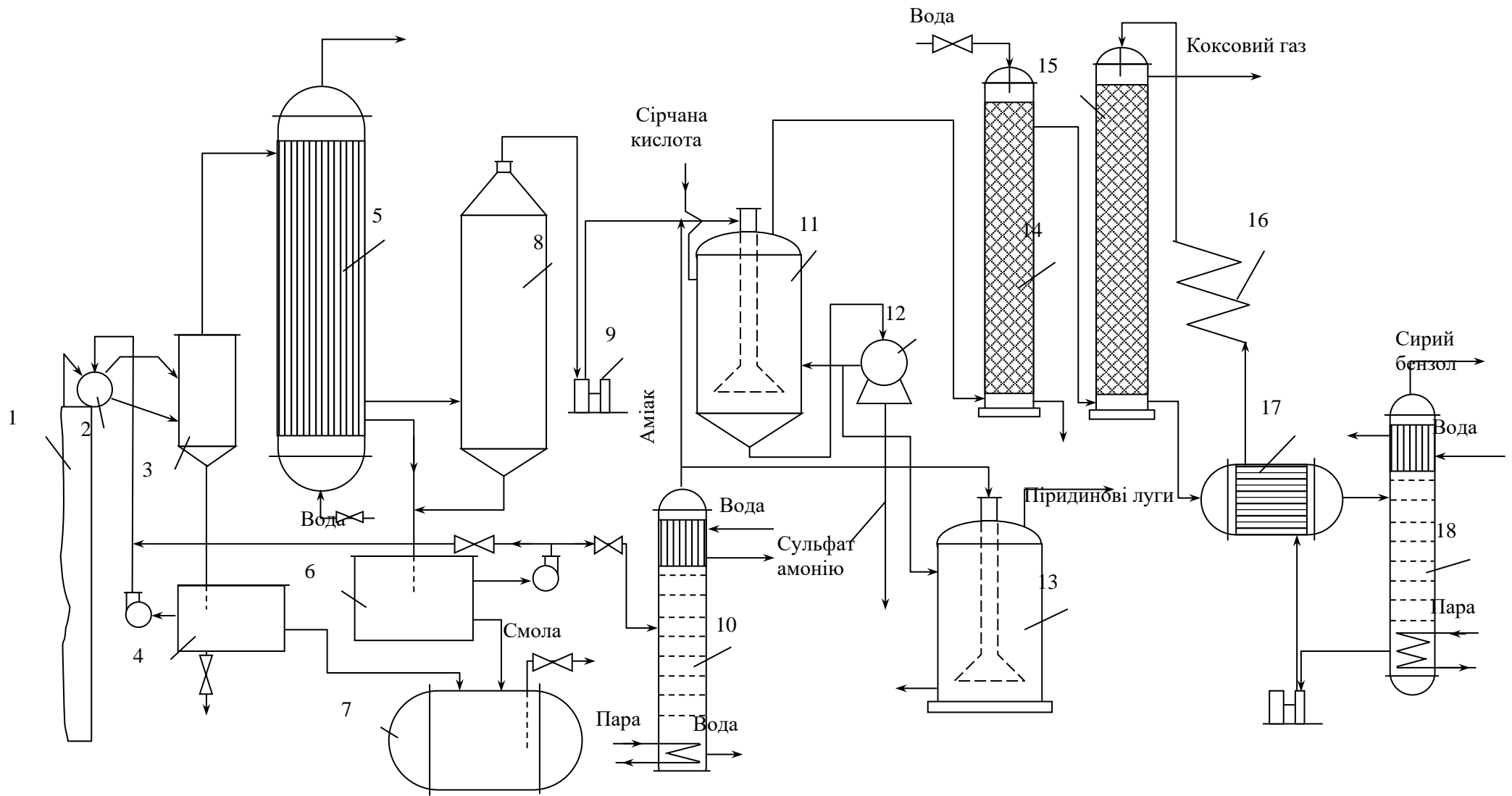


Рисунок 3.2 — Технологічна схема конденсації та уловлювання летких продуктів коксування:

1- коксова піч; 2 – газозбірник; 3- сепаратор; 4, 6 – відстійники; 5,14,16 – холодильники; 7 – проміжна ємність; 8 – електрофільтр; 9 – газодувка; 10 – аміачна колона; 11 – сатуратор; 12 – центрифуга; 13 – нейтралізатор; 15 - абсорбер; 17 – теплообмінник; 18 – десорбер

Таким чином здійснюється циркуляція значної маси надсмольної води. Залишкова кількість надсмольної води, що вміщує аміак, з сепаратора 6 направляється в колону 10 для відгонки аміаку, який далі уловлюється в сатураторі 11 розчином сульфату амонію з надлишком сірчаної кислоти. Цей апарат працює безперервно з постійною подачею свіжої сірчаної кислоти. Разом з аміаком в сатураторі 11 поглинається маса легких піридинових лугів.

Рідина, що містить сульфат амонію, з конічної частини сатуратора 11 безперервно відводиться в центрифугу 12. Там відокремлюються кристали сульфату амонію, а маточний розчин повертається до сатуратора. Деяку частину маточного розчину виводять із системи для виділення піридинових лугів. З цією метою надлишок сірчаної кислоти нейтралізують у нейтралізаторі 13 аміаком, який витісняє піридин та його солі.

Під впливом тепла піридинові луги, що виділяються, разом з парами води та інших речовин, відганяють з нейтралізатора 13, а розчин сульфату амонію повертається в сатуратор.

Газ після сатуратора 11 ще вміщує пари летких органічних сполук (бензолу, толуолу тощо). Для їх уловлювання він охолоджується водою в холодильнику 14 безпосереднього змішування та проходить абсорбер 15, що зрошується поглинальним маслом. Газ, що виходить з абсорбера (зворотний коксовий газ) використовується для обігрівання коксових печей. Значна його частина направляється на хімічну переробку. Насичене поглинальне масло з низу абсорбера 15 проходить теплообмінник 17, де нагрівається гарячим зворотним маслом, та поступає в колону 18. В ній проходить ректифікація, в результаті якої відганяється суміш легких ароматичних сполук (сирий бензол). Поглинальне масло, що звільняється від сирого бензолу, віддає своє тепло насиченому маслу в теплообміннику 17, додатково охолоджується в холодильнику 16 і знову використовується для абсорбції бензолних вуглеводнів з коксового газу.

Ароматичні сполуки, що утворилися при коксуванні, знаходяться в кам'яновугільній смолі та сирому бензолі. Вихід кам'яновугільної смоли складає 32 - 34 кг, а сирого бензолу 10 - 11 кг на 1 т сухого вугілля.

Основними виробничими відділеннями на коксохімічному підприємстві є:

- *цех вугленідготовки* (прийомка, дозування, подрібнення шихти); основне обладнання – вагоноперекидач, конвейер, дозатор, стрічковий дозатор, бункера;

- *коксовий цех* – (виробництво коксу); обладнання - коксові батареї, що об'єднані в блоки, вугільна башта, гасильна башта з насосною та відстійниками, рампа, коксові машини для сортування вугілля;

- *цех уловлювання хімічних продуктів коксування* - входять відділення конденсації, аміачно-сульфатне, відділення кінцевого охолодження коксового газу та уловлювання сірководню і бензолу, сірчаноокислотне, дистиляції бензолу; Основне обладнання – абсорбери, аміачні колони, скрубери для видалення фенолу, газові холодильники, конденсатори-холодильники, теплообмінники, регенератори, бензолні скрубери тощо.

- *смолоперегінний цех* - входять відділення: склад смоли та мастил, відділення дистиляції смоли, пеків парк; основне обладнання – трубчасті агрегати продуктивністю по 50 000 т смоли за рік, пекові колони, фракційні колони, кубі-реактори, теплообмінні апарати, ємності) .

- *цех ректифікації сирого бензолу* - колони попередньої ректифікації з

ковпачковими тарілками, куби для ректифікації.

3.2. Особливості пожежної безпеки. Заходи безпеки

Аналіз статистичних даних про пожежі та вибухи на коксохімічних заводах показав, що більша частина їх виникає в цехах уловлювання, а саме на ділянках газопроводів коксового газу та у виробничому обладнанні (скрубери, колони, сепаратори тощо).

Основними причинами пожеж та вибухів на даних об'єктах є проведення електрозварювальних робіт, самозаймання сірчистих сполук заліза, несправність насосних установок, прогари труб печей та інші.

Особливо небезпечним є період зупинки технологічних апаратів та трубопроводів на профілактичний огляд або ремонт. В цей період створюються всі сприятливі умови для утворення вибухонебезпечних концентрацій в результаті неповного видалення з апаратів горючих речовин, недостатньої продувки паром або інертним газом, негерметичного відключення апаратів від сусідніх з ними трубопроводів з горючими речовинами. Про це свідчать пожежі та вибухи, що сталися на КХЗ, приклади яких наведені нижче.

Приклад 1. На Криворізькому КХЗ під час проведення газозварювальних робіт стався вибух в газопроводі газового холодильника та в ловушці сатуратора бензольного відділення. Причиною вибуху стало порушення правил при відключенні апаратів на ремонт. У результаті коксовий газ поступив через міжболтові заглушки, парову дренажну комунікацію в дільницю газопроводу та в уловлювач сепаратора, де при взаємодії з повітрям утворилася вибухонебезпечна суміш.

У результаті вибуху зруйновано уловлювач сатуратора, обвалилися бензольний та сірчаний скрубери.

Приклад 2. На Ясинівському КХЗ у ході проведення газозварювальних робіт внаслідок попадання іскри в об'єм електрофільтру стався вибух. Причина - спалахування від іскри вибухонебезпечної суміші коксового газу з повітрям, яка утворилася внаслідок недостатнього пропарювання електрофільтру.

Приклад 3. На Горлівському КХЗ у відділенні уловлювання бензолу та сірководню в результаті виходу із ладу підшипників насоса, який перекачував кам'яновугільне масло, що призвело до перекосу та тертя валу об корпус, сталася розгерметизація насоса з викидом масла. При потраплянні мастила на сильно розігрітий корпус виникло його спалахування, що призвело до пожежі площею 200 м².

Приклад 4. В бензольно-скрубєрному відділенні Запорізького КХЗ при прориві ущільнення на верхньому фланцевому з'єднанні газовідводу бензольного скрубєра потоком коксового газу було винесено сірчисте залізо, яке при контакті з повітрям спалахнуло і призвело до спалахування коксового газу.

Вогнем було охоплено весь скрубєр, що був пофарбований кам'яновугільним лаком, а також газопровід та маслопровід. Солярове масло, що розлилося, витекло в тунель з маслопроводами. У процесі вигорання прокладок на маслопроводі масло з домішками бензолу виливалося усередину тунелю, стався вибух.

Під час пожежі обвалилися 3 ферми та покрівля насосної станції з боку

скрубєрів на площі 150 м², виникла незначна деформація верхньої частини скрубєра, обвалився перехідний майданчик між скрубєрами.

Таким чином, пожежі та вибухи, що виникають на КХЗ, призводять до великих руйнувань. Вогнем за короткий час можуть бути охоплені сусідні апарати та будівлі. Складність процесу розвитку пожежі обумовлюється наявністю великої кількості технологічних апаратів, що мають висоту до 50 м (скрубєри та колони), що розміщаються на порівняно невеликих виробничих майданчиках.

Пожежна небезпека коксохімічного виробництва обумовлюється перш за все пожежовибухонебезпечними властивостями речовин та матеріалів, що обертаються – сировина, готова продукція – в основному горючі гази, легкозаймисті та горючі рідини. Велика кількість коксового газу проходить через технологічні апарати та комунікації з метою вилучення з нього смоли, аміаку, фенолів, сірководню, бензольних вуглеводнів та переробки їх у готову продукцію: кам'яновугільну смолу, сульфат амонію, фенолят натрію, бензол, сірчану кислоту, коксовий газ очищений. З цих речовин не становлять пожежної небезпеки такі: сульфат амонію, фенолят натрію, сірчана кислота. Всі інші речовини є пожежовибухонебезпечними.

Коксовий газ – це суміш, що складається із водню (60,5 %), метану (25,7 %), оксиду вуглецю (5,6), азоту (3,0 %) та його оксидів, вуглекислого газу (2,4 %) етилену (та його гомологів) – 2,5 %.

Кокс кам'яновугільний – горюча речовина, показники пожежної небезпеки в залежності від ступеня дисперсності (при дисперсності 98 мкм $T_{\text{ссп}} = 550^{\circ}\text{C}$, $\varphi_{\text{H}} = 125 \text{ г/м}^3$).

Бензол – ЛЗР, температура спалаху – мінус 11°C, $T_{\text{ссп}} = 560^{\circ}\text{C}$, $\varphi_{\text{H}} = 1,43\%$, $\varphi_{\text{B}} = 8\%$, $T_{\text{p}} = -15^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{B}} = 13^{\circ}\text{C}$.

Слід зазначити, що навіть невеликі кількості коксового газу та сірководню, що захвачуються поглинальними рідинами (содовий маточний розчин, поглинальне масло) істотно впливають на пожежну небезпеку технологічного обладнання. Вони знаходяться в розчинах, виділяються з них і утворюють у закритих об'ємах вибухонебезпечні суміші.

У відділеннях конденсації та аміачно-сульфатному відділенні беруть участь аміачна, надсмольна вода, що містять в собі легкий аміак, сірководень, феноли, піридинові луги. Це важкогорючі рідини, що не здатні до самостійного горіння, але становлять небезпеку. У закритих об'ємах можуть утворюватися вибухонебезпечні суміші аміаку.

Найбільшу небезпеку коксохімічного виробництва становлять апарати, ємності та комунікації з коксовим газом, що здатний з повітрям за визначених умов утворювати вибухонебезпечні суміші, а також з наявністю ЛЗР та ГР (бензол, кам'яновугільне масло). Дані процеси та апарати зосереджені в цеху уловлювання продуктів коксування, що є на КХЗ найбільш небезпечним. Так, за загальним об'ємом апаратів та комунікацій цеху горюче та пожежовибухонебезпечне середовище займає близько 13 000 м³, що складає 67,7 % від загального об'єму виробництва. Найбільша кількість горючого завантаження в апаратах, комунікаціях, ємностях знаходиться у відділенні уловлювання сірководню та бензолу – близько 10 000 м³.

Значний вплив на пожежну небезпеку мають конструктивні особливості апаратів. Апарати (колони, скрубєри) являють собою сталеві циліндричні апарати діаметром до 6 м та висотою до 50 м, що розміщені по одній лінії один з одним. У

них знаходиться коксовий газ, десятки тонн поглинального масла та хордові насадки з деревини.

Апарати поєднуються технологічними комунікаціями (газопроводи, маслопроводи тощо), що мають велику кількість запірної арматури та фланцевих з'єднань. Біля скрубєрів встановлені насоси, що перекачують поглинальне масло. Таке компактне розміщення обладнання на порівняно невеликому виробничому майданчику приводить до того, що пожежі можуть швидко набути значних розмірів.

Найбільш складними за конструкцією є бензольні скрубєри. Корпус скрубєра виконаний із сталі товщиною 12 мм. Захист корпусу теплоізоляцією не передбачений. Скрубєри встановлені на бетонному майданчику та утримуються анкерними болтами. Для контрольного огляду та ремонту внутрішній об'єм нижньої частини не вміщує горючих речовин, тобто внутрішня та зовнішня поверхні стінки корпусу обмиваються повітрям. Це все під час пожежі може стати причиною різкого зниження механічної міцності сталі та деформації корпусу. Якщо скрубєр позбавляється своєї несучої здатності, то може бути причиною розривів технологічних комунікацій, що пов'язані з ним, а також викликати пошкодження сусідніх апаратів, що приведе до розливу ЛЗР та ГР. Досить небезпечною є дія високих температур на сусідні апарати. За появи нещільностей в бензольних скрубєрах можливий вихід коксового газу. У місцях його виходу можуть утворюватися місцеві вибухонебезпечні концентрації.

До основних причин виникнення пожеж на КХЗ можна віднести:

- порушення технологічного процесу;
- несвоєчасний чи недоброякісний ремонт апаратури та обладнання;
- невідповідність апаратури, обладнання, електросилових і освітлювальних ліній, електроарматури, контрольно-вимірювальних приладів, вентиляційних, опалювальних та інших систем, що відповідають вимогам норм;
- порушення передбаченого протипожежного режиму.

Найбільш поширеною причиною є підвищення тиску усередині апаратів.

Підвищений тиск у колонах може виникнути в результаті порушення відбору з колони парів бензолу та води, а також масла, утворення в отворах пальників різного роду відкладень (кокс, полімери). При цьому виникає опір апаратів, порушується заданий технологічний режим.

До підвищення тиску в колонах призводить порушення процесу конденсації парів при зменшенні або повному припиненні подачі води в дефлегматори-холодильники, при несправності вентиляторів, конденсатора повітряного охолодження.

Підвищення тиску в колонах може бути за підвищення температурного режиму, що виникає при збільшенні кількості тепла, що поступає в дистиляційну колону в результаті збільшеної подачі гострої пари в колону. При попаданні води або поглинача з водою в дистиляційну колону, вода швидко закипає, утворюючи при цьому пару.

В скрубєрах підвищений тиск може утворюватися внаслідок зростання опору шару насадки скрубєрів за рахунок відкладень, що утворюються з кам'яновугільного масла (шлам, антрацен, полімери).

Небезпечним є також підвищення в скрубєрах рівня масла в нижній частині скрубєра. У цьому випадку газова фаза здатна перейти з першого скрубєра в збірники, а потім у відділення дистиляції.

Загоряння пожежовибухонебезпечних сумішей на КХЗ може статися від відкритого вогню форсунок, нагрітих поверхонь конструкцій технологічних печей, від іскор, що утворюються при неповному згорянні палива, ударах, терті. Причиною пожежі може стати також самозаймання сірчистих сполук заліза, теплоізоляції, просоченої маслами тощо.

Швидкому розвитку і поширенню пожеж на КХЗ сприяють:

- вихід назовні великої кількості газу, масла та інших ЛЗР, ГР на момент пожежі;
- тривале надходження продуктів у зону горіння з пошкоджених апаратів;
- недоступність до засувок, що горять;
- розтікання поглинального масла та інших ЛЗР та ГР по прилеглій території;
- загазованість території;
- вибухи апаратів, що супроводжуються розлітанням уламків, поширенням вибухової хвилі, сильними руйнуваннями після вибуху тощо.

Специфічними джерелами запалювання на КХЗ можуть бути:

- відкритий вогонь форсунок і нагріті конструкції технологічних печей;
- іскри механічного походження, перегрів в місцях тертя при роботі транспортерів, насосів, тощо ;
- відкритий вогонь і розпечений метал при ремонтних вогневих роботах;
- самозаймання сірчаних сполук заліза, самозаймання клоччя, ганчірок, просочених маслами ;
- коротке замкнення в електричному обладнанні (до цього приводить вплив на обладнання агресивного середовища (інтенсивна корозія).

Заходи пожежної безпеки

На коксохімічних підприємствах вживаються заходи пожежної безпеки згідно чинного законодавства, а саме: НАПБ А.01.001-2014 Правила пожежної безпеки в Україні, НПАОП 23.1-1.01-08. Правила безпеки в коксохімічному виробництві. Проведемо короткий огляд вимог стосовно заходів, які повинні виключити виникнення горючого середовища та вибуху, джерел запалювання, обмеження шляхів поширення пожежі.

1. Технологічне обладнання, яке виготовляється для коксохімічних підприємств, повинно мати максимально механізоване та автоматичне керування, а також забезпечувати безаварійну та безпечну роботу, автоматичний контроль і автоматичне регулювання технологічного процесу.

2. Обладнання та споруди коксохімічних підприємств (цехів) повинні постійно підтримуватися у справному стані, що повинно забезпечуватися проведенням робіт з їх технічного обслуговування та ремонту, які виконуються з визначеною періодичністю в заданому обсязі, за затвердженим роботодавцем графіком.

3. Теплоізоляційний захист повинен виконуватися з негорючих матеріалів.

4. Під час зупинки та пуску агрегати, апарати та комунікації, які містять у собі за робочого режиму вибухонебезпечні рідини, пари, гази, пил, повинні бути продуті інертним газом або парою для запобігання утворенню в них вибухонебезпечних сумішей з обов'язковим відбором проб газоповітряного середовища на вибухонебезпеку. Продувні свічки необхідно залишати відкритими на весь період зупинки.

5. У цехах повинні бути передбачені стаціонарні зварювальні пости, а

також обладнано місця підключення переносного освітлення.

6. У кожному цеху, відділенні, на дільниці підприємства повинен бути визначений роботодавцем перелік шкідливих, вибухонебезпечних і пожежонебезпечних речовин, які можуть виділятися у виробничих приміщеннях і в робочих зонах зовнішніх установок під час ведення технологічного процесу, ремонту та в аварійних випадках, і повинні застосовуватися типи захисних протигазів.

7. Трубопроводи, які призначені для транспортування вибухонебезпечних, пожежонебезпечних і шкідливих речовин, у тому числі зріджених газів, незалежно від температури нагріву, а також арматура повинні бути виготовлені з матеріалів, які відповідають за своїми технічними характеристиками робочим умовам середовища, що транспортується.

8. Пошкоджена теплоізоляція апаратури, паропроводів і технологічних трубопроводів повинна своєчасно відновлюватися.

9. Обслуговуючий персонал повинен систематично перевіряти герметичність обладнання, що працює, та трубопроводів.

10. Аварійні трубопроводи, які з'єднують установки з аварійною ємністю, повинні мати нахил у бік цієї ємності, бути прямими та мати мінімальну кількість відводів і поворотів. Аварійні трубопроводи не повинні мати вздовж усієї довжини запірних пристроїв, крім відключальних засувки в апаратів.

11. Усі трубопроводи незалежно від температури середовища, що транспортується, повинні бути розраховані на повну самокомпенсацію. За неможливості самокомпенсації на трубопроводах повинні встановлюватися компенсатори, що відповідають умовам роботи трубопроводів.

12. Сальникові компенсатори дозволяється встановлювати на міжцехових трубопроводах коксового газу з тиском близько 0,04 МПа (0,4 кгс/см²) і на трубопроводах зворотної аміакової води, яка йде з газозбірників коксових батарей у відділення конденсації коксового газу.

13. Газопроводи та трубопроводи необхідно заземлювати через кожні 250 м, а на фланцевих з'єднаннях встановлювати струмопровідні перемички.

14. У виробничих приміщеннях, у яких можливе раптове надходження у повітря великої кількості шкідливих речовин (крім пилу), а також у приміщеннях з виробництвами категорій А і Б, у яких можливе раптове надходження у повітря великої кількості вибухонебезпечних газів і парів, крім загальнообмінної, повинна бути обладнана аварійно-витяжна вентиляція.

15. Приміщення, у яких передбачено обладнання аварійної вентиляції, повинні бути обладнані автоматичними газоаналізаторами. Аварійна вентиляція повинна бути заблокована з газоаналізатором і повинна автоматично вмикатися, якщо концентрації газів або парів у приміщенні досягають 20 % нижнього концентраційного рівня займання або в разі перевищення ГДР концентрації згідно з ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007 Система стандартів безпеки праці. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використанні в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва.

16. У приміщеннях з виробництвами категорій А і Б усі металеві повітроводи та обладнання припливних і витяжних установок повинні бути заземлені відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів з охорони праці

та промислової безпеки.

17. Припливні та витяжні агрегати приміщень категорій А і Б повинні встановлюватися в окремих камерах. Обладнувати припливні агрегати в одній камері з витяжними агрегатами не дозволяється.

18. Не дозволяється з'єднання (сполучення) каналізації різного призначення.

19. Скидання в каналізацію сировини та продуктів виробництва під час аварій, а також під час ремонтів і ревізій апаратури не дозволяється.

20. Скидання повинне передбачатися у технологічну каналізацію з подальшим поверненням продукту, що скидається, у технологічний цикл.

21. Виробничі цехи коксохімічних підприємств повинні бути обладнані робочим, аварійним та евакуаційним освітленням.

22. Для освітлення приміщень, у яких розташовані виробництва категорій А і Б, а також приміщень з газопроводами коксових батарей повинні застосовуватися світильники лише у вибухозахищеному виконанні та придатні для цього середовища відповідно до чинних нормативно-правових актів.

23. У приміщеннях хімічних цехів, які належать до категорій А і Б з вибухопожежної та пожежної небезпеки, повинно застосовуватися лише повітряне опалення, суміщене з припливною вентиляцією.

24. Електроустановки коксохімічного виробництва повинні відповідати вимогам Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 № 258, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 25.10.2006 за № 1143/13017, Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України 09.01.98 № 4, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 10.02.98 за № 93/2533 (далі - НПАОП 40.1-21-98), а також вимогам інших чинних нормативно-правових актів.

25. Необхідно, щоб прилади за своїм виконанням відповідали середовищу, у якому вони експлуатуються.

26. Контрольно-вимірювальні прилади, що встановлені зовні приміщення, повинні бути захищені від атмосферних впливів, а в необхідних випадках обладнані обігрівними пристроями і теплоізоляцією.

27. Газове господарство коксохімічних підприємств, що проектується, будуються та експлуатуються, повинно відповідати вимогам Правил безпеки в газовому господарстві коксохімічних підприємств і виробництв, затверджених наказом Держгірпромнагляду від 27.03.2007 № 61, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 28.04.2007 за № 441/13708 (далі - НПАОП 27.1-1.10-07).

Висновок: коксохімічне виробництво є складним технологічним комплексом, що включає безліч пожежовибухонебезпечних технологічних процесів, які вимагають постійної уваги та контролю за дотриманням вимог пожежної безпеки.

Питання для самоконтролю

1. Способи добутку нафти та газу.
2. Основні методи переробки вугілля.
3. Сутність процесу коксування.
4. Способи коксування вугілля та його продукти.
5. Назвати основні виробничі відділення коксохімічних заводів.

6. Пожежна небезпека сировини та продукції коксохімічного виробництва.
7. Пожежна небезпека цеху уловлювання КХЗ.
8. Чим обумовлюється пожежна небезпека бензольно-скрубного відділення КХЗ?
9. Запобігання пожеж і вибухів на КХЗ.
10. Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки коксохімічних підприємств.

Рекомендована література

1. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки : Навч. посібник / О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса та ін. — Х. : НУЦЗУ, 2010 . — 249 с.
2. НПАОП 0.00-1.41-88. Загальні правила вибухобезпеки для вибухопожежонебезпечних хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництв.
3. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні.
4. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
5. НПАОП 27.1-1.10-07. Правила безпеки в газовому господарстві коксохімічних підприємств і виробництв.
6. ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007. Система стандартів безпеки праці. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використанні в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва.

ЛЕКЦІЯ 4

ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ТЕПЛОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

План

- 4.1. Підприємства енергетичної промисловості та їх класифікація.
- 4.2. Статистика пожеж та причин їх виникнення.
- 4.3. Технологія виробництва електроенергії на ТЕС.
- 4.4. Особливості пожежної небезпеки на ТЕС та заходи попередження.
- 4.5. Виробництво електроенергії на АЕС. Технологічна схема.
- 4.6. Класифікація ядерних реакторів та їх конструктивні елементи.
- 4.7. Системи управління та захисту ядерних реакторів.
- 4.8. Техногенна безпека АЕС.
- 4.9. Сховища відпрацьованого ядерного палива і радіоактивних відходів. Безпека процесів зберігання радіоактивних відходів. Вимоги нормативних документів.

4.1. Підприємства енергетичної промисловості та їх класифікація

Будь-який технологічний процес вимагає певної витрати палива, електричної та теплової енергії, тому промислові підприємства є найбільшими споживачами різних видів палива і енергії. У промисловості витрачається приблизно половина всього палива і дві третини енергії. В якості палива підприємства використовують вугілля, кокс, мазут, дрова і деревні відходи, природний газ, діоксид вуглецю (наприклад, для зварювального виробництва). З розвитком науково-технічного прогресу і зростанням виробництва споживання енергії систематично зростає. Без електроенергетики не можливе існування сучасної промисловості. Вона поєднує всі процеси генерування, передачі, трансформації і споживання електроенергії. Містить у собі теплові, гідравлічні, атомні електростанції і теплові мережі країни, об'єднані в енергетичні системи, що є базою електрифікації і теплофікації всіх галузей народного господарства і побуту населення. На долю України в минулому десятилітті приходилося 17% загальносоюзного виробництва електроенергії.

Основні потужності країни зосереджені на електростанціях виробничих енергетичних об'єднань. У країні діє об'єднане диспетчерське керування енергосистемами.

При виробництві електричної енергії в енергокомплексі задіяні електростанції, енергосистема і споживач енергії.

Електричні мережі й енергосистеми включають високовольтні лінії електропередачі (довжиною більш 120 тис. км повітряних ліній напругою понад 35 кВт), підстанції високої напруги і розподільні електричні мережі (довжина більш 900 тис. км).

Електрифікація є головним постачальником електроенергії для промисловості.

Електрична станція являє собою енергетичне підприємство на якій енергія природних джерел перетворюється в енергію електричного струму. Звідси електроенергія видається споживачам через ряд електроустановок, на яких відбувається її подальше перетворення і розподіл. Електричний спосіб передачі і

розподілу енергії є найбільш поширеним.

Основне енергосилове устаткування станції – первинні двигуни – парові турбіни або гідротурбіни, що утворюють разом з генераторами турбо– або гідроагрегати.

Основний ресурс для вироблення електроенергії – паливо: вугілля, мазут, сланці, природний і доменний газ.

До нетрадиційних джерел електроенергії відносяться *сонячні, геотермальні, вітрові і приливні*.

Сонячна електростанція (СЕС). Першу СЕС збудовану в Криму. Її потужність 5 МВт. Висота центральної вежі СЕС разом із парогенератором – 89 м. Для отримання водяної пари на сонячній СЕС воду нагрівають енергією Сонця. На висоті 78 м поміщено казан, на який подають сонячну енергію дзеркальні геліостати. Площа всіх дзеркал дорівнює 40000 м². Пара, утворена в казані в процесі нагрівання води, має температуру 225⁰С і тиск 2,6 МПа. Цих параметрів досить для руху турбін, а з нею і ротора генератора, який завершує цикл перетворення енергії на електричну. Кожне дзеркало обертається навколо вертикальної та горизонтальної осей.

Вітрова електростанція. Запаси вітрової енергії безмежні. Перша в світі ВЕС збудована в 1931 році в Криму. Її потужність – 100 кВт. Дослідження останніх років показали, що вартість виробленої енергії на ВЕС нижча, ніж на інших. ККД сучасних вітродвигунів – 45 %.

Складовою частиною ВЕС є вітрове колесо, яке обертається під дією сили вітру. Це колесо розташоване на валу, який передає обертання колеса електричному генератору, де виробляється електроенергія.

Якщо на ГЕС та ВЕС енергію води та вітру перетворюють зразу на електроенергію, то на інших спочатку отримують пару або газ, а вже потім електроенергію.

Електростанції поділяються на:

- газотурбінні;
- теплові турбінні;
- гідравлічні;
- дизельні;
- атомні;
- ТЕЦ.

Теплові електростанції (ТЕС) є основною базою виробництва електроенергії. До найбільших ТЕС відносяться: Запорізька (3,6 млн, кВт), Вуглегірська (3,6), Криворізька (3,0), Зміївська і Бурштинська (по 2,4), Придніпровська (1,9), Луганська і Старобешівська (по 2,0) та ін.

Гідроелектростанції (ГЕС) представлені каскадом електростанцій на Дніпрі (Дніпрогес (1478 МВт), Каховська (350 МВт), Дніпродзержинська (350 МВт), Кременчуцька (625 МВт), Київська (551 МВт), Канівська (420 МВт)) і електрокомплексом на річці Південний Буг (Південно–Українська, Ташликська, Костянтинівська).

Складовими частини ГЕС є гребля, яка затримує воду у водосховищі, гідротурбіна та електричний генератор. Енергія води, яка падає з висоти понад 200 м на лопати турбіни в електричному генераторі, перетворюється на електричну енергію.

Крім ГЕС є *гідроакумуючі електростанції (ГАЕС)*, які вночі накопичують електроенергію, що виробляють інші електростанції, а на час “пік” віддають її. Перша ГАЕС побудована на Дніпрі.

За встановленою потужністю розрізняють ГЕС великі (потужні) (понад 250 МВт), середні (до 25 МВт) і малі (до 5 МВт).

На ГЕС застосовують *два типи турбін*: радіально–осьові і поворотно–лопаткові (це так названі реактивні турбіни). Більш широке застосування знаходять турбіни з поворотними лопатками (число лопаток – 10–30). Основна частина турбіни – робоче колесо, де енергія водяного потоку перетворюється в енергію обертання, передану через вал ротору електричного генератора.

Найбільш розповсюджений тип теплової електростанції – *ДРЕС* (державна районна електростанція), що представляє конденсаційну станцію, на якій пара, що відробила, викидається в конденсатор,

ДРЕС споруджується поблизу місць перебування паливних енергоресурсів на віддаленні від промислових центрів. Застосування трубопроводів для далекого транспортування газу і мазуту дозволяє наблизити такі електростанції до споживача.

Одиничні потужності парових турбін і турбогенераторів досягають 500 – 800 МВт.

ГРЕС видають електроенергію тільки на підвищеній напрузі і по високовольтних лініях електропередачі в енергосистеми.

Наступний тип теплових станцій – ТЕЦ – теплоелектроцентралі з комбінованим виробленням теплової й електричної енергії. При установці турбін з відбором або протитиском використовується тепло відпрацьованої пари за рахунок чого ТЕЦ може, крім електроенергії, давати теплову енергію у виді пари або гарячої води для промислових цілей і опалення.

Видача електроенергії від ТЕЦ до споживачів звичайно виробляється по кабельних лініях на генераторній напрузі.

Теплофікація дозволяє за рахунок комбінованого вироблення теплової й електричної енергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) забезпечити централізоване постачання промислових підприємств і великих міст, досягти значної економії палива. У 1983 р. сумарна встановлена потужність ТЕЦ складала понад 6 млн. кВт.

Об'єднання електростанцій в енергосистеми дозволяє поліпшити роботу всіх електростанцій і споживачів.

Технологічний процес вироблення електроенергії на об'єктах енергетики є складним і небезпечним.

4.2. Статистика пожеж та причин їх виникнення

Рятувальники в ніч на 1 березня 2015 року ліквідували пожежу на четвертому енергоблоці Трипільської ТЕС, що сталась внаслідок загоряння сажі.

За повідомленням Держслужби України з НС, в 00:33 в оперативно–диспетчерську службу надійшло повідомлення про загорання на четвертому енергоблоці Трипільської ТЕС ПАТ «Центренерго».

«По прибуттю на місце події встановлено, що є необхідність охолодження розігрітих газоходів котла (регенеративний повітряний нагрівач, 4 бункера електрофільтрів) *у зв'язку зі спалахом сажних відкладень*. Для охолодження задіяно 5 одиниць техніки та 37 чоловік особового складу. О 6.00 роботи

завершено», – зазначили у відомстві.

29 березня 2013 року в енергоблоці № 2 ТЕС почалася пожежа. Повідомлення про займання на Вуглегірській ТЕС надійшло в диспетчерську службу Головного управління Державної служби з надзвичайних ситуацій в Донецькій області о 15:14. Для гасіння пожежі було залучено 40 одиниць основної та спеціальної техніки та 190 чоловік особового складу ДСНС. До вечора пожежу було локалізовано. 30 березня 2013 року, через 13 годин після початку загоряння пожежа була погашена. В результаті пожежі робота ТЕС була тимчасово зупинена, збитки склали 173,5 млн. гривень – були зруйновані чотири енергоблоки, загинула одна людина і постраждали ще 13 працівників підприємства (вісім з яких були госпіталізовані). В результаті розслідування було встановлено, що *причиною пожежі стало самозаймання вугільного пилу при розгерметизації пилосистеми*, що стало можливим в результаті порушення робітниками правил технічної експлуатації системи і правил безпеки при виконанні робіт з підвищеною небезпекою.

У Києві 25 листопада 2016 року на території ТЕЦ по вулиці Жилянській, 85, спалахнула потужна підземна пожежа. Горів підземний високовольтний колектор, потужністю десять тисяч вольт.

З–під землі доносяться удари від замикання електрики.

На місце події прибуло близько 12 екіпажів пожежників, основного і спеціального призначення, також чергують карети швидкої допомоги. Слідство щодо причин пожежі триває.

4.3. Технологія виробництва електроенергії на ТЕС

На теплових електростанціях як паливо застосовується вугілля, торф, сланці, рідкі нафтопродукти газ і т.д.

Паливо, що надходить на електростанцію, проходить підготовку і подається в топку. Підготовка твердого палива (вугілля) полягає в його здрібнюванні до пилу в дробильному корпусі, потім пил направляється в бункери пилу по пилопроводам за допомогою вентиляторів, далі пилоповітряна суміш по пилопроводу нагнітається гарячим повітрям у топку казана, де спалахує. У трубопроводах казанів нагрівається вода до одержання пари, яка потім надходить у пароперегрівник, де нагрівається до температури близько 560⁰С и тиску 250 атм. Під таким тиском і температурою пара надходить на лопатки турбін і обертає їх. Турбіна жорстко закріплена з генератором і збудником на одній вісі обертання, при потраплянні пара на лопатки турбіни вона починає обертатися і відбувається перетворення механічної енергії в електричну.

Збудник дає постійний струм в обмотку обертового ротора синхронного генератора, у якому магнітні силові лінії наводять ЕДС. Вироблена електроенергія по шинопроводам подається в силові трансформатори, а від них – по лініях електропередач до споживача.

Основна споруда ТЕС – це головний корпус, у якому розміщуються бункерне відділення (у газо–мазутних ТЕС відсутнє), казанове відділення і машинний зал. До головного корпусу примикає будівля, де розміщений головний щит керування і розподільний пристрій генераторної напруги. Ця будівля з'єднується з головним корпусом перехідним містком. Розподіл електроенергії до споживачів відбувається за допомогою відкритих розподільних пристроїв (ВРП) і підстанцій. Пристрої по прийому, зберіганню, підготовці і транспортуванню палива складають паливне

господарство.

Основні споруди ТЕС розглянемо на прикладі Зміївської ДРЕС.

Зміївська ДРЕС розташована в Харківській області в Зміївському районі в напрямку автодорога Зміїв – Балаклея.

Установлена потужність електростанції 2400 МВт. В експлуатації знаходиться 6 енергоблоків по 200 МВт і 4 енергоблоки по 300 МВт.

На території розташовані:

1. *Головний корпус* з відкритим розподільчим пристроєм 330/110 кВт. Довжина 456 м; ширина 96 м; висота машинного відділення 28 м; казанового – 56 м.

В ньому розташовані:

- турбіни К–200–130;
- центральний щит керування;
- генератори 200 МВт;
- турбіни К–300;
- генератори 300 МВт.

Поза приміщенням розміщені *блокові трансформатори*, у яких знаходиться від 35 до 74 т трансформаторної масла.

У маслобаках турбін від 28 до 36 т масла.

У маслостанціях кульових барабанних млинів – по 2,3 т масла.

У системах охолодження генераторів використовується водень (70 – 75 куб. м).

2. *Службовий корпус*.

3. *Об'єкти паливостачання* – 2 склади, газорозподільний пункт і пропускний пункт,

4. *Мазутогосподарство* – мазутонасосна 1 (зливна естакада, 2 підземних резервуари) і мазутонасосна 2 (8 резервуарів).

5. *Об'єкти вуглеприготування* – вагоноперекидач, галереї паливоподачі, бункери і живильники сирого вугілля, кульові барабанні млини, бункери пилу.

6. *Об'єкти хімоводоочистки*, майстерні, ацетиленова і киснева станція.

4.4. Особливості пожежної небезпеки на ТЕС та заходи попередження

Сьогодні багато електроенергетичних установок і устаткування створюють радіаційні, токсичні, пожежовибухонебезпечні й інші аварійні ситуації, які є причинами або наслідками промислових аварій. Про це свідчить наведена вище статистика аварій, яка свідчить, що пожежна небезпека ТЕС існує і дуже велика.

Пожежна небезпека ТЕС обумовлюється наявністю складного паливного господарства, системи для спалювання палива, розгалуженої кабельної мережі і різних допоміжних приміщень, застосуванням маслonaповненого устаткування й апаратури.

Пожежна небезпека паливного господарства залежить від виду застосовуваного палива. Найбільшу небезпеку представляє виробництво електроенергії на ТЕС із застосуванням твердого палива.

Тверде паливо (бурі і кам'яні вугілля, торф) при зберіганні в штабелях можуть самозайматися. Пил вугілля (крім антрациту і напівантрациту), сланцю, торфу, напівкоксу також схильний при збереженні, транспортуванні до самозаймання. Здатність до самозаймання росте з підвищенням температури.

Пилоповітряні суміші цих видів палива при визначених концентраціях є вибухонебезпечними. Вугільний пил НКМПП= 60–80 г/м³. Небезпека вибуху росте при зменшенні вологості повітря менш 25%.

Горючі гази – найбільш ефективний вид палива (застосовуються: коксовий, доменний, генераторний і ін.). При витоку гази з повітрям утворюють вибухонебезпечні суміші. Концентраційні межі поширення полум'я газів такі: Доменний – 48–68%; Генераторний – 20–74%; Коксовий – 5–30%; Природний – 4–14%.

Мазут – залишковий продукт нафтопереробки. $T_{\text{сп}} = 80\text{--}140^{\circ}\text{C}$ (у залежності від марки). Мазут надходить у резервуари, де підігрівається до 90°C (не вище для нормальної роботи насосів, що перекачують), і потім по самопливних трубопроводах подається до насосів, підігрівається до $110\text{--}140^{\circ}\text{C}$, очищається і подається в котельню. На ТЕС в основному застосовується мазут топковий – 200.

Котельна установка – одна з головних ланок ТЕС. У котельному цеху одержують пару з живильної води, що надходить у його. З котла пар під тиском $140\text{--}255 \cdot 10^5\text{ Па}$ і з температурою 565°C надходить у турбіну.

Вибухи і пожежі в котельному відділенні можливі при порушеннях режиму розпалювання і роботи котлів, при аварії мазутопроводів і від інших причин. Можливе загоряння сажі, що утворюється при спалюванні мазуту, газу і відкладається в конвективних шахтах, повітропідігрівниках і газоходах котлів.

Пожежна небезпека мастил визначається великою кількістю циркулюючого мастила (пожежна небезпека маслосистем), застосуванням водню для охолодження генераторів, наявністю горючих мастил, ізоляції обмоток генератора в сполученні з високонагрітими паропроводами,

Трансформаторне мастило ($T_{\text{сп}} = 135^{\circ}\text{C}$) що застосовується в електроустаткуванні, володіє гарними ізоляційними властивостями, завдяки малій в'язкості, воно глибоко проникає в пори волокнистої ізоляції, підвищуючи її електричну здатність. Однак під впливом вологи, кисню, сонячного світла, високих температур масло старіє, руйнується, у ньому з'являються смолисті речовини, що знижують температуру спалаху і температуру самоспалахування масла.

При виникненні електричної дуги в мастилонаповненому апараті, масло розкладається на метан, водень, ацетилен з утворенням з повітрям вибухонебезпечних сумішей.

Найбільша кількість мастила витрачається для змащення турбогенераторів і насосів.

Для ущільнення, змащення й охолодження підшипників генераторів безупинно подається велика кількість турбінного масла ($T_{\text{сп}} = 180^{\circ}\text{C}$). Особливо багато мастила подається на гідроагрегати (10–15 т масла, мастилонапірні установки працюють під тиском 40 Па).

Велике мастильне господарство парових турбін таїть у собі значну потенційну небезпеку виникнення пожежі. Турбіни працюють при високих температурах, що досягає температури самоспалахування звичайно застосовуваних мастил. Небезпека пожежі на ТЕС існує при усмоктуванні мастила ізоляцією паропроводу з наступним його окислюванням і самозайманням.

Основними причинами пожежонебезпеки турбогенераторів є:

– підвищений тиск мастила в системах регулювання;

- збільшення довжини мастилопроводів;
- ускладнення схеми регулювання і захисту;
- підвищення температури паропроводів, корпусу турбіни і парових клапанів.

Загоряння мастила звичайно відбувається, коли при руйнуванні або ослабленні через вібрацію масляних трубопроводів мастило витікає або розпорошується з них на гарячі ділянки паропроводів. На силових трансформаторах причиною виникнення горіння є внутрішні ушкодження, що виникають у результаті короткого замкнення, зносу і загоряння ізоляції, а також погіршення якості трансформаторного масла. При великій потужності короткого замкнення (особливо між фазами) відбувається бурхливе виділення газів, що приводить до ушкодження корпусу і викиду масла назовні з розливом палаючого масла на велику площу.

Велику пожежну небезпеку представляють генератори з водневим охолодженням.

При роботі статор, ротор і інші частини генератора нагріваються і тепло відводиться системою охолодження і вентиляцією генераторів.

Охолодження генераторів буває:

повітряне (менш ефективно – малий коефіцієнт теплопровідності і значна густина, крім того, при електричних пробоях обмоток, коротких замкненнях, що супроводжуються підвищенням температури, появою іскор, виникає горіння, що підсилюється при надходженні повітря);

водяне (найефективніше – тепловіддача в 40–50 разів більше в порівнянні з водневим, але не завжди застосовується).

У гідрогенераторах застосовують повітряне або водяне охолодження. У турбогенераторах потужністю 25 МВт і вище водень при надлишковому тиску 0,05– $3 \cdot 10^5$ Па.

Водневе охолодження більш ефективно в порівнянні з повітряним, його теплопровідність у 7,2 рази вище, а густина у 14 разів менше, ніж у повітря. Крім того, у чисто водневому середовищі горіння ізоляції обмоток неможливо, але водень з киснем повітря утворює вибухонебезпечні суміші. Тому проникнення повітря в корпус турбогенератора або витік водню із системи охолодження можуть привести до вибуху або пожежі. Вибухонебезпечною є суміш при вмісті водню в повітрі від 4 до 75%. Причиною вибуху може бути займання водню при виході під тиском з вузької щілини або іскріння на шинах.

У розподільчих пристроях і підстанціях пожежну небезпеку представляють основне електроустаткування, застосовуване в розподільчих пристроях і на підстанціях: вимикачі, трансформатори, реактори, роз'єднувачі, контрольно–вимірювальні прилади (КВП).

Найбільшу небезпеку представляє мастилонаповнене електроустаткування. ***Мастильні вимикачі*** при розмиканні контактів під впливом високої температури електричної дуги (понад 3000°C) масло розкладається, виділяючи горючі гази, основну частину яких складає водень (70%). Ці гази в мастилі не горять. Небезпеку представляє протікання мастила через щілини в кожусі або в результаті дефектів гумових ущільнень. Продукти розкладання мастила можуть утворювати з повітрям вибухонебезпечну суміш.

Кабельні приміщення. Застосування на ТЕС турбо– і гідрогенераторів потужністю 30 МВт і більш привело до збільшення числа силових і контрольних

кабелів, тому що це викликано необхідністю застосування високих температур, підвищених тисків і підвищеної напруги. Майже всі застосовувані на енергооб'єктах кабелі мають горючу ізоляцію (кабельний папір, ПВХ, гума, мінеральні мастила, ПЕ, джут і ін.). При аварії від бризок розплавленого металу і тепла, що виділяється при короткому замиканні відбувається запалення горючої ізоляції як ушкодженого так і сусіднього кабелів. Пожежі у кабельних приміщеннях і спорудах характеризуються складністю обстановки при їхньому гасінні і важких наслідках, тому що приводять до припинення подачі електроенергії до різних об'єктів.

Характерні джерела запалювання на об'єктах енергетики

1. Нагріті до високої температури паропроводи турбін (275°C).
2. Самозаймання просоченої мастилами ізоляції при окисленні.
3. Теплові прояви електричної енергії (електричні дуги, електричний пробій ізоляції).
4. Іскри розплавленого металу на будівельній площі ТЕС і високонагріті поверхні.
5. Вогневі роботи (газозварювальні й ін.).

Можливі шляхи поширення пожежі на об'єктах енергетики

1. Наявність складної та протяжної системи трубопроводів.
2. Кабельне господарство, будівельні конструкції.
3. Пластикові покриття підлог
4. Розлив великої кількості мастил, просочена маслами теплоізоляція трубопроводів.

При горінні турбінного масла, наприклад, на площі 5 м² відбувається повне задимлення машинного залу об'ємом більш 8000 м³, видимість при цьому знижується до 1 м, це відбувається протягом 5 хв.

Заходи попередження виникнення горючого середовища

1. Застосування гідроприбирання пилу.
2. Концентрація пилу в повітрі не повинна перевищувати 10 мг/м³.
3. На всіх котлоагрегатах, крім працюючих на пилоподібному паливі встановлюються запобіжні клапани.
4. Контроль за чистотою водню, що використовується для охолодження (95–98%).
5. Для запобігання витоку водню з корпусу генератора, тиск масла в ущільненнях підтримується вище тиску водню.
6. Контроль за наявністю водню в баках турбін.
7. Контроль за вмістом водню за допомогою газоаналізаторів.
8. Витиснення водню з генератора – повітрям.
9. Витиснення повітря з генератора азотом або вуглекислим газом.
10. Контроль за рівнем і якістю масла в масляних вимикачах.
11. Захист трансформаторів від підвищеного тиску при внутрішніх пошкодженнях запобіжною трубою з мембраною.

Противопожежні заходи попередження виникнення джерел запалювання

1. Контроль за станом палива, що застосовується на об'єктах. Температура твердого палива в штабелях не повинна перевищувати 640°C.
2. Наявність теплоізоляції металевих бункерів для пилу з негорючих матеріалів.

3. Контроль за температурою пилу в бункерах (пристрій термометрів чи термопар).

4. Топки казанів на пилоподібному паливі обладнуються автоматичними пристроями підхоплення полум'я із сигналізацією.

5. У місцях можливого відкладення і загоряння сажі встановлюються термопари і оглядові отвори, які легко відкриваються.

6. Надійна ізоляція гарячих поверхонь турбоустановок і паропроводів, розташованих поблизу мастилопроводів. Захист склотканиною й обшивання листовою сталлю або алюмінієм.

7. Категорично заборонено проводити вогневі ремонтні роботи на корпусі генератора і на трубопроводах газомасляної системи, які вміщують водень.

8. Поблизу балонів з воднем і маслобака турбіни при водневому охолодженні генераторів установлюються вибухозахищені світильники.

Протипожежні заходи попередження поширення пожежі

1. Для гасіння тліючого пилу використовується насичена водяна пара.

2. Насосні мазутогосподарства і мастилогосподарства розміщуються в окремих будівлях або в одній будівлі з протипожежною стіною.

3. Відстань від наземних баків з маслом до будівель і споруд повинна бути не менш 20 м.

4. Стіна будівлі мастилогосподарства, що повернена до відкритого мастилокладу, повинна бути протипожежною, а покрівля негорючою, з ухилом у бік мастилокладу.

5. Влаштування аварійного зливу масла в спеціальні ємності.

6. Для гасіння гідрогенераторів з водневим охолодженням застосовується вуглекислий газ.

7. Влаштування під мастилонаповнене устаткування ємностей.

8. На відкритих РП розміщення чистого гравію, промитого щебню, огороження бортиками, висота не більш 0,5 м (повинно вміщуватися все мастило після розливу в таке обвалування).

4.5. Виробництво електроенергії на АЕС. Технологічна схема

В Україні експлуатується 4 атомних електростанції: Рівненська, Південно-Українська, Запорізька, Хмельницька.

Чорнобильська АЕС – розташована в Поліссі на березі р. Прип'ять. Спорудження почате в 1970 р., у 1977 р. пущений перший блок, 2-й і 3-й блоки введені в експлуатацію в 1978 і 1981 р. До складу кожного блоку входять реактори каналного типу РБМК (РВПК).

Чорнобильська АЕС – сьогодні це об'єкт "Укриття" (ОУ) – виведена з експлуатації 15 грудня 2000 року.

Рівненська АЕС – розташована в поліській частині на березі Стирі. Будівництво почате в 1973 р., у 1981 і 1983 р. введені в роботу блоки другого покоління з реакторами ВВЕР-440. Сумарна електрична потужність блоків – 1818 МВт, будується 4-й блок потужністю 1000 МВт. Місто енергетиків – Кузнецовськ.

Південно-Українська АЕС – розташована на Південному Бузі в Миколаївській області. Будівництво почате в 1986 р. В експлуатації знаходяться 3 енергоблоки одиничною потужністю 1000 МВт кожний. Будівництво 4-го блоку заморожене.

Місто енергетиків – Южно–Українськ.

Хмельницька АЕС – розташована в Славутському районі Хмельницької області. Будівництво почате в 1981 р. Повна проектна потужність – 4000 МВт. Перший блок включений у роботу в 1988 р. Ведеться будівництво 2–го блоку. Місто енергетиків – Нетешин.

Запорізька АЕС – найбільша атомна станція Європи. Установлена потужність – 6 млн. кВт, працює 6 енергоблоків. Розташована на лівому березі Каховського водоймища, місто Енергодар. Спорудження почате в 1979 р. У результаті мораторію пуск 6–го блоку затриманий на 5 років.

У 1999 році на п'яти АЕС України на 14 ядерних енергоблоках потужністю 12818 МВт вироблялось 42,1 % електроенергії від її загального виробництва. Кількість та характеристики енергоблоків на АЕС України наведено у таб.4.1.

Таблиця 4.1 – Кількість та характеристики енергоблоків на АЕС України

Блок №	Тип реакторної установки	Встановлена електрична потужність (МВт)	Дата енергопуску	Дата завершення проектного строку експлуатації
Запорізька АЕС				
1	ВВЕР 1000/320	1000	10 грудня 1984	10 грудня 2014
2	ВВЕР 1000/320	1000	22 липня 1985	22 липня 2015
3	ВВЕР 1000/320	1000	10 грудня 1986	10 грудня 2016
4	ВВЕР 1000/320	1000	18 грудня 1987	18 грудня 2017
5	ВВЕР 1000/320	1000	14 серпня 1989	14 серпня 2019
6	ВВЕР 1000/320	1000	19 жовтня 1995	19 жовтня 2025
Рівненська АЕС				
1	ВВЕР 440/213	420	22 грудня 1980	22 грудня 2010 (продовжений до 22 грудня 2030)
2	ВВЕР440/213	415	22 грудня 1981	22 грудня 2011 (продовжений до 22 грудня 2031)
3	ВВЕР1000/320	1000	21 грудня 1986	21 грудня 2016
4	ВВЕР1000/320	1000	10 жовтня 2004	10 жовтня 2034
Южно–Українська АЕС				
1	ВВЕР 1000/302	1000	31 грудня 1982	31 грудня 2012
2	ВВЕР 1000/338	1000	06 січня 1985	06 січня 2015
3	ВВЕР 1000/320	1000	20 вересня 1989	20 вересня 2019
Хмельницька АЕС				
1	ВВЕР 1000/320	1000	22 грудня 1987	22 грудня 2017
2	ВВЕР 1000/320	1000	08 серпня 2004	08 серпня 2034

Фізико–технічні принципи роботи атомної електростанції

В основі вироблення електроенергії на АЕС лежить принцип реакції розподілу ядер важких елементів під впливом нейтронів, що здійснюється у ядерних

реакторах, які дозволяють регулювати, підтримувати ланцюгову ядерну реакцію.

Відомо, що за своєю будовою атом схожий з сонячною системою; кругом невеличкого ядра рухаються по орбітам «планети» – електрони. Ядро ж складається з більш малих частинок – протонів та нейтронів. Число протонів в ядрі, які мають позитивний заряд визначає до якого хімічного елементу відноситься даний атом (порядковий номер в таблиці Менделєєва).

Весь процес мимовільного розпаду нестабільного нукліда називається радіоактивним розпадом, а сам такий нуклід – радіонуклідом.

Період, за який розпадається в середньому половина всіх радіонуклідів визначеного типу в будь-якому радіоактивному джерелу називається періодом напіврозпаду відповідного ізотопу. Цей процес продовжується безперервно. При кожному етапі розпаду вивільняється енергія, яка передається далі у виді випромінювання: випущення ядром частки з 2-х протонів і 2-х нейтронів – це α -випромінювання; випущення електрона – це β -випромінювання, вихід порції чистої енергії – γ -випромінювання.

Повна енергія, що виділяється при поділу одного ядра урану, складає 200 МеВ (мегаелектронвольт) або $3,2 \cdot 10^{-11}$ Дж, а теплова енергія, що виділяється при поділу 1 г урану, складає $7,79 \cdot 10^{10}$ Дж, що відповідає спалюванню 2660 кг вугілля.

Таблиця 4.2 – Схема розпаду Урану–238

	Вид випромінювання при розпаді	Нуклід	Період напіврозпаду
15перетворювань	α -випромінювання	Уран –238	4,47 млрд. років
	β -випромінювання	Торій –234	24,1 доби
	α -випромінювання	Радій –226	1600 років
	α -випромінювання	Полоній–210	138,4 доби
	–	Свинець–206	Стабільний

Переважає більшість реакторів працюють на урані.

Для здійснення незатухаючої ланцюгової реакції необхідно забезпечити такі умови, при яких коефіцієнт розмноження нейтронів був би не менше одиниці, тобто число нейтронів кожного наступного розподілу дорівнювало би або перевищувало число нейтронів попереднього поділу.

Це можливо здійснити, якщо природній уран помістити в речовину, яка ефективно сповільнює швидкі нейтрони, що утворюються при розподілі урану–235 до теплових енергій ($E=0,025$ eВ).

Такими сповільнювачами є вуглець (графіт), важка вода, берилій або оксид берилію (дуже дорогий). Вода має порівняно великий переріз захвату теплових нейтронів і може бути використана в якості сповільнювача при роботі реактора на збагаченому урані–235. Природній графіт вміщує до 20% бору і тому не придатний як сповільнювач. Для цього одержують реакторний графіт штучно із суміші нафтового коксу та кам'яновугільної смоли, а потім термічно обробляють при високих температурах.

За конструкцією графітові сповільнювачі мають форму стрижня і називаються поглинальні стрижні.

Особливості технологічного процесу

Якщо атоми урану бомбардувати нейтронами, то з кожного ядра утвориться по два осколки і кілька нейтронів. Нейтрони, вдаряючись об інші ядра, спричиняють ланцюгову реакцію поділу нових ядер. Під час поділу ядер енергія зв'язку переходить у кінетичну енергію осколків і виділяється у вигляді теплоти, коли осколки гальмуються в речовинах. Цю вміло зібрану теплоту використовують для нагрівання води й утворення водяної пари, яка приводить в рух турбіну.

Таким чином, для функціонування АЕС потрібно мати:

- паливо (уран, плутоній);
- сповільнювач нейтронів (легка або важка вода, графіт, берилій);
- теплоносій для відведення теплоти;
- конструкційні матеріали;
- органи регулювання ланцюгової реакції (рухомі стрижні з матеріалу, який поглинає нейтрони);
- систему захисту від випромінювання;
- систему циркуляції теплоносіїв і перетворення енергії.

Ядерний реактор (ЯР) – основний апарат в якому здійснюється поділ важких ядер урану з виділенням великої енергії. Основна частина ЯР – активна зона, де знаходяться ядерне паливо та сповільнювач.

У більшості країн світу експлуатуються переважно енергетичні реактори на теплових нейтронах зі слабозбагаченим або природнім ураном, водо–водяного (ВВЕР) типу, у яких вода є і теплоносієм і сповільнювачем.

4.6. Класифікація ядерних реакторів та їх конструктивні елементи

Взагалі існує класифікація реакторів за:

- *призначенням* (енергетичні, експериментальні);
- *за розміщенням палива та сповільнювача* (гомогенні, гетерогенні);
- *за ядерно–фізичними процесами* (ЯР на теплових нейтронах, ЯР на швидких нейтронах);
- *за видом теплоносія* (з водяним (ВВЕР), графіто–водяний (ГВР), важководний (ВВР), графіто–газовий (ГГР));
- *за конструктивними ознаками* (корпусні – тиск теплоносія витримується корпусом ЯР, каналні – тиск теплоносія витримується стінками ТВЗ, басейнові– експериментальні, тобто активна зона знаходиться в баку з водою).

На сьогодні в світі розроблено 10 основних типів енергетичних реакторів. В США, наприклад, основними є АЕС з водоводяними реакторами з водою під тиском та киплячі реактори, в Канаді – АЕС з важководними реакторами і т.д. У СРСР для АЕС першого покоління будувалися уран–графітові реактори каналного типу, до яких відноситься і широко сумновідомий тепер РВПК (РБМК), а пізніше – вдосконалені водо–водяні реактори з водою під тиском.

Вибір цього типу реакторів фахівці пояснюють простотою і технологічною доступністю. Для цього реактора можна було використовувати менш збагачене паливо, можна було не зупиняючи реактор, перезавантажувати ТВЗ, він не має важкого корпусу (на інших реакторах сталеві вироби досягають маси до 200–500 тонн). Але гонитва за економічною вигідністю мала і зворотній бік.

Недоліками були: відсутність єдиного корпусу – відсутність додаткової перешкоди на шляху викиду радіонуклідів при аварії; активна зона РВПК має величезні розміри: її діаметр становить 12 м, висота – 7 м, експлуатаційні викиди радіоактивних благородних газів у РВПК мало не в 40 разів більші, ніж ВВЕР.

В ядерному реакторі майже вся енергія, що звільнюється при діленні ядер, перетворюється в теплову енергію, а потім в електричну. В якості ядерного палива для АЕС використовують ізотопи, що діляться: уран-235, уран-233, плутоній-239.

Ядерний реактор складається з декількох зон. В активній зоні здійснюється поділ ядер урану. Відбір теплоти, що виділяється при поділу, здійснюється шляхом циркуляції теплоносія через активну зону.

Зміна кількості поділу в активній зоні (а отже, потужності реактора) здійснюється за допомогою стрижнів регулювання системи управління та захисту реактора.

Ядерне паливо завантажується у виді тепловиділяючих елементів (твелів).

Діаметр твела – 9,1 мм.

Діаметр паливних таблеток – 7,53 мм.

Маса завантаження двоокису урану у твели – 1565 г.

Твели поєднуються в тепловиділяючі зборки (ТВЗ) касетного типу, що містять 317 твелів і 12 направляючих стрижнів регулювання.

Кількість ТВЗ в активній зоні – 163, з них з регулюючими стрижнями – 61.

Конструктивно реактор ВВЕР являє собою вертикальну циліндричну судину з кришкою. Усередині корпусу реактора в спеціальній циліндричній шахті встановлюється виймальний кошик з активною зоною – з висотою 2,5 м і діаметром 3,0 м. Активна зона набирається з ТВЗ і касет, системи захисту і керування. Наприклад, на ХАЕС реактор тепловою потужністю 3000 МВт має масу 320 т, діаметр корпусу 4,57 м, висота корпусу 10,9 м. Активна зона реактора, касети з ТВЕЛами – 163 шт., кількість твелів в робочій касеті 312 шт., діаметр ТВЕЛа – 9,1 мм, завантаження палива 74,2 т.

Заміна касет, що вигоріли здійснюється на зупиненому та розкритому реакторі. Щорічно здійснюється вивантаження приблизно 1/3 робочих касет та довантаження такої ж кількості палива. Вилучення відпрацьованих касет з реактора здійснюється під водою спеціальною розвантажувальною машиною з дистанційним керуванням.

Тепло, що виділяється твелями, відводиться безупинно циркулюючим теплоносієм (вода, важка вода, натрій).

Декілька слів про теплоносії: Природня вода попередньо деаерується (очищення, видалення газів). Недолік – низька температура кипіння та поглинання теплових нейтронів.

Важка вода мало відрізняється за властивостями від звичайної води, але не поглинає нейтрони. Недолік – висока вартість.

Натрій – хороший теплоносій, не реагує з металами до 600 – 900⁰ С.

На АЕС з реакторами типу ВВЕР-1000, на відміну від станцій з “чорнобильськими” реакторами типу РВПК (реактор великої потужності каналний, одноконтурна схема), використання теплоти активної зони здійснюється по 2-х контурній схемі.

Перший контур – радіоактивний, теплоносієм та уповільнювачем тут є знесолена вода під тиском. Перший контур включає в себе ядерний реактор, чотири

петлі циркуляції теплоносія з головними циркуляційними насосами, компенсатор об'єму, парогенератори. Ядерний реактор типу ВВЕР охолоджується теплоносієм першого контуру. Теплоносій прокачується через активну зону реактора головними циркуляційними насосами, де віддає в парогенераторах тепло воді другого контуру.

Трубопроводи, парогенератори, насоси (ГЦН) – виконані з аустенітної сталі, фільтри першого контуру, компенсатори тиску та ємності системи аварійного охолодження реактора виконані з легованої сталі.

Другий контур – нерадіоактивний, призначений для одержання насиченої пари, подачі її на турбіну та одержання електроенергії, – складається з паровиробляючої частини парогенераторів, турбіни з генератором і допоміжного устаткування машинного відділення. У схему другого контуру включена бойлерна установка продуктивністю 840 ГДж/год для опалення будинків проммайданчику і житлового селища АЕС.

Обидва контури ізольовані один від одного, що дозволяє запобігти переходу радіоактивних речовин з першого в другий.

Але двоконтурна система також має недоліки, особливо, якщо теплоносієм є натрій. Недоліком двоконтурної системи відведення теплоти від зони реакції є близьке “сусідство” теплоносіїв – натрію і води – у разі руйнування другого контуру. Вода і натрій взаємодіють з виділенням водню та великої кількості теплоти. Аварійна зупинка контуру неминуча. У наш час у деяких країнах світу вже працюють АЕС з реакторами на швидких нейтронах (РШН).

Паливом у них є уран – 238. Традиційно теплоту від реактора на ШН відбирають за допомогою 3–х циркуляційних систем (3–х контурів); перша та друга системи наповнені натрієм, третя – водою. Другий контур упроваджено для підвищення надійності та безпеки реактора, гарантування його роботи навіть у разі неполадок у парогенераторі. Парогенератор складається з 20 тис. трубок, усередині яких під тиском циркулює вода (перегріта пара); назустріч воді між трубами тече розплавлений натрій, який через стінки трубок віддає свою теплоту воді. Вода, нагріваючись, перетворюється на пару, яку спрямовують у турбіну. Порушення герметичності хоча б в одній із трубок спричиняє вихід води з контуру та взаємодію її з натрієм, а потім вихід з ладу парогенераторів. Має місце аварія.

На сьогодні натрій не має собі рівної заміни в першому контурі. Він є найкращим теплоносієм у реакторах на швидких нейтронах. Щоб уникнути сусідства натрію з водою вчені запропонували замінити його у другому контурі на інертний відносно води та натрію теплоносій. Таким теплоносієм є евтектичний сплав літієвих сполук, який скорочено називають *евлітом*. Він не здатний до самозаймання та вибуху. Впровадження евліту теплоносієм в другому контурі спрощує конструкцію парогенератора, робить її дешевою, безпечнішою та полегшує ремонтні роботи.

4.7. Системи управління та захисту ядерних реакторів

Ядерний реактор має наступні системи управління та захисту:

Система автоматичного регулювання потужності ЯР (САР) – представляє собою сукупність приладів та пристроїв для автоматичного управління процесами пуску, підтримання та зміни рівня потужності ЯР.

Система компенсації реактивності ЯР (СКР) – яка представляє сукупність

приладів та пристроїв для компенсації повільних змін реактивності ЯР, що обумовлені вигорянням ядерного палива, температурними та іншими факторами.

Система аварійного захисту ЯР (САЗ) – сукупність приладів та пристроїв, що зупиняють реакцію або знижують реактивність ЯР до безпечного рівня на випадок аварійного порушення режиму роботи ЯР.

Спрацьовування САЗ здійснюється при відхиленні від норми наступних параметрів:

- підвищення нейтронного потоку;
- перевищення швидкості розбігу реактора;
- вихід із ладу органів управління;
- відключення живлення циркуляційних насосів;
- надмірне підвищення температури теплоносія;
- зниження тиску в контурі;
- підвищення активності в робочих приміщеннях тощо.

Система радіаційного захисту попереджує можливий викид радіоактивних речовин продуктів поділу урану і представляє собою: захисну оболонку – герметичну залізобетонну попередньо напружену сталевими тросами оболонку у виді кулі або циліндра, що витримує тиск в декілька бар. Містить в собі ЯР та обладнання, яке примикає до нього, здатна локалізувати радіоактивні речовини при виникненні максимальної проектної аварії. Товщина залізобетонної стінки оболонки – 1,2 м, з внутрішнього боку має герметичне металеве облицювання товщиною 8 мм. Гермооболонка виконана з армованого бетону, що витримує падіння літака–випилювача типу „Міг”, землетрус силою 7 балів, дію ударної хвилі від вибуху 5 тон тротилу на відстані 200 м.

У разі підвищення тиску в оболонці здійснюють вбрижк води, барботаж пари через басейн з водою або конденсацію пари за допомогою льоду. На випадок аварії оболонка заповнюється борною водою;

– стінка оболонки ТВЕЛУ виготовлена з цирконієвого сплаву і перешкоджає вихід радіоактивних осколків ядерного поділу в теплоносій 1–го контуру;

– паливна таблетка затримує в собі рухи практично всіх осколків поділу.

Основні споруди АЕС

Основними спорудами на АЕС є: головні корпуси енергоблоків; спецкорпусу із санітарно–побутовими блоками, блоками майстерень і сполучних естакад; об'єднаний допоміжний корпус; об'єднаний газовий корпус; спорудження технічного водопостачання; електротехнічні спорудження.

1). Головний корпус – поєднує реакторне відділення, машинний зал і примикає до нього деаераторне відділення і приміщення розподільного пристрою власних потреб.

2). Реакторне відділення – герметична циліндрична оболонка діаметром 47,4 м із сферичним куполом і негерметична – облаштування.

Основне технологічне обладнання реакторної установки – реактор, парогенератори, головні циркуляційні насоси (ГЦН), компенсатор об'єму, ємність системи аварійного охолодження зони, трубопроводи зв'язку, розміщені під захисною оболонкою в боксах з масивними стінками з важкого бетону і залізобетону. Оболонка й обладнання установлені на загальному фундаменті, основою якого служить масивна монолітна плита. Перекриття негерметичної частини виконані з збірних залізобетонних панелей.

Облаштування реакторного відділення поділено на зони суворого та вільного режиму.

В зоні суворого режиму знаходяться системи, які мають контакт з радіоактивною водою 1 контуру:

- системи аварійного розхолодження реактора та гасіння аварійного тиску в герметичній оболонці;
- системи розхолодження басейну витримки;
- системи промислового контуру ГЦН;
- системи організованих протікань;
- системи продувки – постачання 1 контуру;
- системи продувки парогенераторів;
- витяжний вентилятор з системою очищення газових форсунок;
- маслосистема ГЦН;
- спецканалізація тощо.

Реакторне відділення має висоту 67,5 м і в плані представляє квадрат зі стороною 66 м.

Машинний зал і деаераторне відділення мають у плані розміри 120×45 та 120×12 м і торцем примикають до реакторного відділення.

Розташування турбіни в машинному залі – подовжнє. Висота машинного залу – 35,5 м. Оперативна відмітка обслуговування – 15 м.

2) Спецкорпус – блок центральних ремонтних майстерень, санітарно-побутовий блок і блок спецводоочистки (60×242 м).

3) Об'єднаний допоміжний корпус – хімводоочистка, центральні ремонтні майстерні, склади, лабораторії, адміністративні приміщення (180×120 м).

4) Об'єднаний газовий корпус 109×18 м з компресорною, електролізерною, бетонозмішувальним вузлом, складами.

5) Технічне водопостачання – ставок-охолоджувач площею 9–10 кв.км., градирні.

6) Електротехнічні спорудження – генератор, трансформатори, вимикач навантаження, розподільний пристрій, дизель-генератори.

4.8. Техногенна безпека АЕС

Техногенна безпека – відсутність ризику виникнення аварій та/або катастроф на потенційно небезпечних об'єктах, а також у суб'єктів господарювання, що можуть створити реальну загрозу їх виникнення. Техногенна безпека характеризує стан захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного характеру. Забезпечення техногенної безпеки є особливою (специфічною) функцією захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій.

В системі законодавчих та нормативно-правових актів загальні вимоги до забезпечення техногенної безпеки об'єктів відображені в Законі України «Про об'єкти підвищеної небезпеки», в Правилах техногенної безпеки у сфері цивільного захисту на підприємствах, в організаціях, установах та на небезпечних територіях. Ці документи надають визначення техногенної безпеки як стану об'єкта, при якому виключається можливість виникнення надзвичайних ситуацій техногенного характеру, а у випадку їх виникнення виключається вплив на людей небезпечних

факторів аварій та забезпечується захист територій і об'єктів від негативних наслідків надзвичайних ситуацій техногенного характеру. Згідно вимог даних документів, техногенна безпека об'єкта регламентується відповідними ДБНами, міжгалузевими правилами безпеки та інструкціями, затвердженими міністерствами і відомствами. Техногенна безпека об'єкта повинна забезпечуватись:

- системою запобігання надзвичайних ситуацій (аварій) техногенного характеру;
- системою локалізації та ліквідації надзвичайних ситуацій (аварій) техногенного характеру;
- організаційно–технічними заходами.

Техногенна безпека об'єкта регламентується відповідними ДБНами, міжгалузевими правилами безпеки та інструкціями, затвердженими міністерствами і відомствами.

Система запобігання надзвичайних ситуацій (аварій) техногенного характеру – комплекс організаційних заходів та технічних засобів, що направлені на виключення можливості виникнення надзвичайних ситуацій та аварій. Вона повинна розроблятися на кожному конкретному об'єкті з розрахунку, що прийнятний ризик знаходиться на рівнях: – територіальний ризик $R_T \leq 10^{-7}$; – індивідуальний ризик $R_i \leq 10^{-8}$; – соціальний ризик $R_c \leq 10^{-7}$. Прикладом реалізації такої системи на об'єкті є система раннього виявлення загрози виникнення НС. Система локалізації та ліквідації надзвичайних ситуацій (аварій) техногенного характеру – комплекс організаційних заходів та технічних засобів, що направлені на запобігання впливу на людей небезпечних факторів надзвичайних ситуацій та обмеження їх поширення та матеріального збитку від них. Система включає у себе заходи, спрямовані на створення умов для евакуації людей із зони НС, захист людей від негативних наслідків НС з використанням колективних та індивідуальних засобів захисту, розробку інженерних засобів та технічних пристроїв для локалізації аварій, створення умов для успішної ліквідації НС (АРС, системи оповіщення, технічні засоби ліквідації, забезпечення безперешкодного доступу до місця аварії на ПНО, забезпеченість об'єктів водою і т. ін.). Організаційно–технічні заходи включають у себе комплекс заходів організаційного характеру, що спрямовані на:

- розробку посадових інструкцій, правил та інших організаційно-розпорядчих документів, що стосуються заходів щодо забезпечення цивільного захисту та техногенної безпеки;
- проведення в установленому порядку навчання персоналу діям у разі виникнення аварійних ситуацій та аварій;
- планування заходів щодо захисту персоналу від шкідливого впливу надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;
- проведення ідентифікації потенційно–небезпечних об'єктів чи об'єктів підвищеної небезпеки;
- проведення паспортизації потенційно–небезпечних об'єктів чи об'єктів підвищеної небезпеки;
- розробку декларацій безпеки об'єктів підвищеної небезпеки;
- розробку паспортів (формулярів) на обладнання, устаткування та апаратуру;
- укладання угоди про постійне обов'язкове обслуговування державними аварійно–рятувальними службами відповідно до чинного законодавства. Техногенна безпека об'єкта повинна бути забезпечена як в робочому стані, так і у випадках

виникнення аварійної ситуації

4.9. Сховища відпрацьованого ядерного палива і радіоактивних відходів. Безпека процесів зберігання радіоактивних відходів. Вимоги нормативних документів

Згідно діючого законодавства сховища відпрацьованого ядерного палива і радіоактивних відходів повинні відповідати наступним вимогам:

1. Утримання в сховищах горючих матеріалів і матеріалів, що проявляють небезпечні властивості при пожежі, які не входять до складу пакувальних комплектів, забороняється.

2. Для цілей пожежогасіння в приміщеннях СВЯП і СТРВ дозволяється застосування тільки екологічно безпечних газових вогнегасних сумішей.

3. СВЯП і СТРВ мають бути забезпечені ПЗПГ повного комплекту та належності.

4. Порядок застосування персоналом АЕС ПЗПГ встановлюється планом і картками пожежогасіння.

5. Для забезпечення ядерної безпеки в зоні зберігання опроміненого ядерного палива (басейн витримки), для запобігання ймовірному розбавленню гомогенного поглинача водою, застосування водних, повітрянопінних складів і води для гасіння пожеж і загорянь не дозволяється.

Поводження з відпрацьованим ядерним паливом – один з головних факторів, від яких залежить майбутнє ядерної енергетики.

На сьогодні 30 країн світу використовують атомну енергетику. За оцінками магатє, у світі накопичено приблизно 300 тис. Тон відпрацьованого ядерного палива(у перерахунку на важкий метал). Щорічно світова ядерна енергетика збільшує ці обсяги на 10,5 тис. Тон, і тільки третина з них переробляється.

Відпрацьоване ядерне паливо (ВЯП), з одного боку, є цінною енергетичною сировиною, яка повторно може бути задіяна в ядерно–паливному циклі, з іншого боку, воно є небезпечним для людей та навколишнього середовища продуктом. Після одноразового використання свіжого ядерного палива в ядерному реакторі у його складі міститься приблизно 95% урану–238, 1% урану–235, 1% плутонію й 3% радіоактивних відходів, серед яких знаходяться корисні елементи: нептуній, америцій, кюрій та ін. Саме наявність плутонію у ВЯП створює загрозу ядерного розповсюдження. У той же час і плутоній, і уран–235 є енергетичною сировиною для виробництва свіжого ядерного палива.

Для України, де атомній енергетиці й сьогодні, й у перспективі відведено роль базової складової вітчизняного енергозабезпечення, ця проблема є дуже гострою. Від того, наскільки ефективно її буде вирішено, залежить підтримка громадськістю вітчизняних планів з розвитку атомної енергетики.

На сьогодні у світі існують дві основні стратегії поведження з ВЯП, для яких характерним є певна завершеність циклу:

- пряме поховання у стабільних геологічних формаціях (відкритий ядерно–паливний цикл);
- переробка ВЯП, повторне використання урану, плутонію й інших радіонуклідів, поховання РАВ (замкнутий ядерно–паливний цикл).

Перший підхід передбачає ізоляцію ВЯП (після його витримки та

охолодження у пристанційних басейнах упродовж 3–5 років) у сховищах, споруджених у стабільних геологічних формаціях, та консервацію цих сховищ на сотні тисяч років. Однак такий підхід потребує наявності відповідних природних умов, дотримання вимог екологічної експертизи та державного законодавства при виборі місця, будівництві, експлуатації й консервації підземного об'єкту. Головними ускладнюючими факторами для забезпечення безпеки при цьому підході є довгострокова висока радіоактивність і високе тепловиділення.

Такі країни, як США, Канада й Швеція прийняли концепцію прямого поховання ВЯП. У США в Юкка–Маунтин введено в експлуатацію сховище для довгострокового поховання ВЯП. Але ситуація складається так, що місткість цього сховища буде перевищена вже до середини цього століття, тому в США вже сьогодні розглядаються можливі альтернативи поводження з ВЯП і велика увага приділяється розробці новітніх технологій з цього питання.

Переробку ВЯП як офіційну концепцію вибрали Франція, Великобританія, Росія, Японія й Індія, що мають у себе відповідні потужності й планують їхнє подальше спорудження. У тому або іншому вигляді вони здійснюють переробку ВЯП, провадять виділення урану й плутонію для їх повторного використання при виготовленні паливних елементів для легководних реакторів. РАВ, що утворюються в процесі переробки ВЯП, підлягають похованню за традиційними технологіями. Послуги з переробки ВЯП здійснюють усього три компанії. Це французька фірма SOGEMA, британська BNFL і російське ВО «Маяк». У Франції, що надає послуги з переробки відпрацьованого палива, встановлено співвідношення 1:2,5 (на одну тону власного ВЯП увозиться 2,5 тони імпортного). У Росії та Японії споруджуються нові потужності з переробки ВЯП.

Низка країн, де немає потужностей для переробки, направляє ВЯП на переробні підприємства за кордон. Німеччина, Нідерланди, Бельгія, Швейцарія, наприклад, відправляють ВЯП на переробку у Францію й Великобританію. У Росії переробляється ВЯП з України й Болгарії. Взагалі, переробка ВЯП є перспективним високотехнологічним ринком. З початком атомного ренесансу провідні ядерні держави починають активну боротьбу за місце на цьому ринку.

Ще одним з можливих напрямів “спалювання” ВЯП може стати технологія DUPIC (пряме використання ВЯП водо–водяних реакторів під тиском в реакторах CANDU). Дослідницька програма з цієї технології провадиться Канадою та Південною Кореєю. Канада зацікавлена в цих дослідженнях як виробник реакторів CANDU, а Південна Корея – як власник 16 водо–водяних реакторів і 4 реакторів CANDU. Успішна реалізація технології DUPIC в ядерному паливному циклі дозволить Південній Кореї знизити споживання урану на 30% і зменшити на 70% обсяги ВЯП та РАВ, що підлягають похованню. За оцінками експертів, ВЯП з трьох легководних реакторів вистачить для завантаження одного реактора CANDU.

Важливою перевагою технології DUPIC є те, що вона добре захищена від розповсюдження ядерних матеріалів, оскільки в ній не передбачено проведення хімічного розподілу важких металів і виділення урану та плутонію. Для використання відпрацьованих паливних елементів легководного реактору в реакторі типу CANDU буде потрібно лише зменшення їх довжини із застосуванням механічної обробки. Втім, питання щодо безпеки все ж таки існують.

Проміжне зберігання ВЯП здійснюється у сховищах «мокрого» або «сухого» типів. Сховища «мокрого» типу забезпечують оптимальний температурний режим

зберігання відпрацьованих ТВЗ під водою з використанням технічних систем охолодження й переважно використовуються переробниками ВЯП. Сховища «сухого» типу (модульного або контейнерного) – це повністю пасивні системи, в яких охолодження ТВЗ відбувається за рахунок природної конвекції тепла в атмосферу. Для транспортування та зберігання ТВЗ, як правило, використовуються універсальні контейнери, що є оптимальним рішенням для зниження капітальних та експлуатаційних витрат, а також з позицій забезпечення безпеки. З часом радіоактивність ТВЗ, що зберігаються, падає і через 100 років вона зменшується в 40 разів.

Безпека й відносна простота розміщення ВЯП у сховищах «сухого» типу дозволяють досить довгий час тримати відкритим питання щодо прийняття остаточного рішення про поводження з ВЯП.

При тому, що операція відправки ВЯП в Росію щорічно коштує Україні близько 100 млн. дол., вона не знімає проблему радіоактивних відходів, які, згідно з умовами контрактів на переробку ВЯП, повинні бути повернені до України (що відповідає «Об'єднаній конвенції про безпеку поводження з відпрацьованим паливом і про безпеку поводження з радіоактивними відходами», ратифікованій Верховною Радою 20.04.2000).

Тому цілком обґрунтованим було прийняття рішення про створення вітчизняної системи поводження з ВЯП. Законодавчою базою для цього рішення послужив основоположний нормативний акт у вітчизняній ядерній галузі – Закон України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку». Першим кроком у розбудові такої системи став початок спорудження в 1993 році сухого сховища відпрацьованого ядерного палива (ССВЯП) на Запорізькій АЕС. Експлуатація першої черги цього сховища розпочалася у 2001 році.

Висновок: Виробництво електроенергії є складним і небезпечним процесом і перш за все залежить від способів виробництва, які мають свої особливості і обумовлюють вибір систем протипожежного захисту.

Виробництво енергії на АЕС є технічно складним, а використовуване для виробництва електроенергії виробниче устаткування і ТП – пожежо– вибухо– та аварійно небезпечним. З метою протипожежного захисту АЕС необхідно забезпечити:

- попередження виникнення пожеж;
- запобігання впливу пожеж і їх наслідків на ядерну і радіаційну безпеку об'єкта, стійкість його будівельних конструкцій і герметизуючих бар'єрів, працездатність систем контролю і забезпечення ядерної та радіаційної безпеки;
- захист обслуговуючого персоналу АЕС від небезпечного впливу пожеж та їхніх наслідків.

Питання для самоконтролю

1. Види електростанцій і принципи отримання на них електроенергії.
2. Особливості технологічного процесу виробництва електроенергії на ТЕС.
3. Основні споруди і технологічне обладнання ТЕС.
4. Пожежна безпека ТЕС:
 - а. пожежовибухонебезпечні властивості горючих речовин і матеріалів, що використовуються на ТЕС;
 - б. пожежна безпека турбінних цехів ТЕС;

- c. пожежна небезпека кабельного господарства ТЕС;
 - d. пожежна небезпека силових трансформаторних підстанцій ТЕС.
5. Основні нормативні документи, що регламентують вимоги пожежної безпеки до ТЕС.
 6. Заходи пожежної і техногенної безпеки при експлуатації ТЕС:
 - e. ППЗ котельного відділення;
 - f. ППЗ машинного залу;
 - g. ППЗ силових трансформаторів і розподільчих пристроїв;
 - h. ППЗ кабельних приміщень.
 7. Що таке радіаційно–ядерна аварія?
 8. Назвати основні причини та місця виникнення аварій на АЕС.
 9. Причини та наслідки аварії на Чорнобильській АЕС.
 10. Назвати та охарактеризувати АЕС, що експлуатуються в Україні.
 11. Що використовується в якості палива на АЕС?
 12. Сутність ланцюгової реакції розподілу ядер урану.
 13. Що таке ядерний реактор?
 14. Назвати основні типи ядерних реакторів.
 15. Назвати основні структурні елементи активної зони ЯР.
 16. Що відноситься до системи радіаційного захисту ядерного реактора?
 17. Назвати та охарактеризувати системи управління та захисту реактора.
 18. Чим обумовлюється підвищений рівень пожежовибухонебезпеки АЕС?
 19. Назвати основні пожежовибухонебезпечні речовини і матеріали, що обертаються на АЕС.
 20. Що є причиною утворення вибухонебезпечних водневих сумішей в реакторному відділенні АЕС?
 21. Причини виникнення парового вибуху в реакторі.
 22. Пожежна небезпека кабельного господарства АЕС.
 23. Назвати основні джерела запалювання, що можуть виникнути на АЕС.
 24. Основні вимоги до запобігання утворенню горючого середовища в реакторному відділенні АЕС.
 25. Запобігання виникненню джерел запалювання та поширення пожежі на АЕС. Назвати нормативні документи.
 26. Назвати міжнародну організацію, що здійснює контроль у сфері забезпечення безпеки АЕС.

Рекомендована література

1. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки : Навч. посібник / О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса та ін. — Х. : НУЦЗУ, 2010 . — 249 с.
2. НАПБ А.01.001–2014. Правила пожежної безпеки в Україні.
3. Наказ № 491. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України 26.09.2018. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України.
4. НАПБ Б.01.014–2007. Правила пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій.
5. НРБУ–97/Д–2000/. Норми радіаційної небезпеки України.
6. НАПБ 03.005–2002. Протипожежні норми проектування атомних електростанцій з ВВЕР. “Енергопроект” Мінекології та природних ресурсів України

ДП НАЕК “Енегоатом”. Введені в дію 25.12.03.

7. НАПБ 05.028–2004. Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об’єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування та експлуатації. Мінпаливноенерго України .2004

8. НАКАЗ від 30.05.2007 N 256 «Про затвердження Правил пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій».

9. <http://atom.org.ua>

10. Закон України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку» № 40/95–ВР. – 08.02.1995.

11. Заява про екологічні наслідки діяльності при будівництві та експлуатації ЦСВЯП ДП НАЕК “Енергоатом” // <http://www.energoatom.kiev.ua>. – 07.03.2007.

12. Закон України “Про порядок прийняття рішень про розміщення, проектування, будівництво ядерних установок і об’єктів, призначених для поводження з радіоактивними відходами, які мають загальнодержавне значення” № 2861–1У. – 08.09.2005.

Лекція 5

МЕТОДИКА ІДЕНТИФІКАЦІЇ ОБ'ЄКТІВ ПІДВИЩЕНОЇ НЕБЕЗПЕКИ

План

5.1. Ідентифікація. Мета та основні терміни.

5.2. Етапи ідентифікації ОПН.

5.3. Методика ідентифікації ОПН

Питання для самоконтролю

Рекомендована література

5.1. Ідентифікація. Процедура та основні терміни

Ідентифікація об'єктів підвищеної небезпеки проводиться з метою визначення та віднесення об'єктів, на яких розміщені установки, сховища (резервуари, посудини), трубопроводи, машини, агрегати, технологічне устаткування (обладнання), споруди або комплекс споруд, що розташовані в межах об'єкта на поверхні землі або під землею (далі - виробнича одиниця), в яких тимчасово або постійно використовується, переробляється, виготовляється, транспортується, зберігається одна або кілька небезпечних речовин, до об'єктів підвищеної небезпеки відповідного класу. Процедуру проведення об'єктів підвищеної небезпеки визначено Постановою Кабінету Міністрів України «Деякі питання ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки» № 1030 від 13 вересня 2022 р. (далі Порядок).

Ідентифікація об'єктів підвищеної небезпеки (ОПН) проводиться юридичними або фізичними особами - підприємцями (далі - суб'єкт господарювання) стосовно об'єктів, які перебувають у їх власності або користуванні, у яких тимчасово або постійно використовується, переробляється, виготовляється, транспортується, зберігається одна або кілька небезпечних речовин.

Ідентифікація об'єктів підвищеної небезпеки стосовно об'єктів, які проектуються, проводиться замовниками будівництва.

Ідентифікація об'єктів підвищеної небезпеки стосовно об'єктів, інформація про які є державною таємницею, проводиться з дотриманням вимог відповідних нормативно-правових актів.

Об'єкти підвищеної небезпеки, що належать одному суб'єкту господарювання, але за територіальною ознакою мають різні адреси місцезнаходження, вважаються різними об'єктами підвищеної небезпеки.

Терміни, що вживаються у Порядку, мають таке значення:

- Державний електронний реєстр об'єктів підвищеної небезпеки (далі - Реєстр) - інформаційно-комунікаційна система, що створюється відповідно до вимог Закону України “Про публічні електронні реєстри”, держателем якої є ДСНС, та яка забезпечує збирання, накопичення, захист, облік, відображення, оброблення реєстрових даних та надання реєстрової інформації, а також електронну взаємодію між фізичними та юридичними особами, державними органами, органами місцевого самоврядування з метою отримання визначеної законодавством інформації у сфері діяльності, пов'язаної з об'єктами підвищеної небезпеки;
- категорія небезпеки - група критеріїв у межах кожного класу небезпеки

- небезпечної речовини із визначенням ступеня небезпеки;
- клас небезпеки небезпечної речовини (клас небезпечної речовини) - характер фізичної небезпеки небезпечної речовини, небезпеки для здоров'я людини або навколишнього природного середовища;
 - повідомлення про результати ідентифікації об'єкта підвищеної небезпеки (далі - повідомлення за формою ОПН-1) - документ, що формується у Реєстрі (до введення Реєстру в дію складається суб'єктом господарювання) за результатами ідентифікації об'єкта підвищеної небезпеки.

Інші терміни, які використовуються під час проведення ідентифікації ОПН, вживаються у значенні та мають посилання на Кодекс цивільного захисту України, Закон України “Про об'єкти підвищеної небезпеки”, а також у ДСТУ 2960-94 (“Організація промислового виробництва. Основні поняття. Терміни та визначення”).

5.2. Етапи ідентифікації ОПН

Ідентифікація об'єкта підвищеної небезпеки проводиться трьома етапами.

На *першому* етапі складається перелік небезпечних речовин за індивідуальними назвами, класами небезпечних речовин та категоріями небезпеки, наведеними відповідно в таблицях 1 і 2 додатка 1 Порядку, що розміщені або можуть розміщатися у виробничих одиницях на об'єкті згідно з проектною та технічною документацією.

У разі коли небезпечні речовини мають властивості, що дають змогу віднести їх до кількох класів небезпечних речовин або категорій небезпеки, для цілей ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки застосовується найменша порогова маса небезпечних речовин.

Суміші необхідно розглядати так само, як чисті речовини, за умови, що їх концентрація зберігається у межах, установлених відповідно до їх властивостей згідно з Регламентом (ЄС) № 1272/2008 або його останньої версії, адаптованої до технічного прогресу, за винятком випадків, коли зазначено конкретний процентний вміст або надано будь-який інший опис.

На *другому* етапі складається перелік виробничих одиниць, які містять небезпечні речовини, визначені згідно з пунктом 5 Порядку.

На *третьому* етапі визначається маса небезпечної речовини в кожній окремій виробничій одиниці та проводиться розрахунок загальної маси небезпечних речовин окремо для кожної індивідуальної назви небезпечної речовини, визначеної згідно з таблицею 1 додатка 1 Порядку. У разі відсутності назви наявної небезпечної речовини в зазначеній таблиці проводиться розрахунок загальної маси небезпечних речовин відповідного класу небезпечної речовини (категорії небезпеки), визначеного згідно з таблицею 2 додатка 1 Порядку.

5.3. Методика ідентифікації ОПН

Загальна маса небезпечної речовини, яка обирається для розрахунків:

1) для сховищ (резервуарів) - сумарна маса небезпечної речовини, що може в них розміщатися за максимально допустимого завантаження відповідно до проектної або технічної документації, з урахуванням вимог нормативно-правових

актів;

2) для технологічних установок - сумарна маса, що може розміщатися в апаратах і трубопроводах відповідно до проектної або технічної документації;

3) для обладнання колонного типу - сумарна маса небезпечної речовини за максимального рівня рідини на тарілках. Для апаратів, у яких застосовуються наповнювачі з пористим інертним середовищем, сумарна маса небезпечної речовини визначається з урахуванням максимального обсягу вільного простору;

4) для лінійної частини магістральних нафтопровідних, нафтопродуктопровідних та інших трубопровідних систем для транспортування рідких небезпечних речовин - сумарна маса небезпечної речовини, що міститься в лінійній частині трубопроводу між двома запірними пристроями, і сумарна маса, що може виділитися протягом часу, установленого для виявлення витoku речовини та здійснення перекриття запірних пристроїв, згідно з проектною документацією, а для внутрішньооб'єктових трубопроводів - сумарна маса небезпечної речовини в усьому трубопроводі.

Для розрахунку сумарної маси нафти, нафтопродуктів та інших небезпечних речовин використовуються параметри проектного режиму експлуатації магістральних трубопроводів і технологічного обладнання та проектна ємність резервуарних парків;

5) для лінійної частини магістральних газопроводів - сумарна маса небезпечної речовини, що міститься в дільниці газопроводу між лінійною запірною арматурою, включаючи резервні нитки, технологічні перемички і відгалуження, та сумарна маса, що може виділитися протягом розрахункового часу, необхідного для виявлення витoku речовини та здійснення ручного перекриття лінійної запірної арматури згідно з технологічним регламентом та проектною документацією.

Сумарна маса газу визначається з урахуванням проектних значень робочого тиску газу на дільницях магістральних газопроводів та в технологічному обладнанні;

б) для систем постачання природного газу до населених пунктів та адміністративних районів - сумарна маса природного газу, що міститься в системі за умови дотримання проектного значення тиску, яка встановлюється шляхом визначення суми:

маси газу, що міститься в газопроводах високого тиску I і II категорії всіх діаметрів, з урахуванням маси газу, що може виділитися із системи протягом розрахункового часу, необхідного для локалізації аварії;

маси газу, що міститься в газопроводах середнього тиску всіх діаметрів, ураховуючи масу газу, що може виділитися із системи протягом розрахункового часу, необхідного для локалізації аварії.

Розрахунковий час виявлення витoku речовини та перекривання трубопроводів визначається в кожному конкретному випадку, виходячи з реальної обстановки, і повинен бути мінімальним з урахуванням паспортних даних на запірні пристрої, характеру технологічного процесу та виду розрахункової аварії.

Під час проведення розрахунків маса газу, що міститься у дворових вводах, не враховується;

7) для міжцехових, внутрішньоцехових, внутрішньоскладських трубопроводів - сумарна маса небезпечної речовини в усьому трубопроводі;

8) для операцій зливу-наливу - додатково враховується сумарна маса

небезпечної речовини в залізничних або автомобільних цистернах, у вантажних танках суден під час проведення технологічних операцій. Для проведення таких розрахунків використовуються значення проектної ємності та проектної кількості цистерн або танків, які можуть установлюватися на естакаді або причалі одночасно.

9. У разі коли на об'єкті загальна маса небезпечних речовин, визначена відповідно до пунктів 7 і 8 цього Порядку, дорівнює або перевищує порогову масу небезпечної речовини за індивідуальною назвою чи відповідним класом небезпечної речовини (категорією безпеки), такий об'єкт належить до об'єкта підвищеної безпеки відповідного класу.

10. У разі коли на об'єкті відсутні певні небезпечні речовини із загальною масою, що перевищує або дорівнює відповідній пороговій масі, з метою вирішення питання про віднесення об'єкта до об'єкта підвищеної безпеки необхідно застосовувати такі формули:

1) об'єкт є об'єктом підвищеної безпеки 1 класу, якщо сума:

$$\sum_{i=1}^n \frac{q_i}{Q_{1i}} \geq 1, \quad (5.1)$$

де q_i - маса окремої небезпечної речовини за індивідуальною назвою або класом небезпечної речовини (категорією безпеки) відповідно до таблиці 1 або 2 додатка 1 Порядку;

Q_{1i} - порогова маса окремої небезпечної речовини за індивідуальною назвою або класом небезпечної речовини (категорією безпеки) для об'єкта підвищеної безпеки 1 класу, визначена в таблиці 1 або 2 додатка 1 Порядку;

2) об'єкт є об'єктом підвищеної безпеки 2 класу, якщо сума:

$$\sum_{i=1}^n \frac{q_i}{Q_{2i}} \geq 1, \quad (5.2)$$

де q_i - маса окремої небезпечної речовини за індивідуальною назвою або класом небезпечної речовини (категорією безпеки) відповідно до таблиці 1 або 2 додатка 1 Порядку;

Q_{2i} - порогова маса окремої небезпечної речовини за індивідуальною назвою або класом небезпечної речовини (категорією безпеки) для об'єкта підвищеної безпеки 2 класу, визначена в таблиці 1 або 2 додатка 1 Порядку;

3) об'єкт є об'єктом підвищеної безпеки 3 класу, якщо сума:

$$\sum_{i=1}^n \frac{q_i}{Q_{3i}} \geq 1, \quad (5.3)$$

де q_i - маса окремої небезпечної речовини за індивідуальною назвою або класом небезпечної речовини (категорією безпеки) відповідно до таблиці 1 або 2 додатка 1 Порядку;

Q_{3i} - порогова маса окремої небезпечної речовини за індивідуальною назвою або класом небезпечної речовини (категорією безпеки) для об'єкта підвищеної безпеки 3 класу визначена в таблиці 1 або 2 додатка 1 Порядку.

Визначена за наведеними формулами розрахункова сума всіх небезпечних речовин, що розміщені на об'єкті, зазначається з точністю до другого знака після коми.

11. Наведені у пункті 10 цього Порядку формули з метою оцінювання впливу небезпеки від небезпечних речовин на здоров'я людини, об'єкти інфраструктури (фізична безпека) та навколишнє природне середовище застосовуються окремо для кожного виду загроз, а саме:

1) для впливу на організм і здоров'я людини розраховується загальна маса небезпечних речовин, наведених у секції "Н" ("Загроза для здоров'я людини") таблиці 2 додатка 1 Порядку;

2) для впливу на об'єкти інфраструктури розраховується загальна маса небезпечних речовин, наведених у секції "Р" ("Фізичні загрози для об'єктів інфраструктури") таблиці 2 додатка 1 Порядку;

3) для впливу на навколишнє природне середовище розраховується загальна маса небезпечних речовин, наведених у секції "Е" ("Загрози для навколишнього природного середовища") таблиці 2 додатка 1 Порядку;

4) для розрахунку інших загроз використовується загальна маса небезпечних речовин секції "О" ("Інші загрози").

При цьому використовується найменша порогова маса небезпечної речовини за її секцією та класом небезпечних речовин та категорією.

У разі коли небезпечна речовина зазначена в таблицях 1 і 2 додатка 1 Порядку, у розрахунках відповідно використовуються порогові маси небезпечних речовин за індивідуальними назвами, зазначені у таблиці 1 додатка 1 Порядку.

12. Інформація, визначена на кожному з трьох етапів ідентифікації, вноситься до Реєстру з метою автоматизованого проведення ідентифікації, формування повідомлення за формою ОПН-1 згідно з додатком 2 Порядку та його надсилання до ДСНС або її територіального органу за місцезнаходженням об'єкта з метою перевірки повноти наведеної інформації та прийняття рішення про віднесення об'єкта до об'єкта підвищеної небезпеки відповідного класу.

13. До введення в дію Реєстру за результатами ідентифікації складається повідомлення за формою ОПН-1 згідно з додатком 2 Порядку, яке подається до ДСНС або її територіального органу за місцезнаходженням об'єкта з метою перевірки наведеної інформації та прийняття рішення про віднесення об'єкта до об'єкта підвищеної небезпеки відповідного класу.

Розрахунки, які проводяться під час ідентифікації об'єкта підвищеної небезпеки, оформляються у вигляді розрахунково-пояснювальної записки, до якої додаються підтвердні матеріали стосовно віднесення речовини до відповідного класу небезпечних речовин та категорії небезпеки, що додаються до повідомлення за формою ОПН-1 та враховуються під час перевірки повноти наведеної в ньому інформації.

14. ДСНС або її територіальний орган протягом 20 робочих днів після отримання від суб'єкта господарювання повідомлення про результати ідентифікації приймає рішення про віднесення (невіднесення) об'єкта до об'єкта підвищеної небезпеки відповідного класу або з урахуванням пункту 22 цього Порядку виключення його з Реєстру, про що інформує суб'єкта господарювання, відповідну місцеву держадміністрацію, орган місцевого самоврядування та органи державного нагляду (контролю), що здійснюють державний нагляд (контроль) у сфері

діяльності, пов'язаної з об'єктами підвищеної небезпеки.

15. У разі надання суб'єктом господарювання неповної або неточної інформації про результати ідентифікації ДСНС або її територіальний орган протягом 10 робочих днів після виявлення такого факту письмово повідомляє про це суб'єкту господарювання, який опрацьовує відповідну інформацію та подає відкориговане повідомлення за формою ОПН-1 для розгляду в установленому порядку.

16. Ідентифікація об'єкта підвищеної небезпеки вважається завершеною після письмового (електронного) повідомлення ДСНС або її територіальним органом суб'єкту господарювання про віднесення такого об'єкта до об'єкта підвищеної небезпеки відповідного класу або підтвердження того, що об'єкт не віднесено до об'єктів підвищеної небезпеки.

17. Порядок надання інформації про об'єкти підвищеної небезпеки, які належать до сфери управління Міноборони, для включення до Реєстру або виключення з нього встановлюється Міноборони за погодженням із ДСНС.

18. Для об'єктів, які проектуються, ідентифікація об'єкта підвищеної небезпеки проводиться до затвердження проектної документації з урахуванням вимог законодавства щодо впровадження розділу інженерно-технічних заходів цивільного захисту.

19. Для об'єктів підвищеної небезпеки, що включені до Реєстру, до введення в дію цього Порядку суб'єкти господарювання, які їх експлуатують, протягом року після введення в дію цього Порядку проводять їх ідентифікацію.

20. Місцеві держадміністрації, органи місцевого самоврядування, на території здійснення повноважень яких розміщені ідентифіковані об'єкти підвищеної небезпеки, з урахуванням інформації, що міститься в Реєстрі, розміщують на власних офіційних веб-сайтах протягом 30 днів після отримання інформації від ДСНС або її територіального органу про включення об'єкта підвищеної небезпеки до Реєстру такі відомості про об'єкт підвищеної небезпеки:

- юридична адреса оператора;
- повне та скорочене найменування об'єкта підвищеної небезпеки;
- фактична адреса об'єкта підвищеної небезпеки;
- клас об'єкта підвищеної небезпеки.

21. Оператор протягом 60 календарних днів повторно проводить ідентифікацію відповідно до вимог цього Порядку в разі:

зміни форми власності або організаційно-правової форми оператора;

зміни технічних характеристик об'єкта підвищеної небезпеки, пов'язаних із змінами кількості та/або номенклатури небезпечних речовин;

зміни найменування суб'єкта господарювання, який експлуатує об'єкт підвищеної небезпеки;

внесення змін до чинних або прийняття нових нормативно-правових актів у сфері діяльності, пов'язаної з об'єктами підвищеної небезпеки, у разі, коли це стосується порядку проведення ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки або впливає на її результати.

22. Виключення об'єкта підвищеної небезпеки з Реєстру здійснюється за рішенням ДСНС або її територіального органу на підставі розгляду наданих оператором матеріалів повторної ідентифікації об'єкта підвищеної небезпеки, за

результатами якої об'єкт не віднесений до об'єктів підвищеної небезпеки відповідного класу, та представлення документів, які підтверджують:

зміну технічних характеристик або кількості джерел небезпеки у разі, коли на об'єкті підвищеної небезпеки зменшена сумарна маса небезпечних речовин порівняно з нормативом порогової маси за індивідуальною масою або класом небезпечної речовини, внаслідок чого об'єкт не належить до будь-якого класу об'єктів підвищеної небезпеки;

ліквідацію або виведення з експлуатації (списання з балансу) об'єкта підвищеної небезпеки.

23. Виключення об'єкта підвищеної небезпеки з Реєстру ДСНС або її територіальним органом здійснюється також за результатами заходів державного нагляду (контролю) у разі виявлення факту ліквідації об'єкта підвищеної небезпеки або у разі наявності в Єдиному державному реєстрі юридичних осіб, фізичних осіб - підприємців та громадських формувань інформації про припинення оператором господарської діяльності.

24. Про прийняте рішення щодо виключення об'єкта з Реєстру ДСНС або її територіальний орган повідомляє суб'єкту господарювання, місцевим держадміністраціям, органам місцевого самоврядування та органам державного нагляду (контролю), що здійснюють державний нагляд (контроль) у сфері діяльності, пов'язаної з об'єктами підвищеної небезпеки, письмово протягом 20 робочих днів після одержання матеріалів повторної ідентифікації об'єкта підвищеної небезпеки та відповідних документів від оператора (одержання інформації за результатами заходів державного нагляду (контролю)). У разі відмови щодо виключення об'єкта підвищеної небезпеки з Реєстру ДСНС або її територіальний орган надає оператору обґрунтовані мотиви для такої відмови.

25. Результати ідентифікації та розрахунки, на підставі яких вони проводилися, зберігаються оператором протягом усього часу експлуатації об'єкта підвищеної небезпеки, а в разі відчуження об'єкта, зміни форми власності або організаційно-правової форми оператора передаються суб'єкту господарювання - правонаступнику.

26. Суб'єкт господарювання несе відповідальність згідно із законодавством за своєчасне, повне і достовірне проведення ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки.

ПОРОГОВІ МАСИ

небезпечних речовин для ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки

1. Для ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки порогові маси небезпечних речовин встановлюються за індивідуальними назвами для небезпечних речовин, які мають індивідуальні властивості (таблиця 1), а також за класами небезпечних речовин та категоріями небезпеки, які мають однорідні (подібні) індивідуальні властивості залежно від виду загроз, поєднані у секції: секція “Н” - “Загрози для здоров'я людини”, секція “Р” - “Фізичні загрози”, секція “Е” - “Загрози для навколишнього природного середовища” і секція “О” - “Інші загрози” (таблиця 2).

Таблиця 1

ПОРОГОВІ МАСИ

небезпечних речовин за індивідуальними назвами

Порядковий номер	Індивідуальні назви небезпечних речовин	Номер CAS (примітка 1)	Норматив порогової маси, тонн, для віднесення об'єкта до об'єкта підвищеної небезпеки:		
			1 класу	2 класу	3 класу
1.	Амонію нітрат (пункт 2 примітки)		10 000	5000	2500
2.	Амонію нітрат (пункт 3 примітки)		5000	1250	312,5
3.	Амонію нітрат (пункт 4 примітки)		2500	350	49
4.	Амонію нітрат (пункт 5 примітки)		50	10	2
5.	Калію нітрат (пункт 6 примітки)		10 000	5000	2500
6.	Калію нітрат (пункту 7 примітки)		5000	1250	312,5
7.	Миш'яку пентаоксид, миш'якова кислота (V) та/або солі миш'яку	1303-28-2	2	1	0,5
8.	Миш'яку триоксид, миш'яковиста (III) кислота та/або солі миш'яку	1327-53-3	0,1		
9.	Бром	7726-95-6	100	20	4
10.	Хлор	7782-50-5	25	10	4
11.	Сполуки нікелю в інгальованій порошкоподібній формі: нікелю монооксид нікелю діоксид нікелю сульфід тринікелю дисульфід динікелю триоксид		1		
12.	Етиленімін	151-56-4	20	10	5
13.	Фтор (флуор)	7782-41-4	20	10	5
14.	Формальдегід (концентрація ≥ 90 відсотків)	50-00-0	50	5	0,5
15.	Водень	1333-74-0	50	5	0,5
16.	Хлороводень (зріджений газ)	7647-01-0	250	25	2,5
17.	Алкіли свинцю		50	5	0,5
18.	Зріджені займісті гази, категорія 1 або 2 (зокрема, зріджений нафтовий газ) і природний газ (примітка 8)		200	50	12,5

19.	Ацетилен	74-86-2	50	5	0,5
20.	Етилену оксид	75-21-8	50	5	0,5
21.	Пропілену оксид	75-56-9	50	5	0,5
22.	Метанол	67-56-1	5000	500	50
23.	4,4' -метилен-біс (2-хлоранілін) та/або солі в порошкоподібній формі	101-14-4	0,01		
24.	Метилізоціанат	624-83-9	0,15		
25.	Кисень	7782-44-7	2000	200	20
26.	2,4-толуол діізоціанат	584-84-9	100	10	1
	2,6-толуол діізоціанат	91-08-7			
27.	Карбоніл дихлорид (фосген)	75-44-5	0,75	0,3	0,12
28.	Арсин (тригідрид арсену)	7784-42-1	1	0,2	0,04
29.	Фосфін (тригідрид фосфору)	7803-51-2	1	0,2	0,04
30.	Дихлорид сірки	10545-99-0	1		
31.	Триоксид сірки	7446-11-9	75	15	3
32.	Поліхлордибензофурані і поліхлордибензодіоксини (зокрема, ТХДД), обчислені в еквіваленті ТХДД (пункт 9 примітки)		0,001		
33.	Наведені нижче канцерогени або суміші, що містять такі канцерогени в концентраціях вище 5 відсотків за масою: 4-амінобіфеніл та/або його солі бензотрихлорид, бензидин та/або солі біс (хлорметиловий) ефір хлордиметиловий ефір 1,2-дибромметан диетилсульфат диметилсульфат диметилкарбамоілхлорид 1,2-дибром-3-хлор-пропан 1,2-диметилгідразин диметилнітрозамін гексаметилфосфотриамід гідразин 2-нафтиламін та/або його солі 4-нітродифеніл 1,3-пропансульфон		2	0,5	0,125
34.	Нафтопродукти та альтернативні види палива: (а) бензини та лігроїни (б) керосини (зокрема, реактивне паливо) (в) газойлі (зокрема, дизельне паливо, пічне паливо та газойлеві суміші) (г) важкі види нафтового палива (г) альтернативні види палива, використовувані в таких самих цілях і мають такі самі властивості щодо займистості і загроз для навколишнього природного середовища, як і продукти, зазначені у підпунктах (а) - (г)		25 000	2500	250
35.	Безводний аміак	7664-41-7	200	50	12,5
36.	Трифтористий бор	7637-07-2	20	5	1,25
37.	Сірководень	7783-06-4	20	5	1,25
38.	Піперидин	110-89-4	200	50	12,5
39.	Біс(2-диметиламіноетил) (метил)амін	3030-47-5	200	50	12,5
40.	3-(2-етилгексилокси) пропіламін	5397-31-9	200	50	12,5
41.	Суміші (пункт 11 примітку) гіпохлориту натрію, які віднесено до гостро небезпечних для водного середовища категорії 1 з характеристикою небезпеки H400 (дуже токсично для водних) із		500	200	80

	вмістом активного хлору менш як 5 відсотків активного хлору і не віднесених до будь-яких інших категорій небезпеки (таблиця 2)				
42.	Пропіламін (пункт 10 примітки)	107-10-8	2000	500	125
43.	Трет-бутилакрилат (пункт 10 примітки)	1663-39-4	500	200	80
44.	2-метил-3-бутен-нітрил (пункт 10 примітки)	16529-56-9	2000	500	125
45.	Тетрагідро-3,5-диметил-1,3,5,-тіадіазин-2-тіон (Дазомет) (пункт 10 примітки)	533-74-4	200	100	50
46.	Метилакрилат (пункт 10 примітки)	96-33-3	2000	500	125
47.	3-метилпіридин (пункт 10 примітки)	108-99-6	2000	500	125
48.	1-бром-3-хлорпропан (пункт 10 примітки)	109-70-6	2000	500	125
Примітки:	<p>1. Номер CAS зазначено лише в індикативних цілях.</p> <p>2. Амонію нітрат (10000/5000/2500): добрива, здатні до саморозкладання. Ця умова застосовується до комплексних/складних добрив на основі амонію нітрату (комплексні/складні добрива, що містять амонію нітрат з фосфатом та/або вуглекислим калієм), які здатні до саморозкладання і в яких вміст азоту у зв'язку з наявністю амонію нітрату становить від 15,75 відсотка (пункт 12 примітки) до 24,5 відсотка (пункт 13 примітки) за масою і/або не більш як 0,4 відсотка усіх займистих/органічних матеріалів, або які відповідають 15,75 відсотка за масою або менше та містять необмежену кількість горючих речовин.</p> <p>3. Амонію нітрат (5 000/1 250/320): секція добрив. Ця умова застосовується до простих добрив на основі амонію нітрату і комплексних/складних добрив на основі амонію нітрату, у яких вміст азоту у зв'язку з наявністю амонію нітрату становить: понад 24,5 відсотка за масою, за винятком сумішей простих добрив на основі амонію нітрату з доломітом, вапняком і/або карбонатом кальцію із чистотою не менш як 90 відсотків; понад 15,75 відсотка за масою для сумішей амонію нітрату і амонію сульфату; понад 28 відсотків (пункт 14 примітки) за масою для сумішей простих добрив на основі амонію нітрату з доломітом, вапняком і/або кальцію карбонатом із чистотою не менш як 90 відсотків.</p> <p>4. Амонію нітрат (2 500/350/50): технічна група. Ця умова застосовується до амонію нітрату і сумішей амонію нітрату, у яких вміст азоту у складі амонію нітрату становить: від 24,5 до 28 відсотків за масою і які містять не більш як 0,4 відсотка горючих речовин; понад 28 відсотків за масою і які містять не більш як 0,2 відсотка горючих речовин. Ця умова також застосовується до водних розчинів амонію нітрату, у яких концентрація амонію нітрату становить понад 80 відсотків за масою.</p> <p>5. Амонію нітрат (50/10/2): "некондиційні" матеріали і добрива, які не пройшли випробування на детонацію. Ця умова застосовується до: матеріалу, який було відбраковано у процесі оброблення; амонію нітрату та до сумішей амонію нітрату; простих добрив на основі амонію нітрату і комплексних/складних добрив на основі амонію нітрату, зазначених у пунктах 3 і 4 примітки, що повертають або повернуто виробнику кінцевим споживачем на тимчасове</p>				

	<p>зберігання або переробне підприємство для вторинного перероблення, утилізації чи оброблення з метою безпечного використання, оскільки вони не відповідають специфікаціям, зазначеним у пунктах 3 і 4 примітки; добрив, зазначених в абзаці першому пункту 2 примітки та пункті 3 примітки.</p> <p>6. Калію нітрат (10000/5000/2500). Ця умова застосовується до складних добрив на основі калію нітрату (у грубозернистій/гранульованій формі), які мають такі самі небезпечні властивості, що і чистий калію нітрат.</p> <p>7. Калію нітрат (5000/1250/320). Ця умова застосовується до складних добрив на основі калію нітрату (у кристалічному вигляді), які мають такі самі небезпечні властивості, що і чистий калію нітрат.</p> <p>8. Збагачений біогаз. Збагачений біогаз можна класифікувати за рядком 18 таблиці 1 у тих випадках, коли він був оброблений відповідно до стандартів для очищеного і збагаченого біогазу, що гарантують якість, еквівалентну природному газу, у тому числі вміст метану, і який містить не більш як 1 відсоток кисню.</p> <p>9. Поліхлордифензофуранури і поліхлордифензодіоксини</p>
--	--

Масу поліхлордифензофуранів і поліхлордифензодіоксинів розраховують за такими показниками:

Коефіцієнт токсичної еквівалентності (TEF, KTE), ВООЗ 2005			
2,3,7,8-TCDD	1	2,3,7,8-TCDF	0,1
1,2,3,7,8-PeCDD	1	2,3,4,7,8-PeCDF	0,3
		1,2,3,7,8-PeCDF	0,03
1,2,3,4,7,8-HxCDD	0,1		
1,2,3,6,7,8-HxCDD	0,1	1,2,3,4,7,8-HxCDF	0,1
1,2,3,7,8,9-HxCDD	0,1	1,2,3,7,8,9-HxCDF	0,1
		1,2,3,6,7,8-HxCDF	0,1
1,2,3,4,6,7,8-HpCDD	0,01	2,3,4,6,7,8-HxCDF	0,1
OCDD	0,0003	1,2,3,4,6,7,8-HpCDF	0,01
		1,2,3,4,7,8,9-HpCDF	0,01
		OCDF	0,0003
(Т - тетра, Ре - пента, Нх - гекса, Нр - гепта, О - окта)			

11. Якщо суміш не містить гіпохлориту натрію, така суміш не належить до гостронебезпечних для водного середовища категорії 1 з характеристикою небезпеки H400 (дуже токсично для водних організмів).

12. Вміст азоту 15,75 відсотка за масою у зв'язку з наявністю амонію нітрату відповідає 45 відсоткам амонію нітрату.

13. Вміст азоту 24,5 відсотка за масою у зв'язку з наявністю амонію нітрату відповідає 70 відсоткам амонію нітрату.

14. Вміст азоту 28 відсотків за масою у зв'язку з наявністю амонію нітрату відповідає 80 відсоткам амонію нітрату.

Таблиця 2

ПОРОГОВІ МАСИ

небезпечних речовин за класами небезпечних речовин та категоріями безпеки

Класи небезпечних речовин та категорії безпеки	Норматив порогової маси, тонн, для віднесення об'єкта до об'єкта підвищеної безпеки:		
	1 класу	2 класу	3 класу
Секція "Н" Загрози для здоров'я людини (пункт 1 примітки)			
Н1 ГОСТРА ТОКСИЧНІСТЬ Категорія 1, всі шляхи впливу	20	5	1,25
Н2 ГОСТРА ТОКСИЧНІСТЬ Категорія 2, всі шляхи впливу і категорія 3, шляхом інгаляційного впливу (пункт 46 примітки)	200	50	12,5
Н3 ВИБІРКОВА ТОКСИЧНІСТЬ Характеризується ураженням окремих органів-мішеней за умови однократного впливу на організм (ВТОМ-ОВ), категорія 1	200	50	12,5
Секція "Р" Фізичні загрози для об'єктів інфраструктури (пункти 2-45 примітки)			
Р1а ВИБУХОВІ РЕЧОВИНИ (пункт 2 примітки) Нестабільні вибухові речовини або вибухові речовини, підклас 1.1, 1.2, 1.3, 1.5 чи 1.6, або речовини чи суміші, що мають вибухові властивості (пункт 3 примітки) та не належать до класів небезпек органічних перекисів або самореактивних речовин і сумішей	50	10	2
Р1б ВИБУХОВІ РЕЧОВИНИ (пункт 47 примітки) Вибухові речовини, підклас 1.4 (пункт 49 примітки)	200	50	12,5
Р2 ЗАЙМИСТІ ГАЗИ Зайmistі гази, категорія 1 або 2	50	10	2
Р3а ЗАЙМИСТІ АЕРОЗОЛІ (пункт 50 примітки) Зайmistі аерозолі категорії 1 або 2, що містять зайmistі гази категорії 1 або 2 чи зайmistі рідини категорії 1	500 (маса нетто)	150 (маса нетто)	45 (маса нетто)
Р3б ЗАЙМИСТІ АЕРОЗОЛІ (пункт 50 примітки) Зайmistі аерозолі категорії 1 або 2, що не містять зайmistих газів категорії 1 або 2, чи зайmistі рідини категорії 1 (пункт 51 примітки)	50 000 (маса нетто)	5000 (маса нетто)	500 (маса нетто)
Р4 ОКИСНЮВАЛЬНІ ГАЗИ Окислювальні гази, категорія 1	200	50	12,5
Р5а ЗАЙМИСТІ РІДИНИ Зайmistі рідини, категорія 1 або зайmistі рідини категорії 2 або 3, які зберігають за температури, що перевищує їх точку кипіння, або інші рідини з температурою займання $\leq 60^{\circ}\text{C}$, які зберігають за температури, що перевищує їх точку кипіння (пункт 52 примітку)	50	10	2
Р5б ЗАЙМИСТІ РІДИНИ Зайmistі рідини категорії 2 або 3, у тому разі, коли особливі умови оброблення такі як високий тиск або висока температура, можуть створити загрозу виникнення значних аварій, або інші рідини з температурою займання $\leq 60^{\circ}\text{C}$, у тому разі, коли	200	50	12,5

особливі умови оброблення, такі як високий тиск або висока температура, можуть створити загрозу виникнення значних аварій (пункт 52 примітки)			
P5c ЗАЙМИСТІ РІДИНИ Займисті рідини категорії 2 або 3, не передбачені в рядках P5a і P5b	50 000	5000	500
P6a САМОРЕАКТИВНІ РЕЧОВИНИ ТА СУМІШІ, А ТАКОЖ ОРГАНІЧНІ ПЕРЕКИСИ Самореактивні речовини та суміші, тип А або В або органічні перекиси, тип А або В	50	10	2
P6b САМОРЕАКТИВНІ РЕЧОВИНИ ТА СУМІШІ, А ТАКОЖ ОРГАНІЧНІ ПЕРЕКИСИ Самореактивні речовини та суміші, тип С, D, E або F або органічні перекиси, тип С, D, E або F	200	50	12,5
P7 ПІРОФОРНІ РІДИНИ ТА ТВЕРДІ РЕЧОВИНИ Пірофорні (самозаймисті) рідини, категорія 1 Пірофорні (самозаймисті) тверді речовини, категорія 1	200	50	12,5
P8 ОКИСНЮВАЛЬНІ РІДИНИ ТА ТВЕРДІ РЕЧОВИНИ Окислювальні рідини, категорія 1, 2 або 3 чи окислювальні тверді речовини, категорія 1, 2 чи 3	200	50	12,5
Секція "Е" Загрози для навколишнього природного середовища			
E1 Категорія 1: гостра небезпека для водного середовища, або Категорія 1: хронічна небезпека для водного середовища	200	100	20
E2 Категорія 2: хронічна небезпека для водного середовища	500	200	80
Секція "О" Інші загрози			
O1 Речовини та суміші з характеристикою небезпеки EUH014 (бурхливо реагують з водою)	500	100	20
O2 Речовини та суміші, які у разі контакту з водою виділяють займисті гази, категорія 1	500	100	20
O3 Речовини та суміші з характеристикою небезпеки EUH029 (можуть утворювати вибухонебезпечні пероксиди)	200	50	12,5
Примітки:	1. Залежно від характеру загрози для здоров'я людини речовини можуть бути віднесені до класів небезпечних речовин H1 і H2 за параметрами гострої токсичності у разі однократного введення у шлунок або нанесення на шкіру, а також інгаляційного впливу протягом чотирьох годин. Категорії небезпеки гострої токсичності та їх значення викладені у таблиці 3. Значення гострої токсичності виражені у показниках ЛД50 для перорального та термального шляху надходження і ЛК50 у разі інгаляційного впливу. У разі неможливості досягнення ЛД50 або ЛК50 для визначення класу небезпеки можуть бути враховані виражені клінічні ознаки токсичної дії.		

Таблиця 3

Шляхи впливу на організм	Категорія небезпеки 1	Категорія небезпеки 2	Категорія небезпеки 3	Категорія небезпеки 4	Категорія небезпеки 5
Пероральний, мг/кг маси тіла	≤ 5	> 5 ≤ 50	> 50 ≤ 300	> 300 ≤ 2000	більше 2000 до 5000
Дермальний, мг/кг	≤ 50	> 50 ≤ 200	> 200 ≤ 1000	> 1000 ≤ 2000	

маси тіла					
Газ, млн. ⁻¹ V (частин на мільйон об'єму повітря)	≤ 100	> 100 ≤ 500	> 500 ≤ 2500	> 2500 ≤ 20 000	якщо є підтвердження експертів про гостру токсичність, яка не відповідає критеріям категорії небезпеки 4
Пара, мг/л повітря	≤ 0,5	> 0,5 ≤ 2	> 2 ≤ 10	> 10 ≤ 20	
Пил або туман, мг/л повітря	≤ 0,05	> 0,05 ≤ 0,5	> 0,5 ≤ 1	> 1 ≤ 5	

Специфічна вибіркова токсичність, що характеризується ураженням окремих органів-мішеней у разі однократного впливу (ВТОМ-ОВ), має три категорії небезпеки:

категорія 1 - небезпечні речовини, що викликають значну токсичність у людей або такі, що на підставі досліджень на тваринах можуть вважатися потенційно токсичними для людей внаслідок однократного впливу;

категорія 2 - небезпечні речовини, які внаслідок випробувань на тваринах можуть вважатися потенційно небезпечними для людини після однократного впливу;

категорія 3 - небезпечні речовини, які мають транзитний вплив на здоров'я людини, тобто після незначного періоду впливу їх дія може припинитися за дуже короткий період часу, не викликаючи значних порушень в органах людини або функціональних порушень. До таких речовин можуть належати наркотичні речовини або такі, що викликають подразнення очей або дихальних шляхів.

2. До класу небезпечних речовин "Вибухові речовини" належать тверді або рідкі речовини (або суміші речовин), здатні до самостійного виділення газів внаслідок хімічної реакції (детонації) за такої температури, тиску і швидкості, небезпечна дія яких завдає шкоди навколишньому природному середовищу.

Піротехнічні речовини також включаються до цього класу, навіть якщо вони не виділяють газів.

3. До піротехнічних речовин належать небезпечні речовини (або суміші речовин), призначені для отримання ефекту у вигляді вогню, диму або їх комбінації внаслідок екзотермічних реакцій, що відбуваються без детонації.

4. Вибуховим виробом вважається виріб, який містить одну або кілька вибухових речовин.

5. Піротехнічним виробом вважається виріб, який містить одну або кілька піротехнічних речовин.

6. До вибухових виробів належать:

1) вибухові речовини та їх суміші;

2) вибухові вироби, за винятком таких, що містять вибухові речовини з такими масами, випадкове або навмисне ініціювання хімічної реакції яких не призводить до появи небезпечного для навколишнього природного середовища ефекту у вигляді сильного звуку, вогню, диму або їх комбінації за межами виробу;

3) речовини, суміші або вироби з них, не зазначені у підпунктах 1 і 2 примітки, виготовлені з метою практичного отримання вибухового, піротехнічного, запалювального, звукового ефекту.

7. Небезпечні речовини, суміші та вироби, зазначені у пунктах 3-6 примітки, але не класифіковані як самореактивні, що здатні до підризу без впливу зовнішніх

факторів, поділяються на шість підкласів:

1) підклас 1.1 - небезпечні речовини, суміші або вироби з них, що характеризуються небезпекою вибуху масою (вибух, що відбувається миттєво по всій масі речовини, суміші або виробу);

2) підклас 1.2 - небезпечні речовини, суміші або вироби з них, що характеризуються небезпекою вибуху з розкиданням маси речовини, суміші або виробу з них без вибуху масою;

3) підклас 1.3 - небезпечні речовини, суміші або вироби з них, що характеризуються високою пожежною небезпекою, але незначною вибуховою силою або розкиданням, або їх сукупною дією без ефекту вибуху масою;

4) підклас 1.4 - небезпечні речовини, суміші або вироби з них, що характеризуються незначною силою вибуху, при цьому ефекти в основному відбуваються всередині виробу без розкидання уламків виробу, а вплив зовнішніх факторів горіння не може призвести до миттєвого вибуху;

5) підклас 1.5 - небезпечні речовини або суміші, що характеризуються настільки низькою чутливістю до ініціювання вибуху масою, що вірогідність такого ініціювання у звичайних умовах майже відсутня;

6) підклас 1.6 - вироби, які містять нечутливі до ініціювання вибухові речовини або можуть містити навіть чутливі до вибуху масою вибухові речовини, але вірогідність їх ініціювання у звичайних умовах майже відсутня.

8. До класу небезпечних речовин “Аерозолі” належать небезпечні речовини (гази, рідини, пасти, порошки в будь-якій комбінації), у тому числі суміші цих речовин, що розміщені в ємностях, призначених для їх розпилення (викиду в повітря в мілкодисперсному або газоподібному стані).

9. Аерозолі мають три категорії небезпеки залежно від властивостей речовин, що входять до їх складу, хімічної теплоти згоряння та температури займання аерозолі.

10. Аерозолі, що мають у масі більш як 1 відсоток займистої речовини, належать до 1 (легкозаймисті) або 2 (займисті) категорії за таким принципом:

якщо вони мають займисті гази, визначені у пунктах 19-20 примітки;

якщо вони мають займисті рідини, визначені у пунктах 23-25 примітки;

якщо вони мають тверді займисті речовини, визначені у пунктах 26 і 27 примітки.

11. Аерозолі, що не відповідають категорії небезпеки 1 (легкозаймисті) або 2 (займисті), повинні класифікуватися за категорією небезпеки 3 (негорючі аерозолі).

12. Аерозолі, що містять більш як 1 відсоток компонентів, що займаються, або які мають теплоту займання не менш як 20 кДж/г, але не підпадають під визначення, наведені у пунктах 8-11 примітки, належать до категорії небезпеки 1.

13. Аерозолі не слід класифікувати як гази під тиском, займисті рідини або тверді займисті речовини.

14. До класу небезпечних речовин “Гази під тиском” належать гази, що розміщені в посудинах під тиском не менше 200 КПа за температури + 20° С, або такі, що є у стані скрапленого або охолодженого скрапленого газу.

15. Гази під тиском поділяються на “стиснуті гази”, “скраплені гази”, “охолоджені скраплені гази” і “розчинені гази”, а саме:

стиснуті гази - гази, що перебувають під тиском у повністю рідкому стані за температури від 50° С, зокрема такі, що мають критичну температуру нижчу або яка дорівнює - 50° С;

скраплені гази - гази, що перебувають під тиском у частково рідкому стані за температури вище ніж - 50° С, які поділяються на гази високого тиску, що перебувають за температури від - 50° С до + 65° С, та гази низького тиску, що перебувають за температури вище + 65° С;

охлаоджені скраплені гази - гази, що перебувають в частково рідкому стані за низького тиску та низької температури;

розчинені гази - гази під тиском, розчинені в рідині.

16. До класу небезпечних речовин “Окислювальні гази” належать будь-які гази, здатні шляхом виділення кисню або іншим шляхом викликати горіння або підтримувати горіння інших речовин (матеріалів, виробів) значно більшою мірою, ніж повітря.

17. “Окислювальні гази” в цьому розумінні містять чисті гази або суміші газів із коефіцієнтом окислення більш як 25,5 відсотка, який визначається методом, визначеним в ISO 10156:2010.

18. Окислювальні гази мають одну категорію небезпеки (категорія 1).

19. До класу небезпечних речовин “Займисті гази” належать речовини, що можуть спалахувати в суміші з повітрям за температури + 20° С і нормального тиску в повітрі 101,3 кПа.

20. Займисті гази мають дві категорії небезпеки:

категорія 1 - гази, які за температури + 20° С і нормального тиску в повітрі 101,3 кПа займаються в суміші з повітрям за концентрації не більш як 13 відсотків за об'ємом або які мають діапазон займання в суміші з повітрям не менш як 12 відсотків незалежно від нижчого порогу займання;

категорія 2 - гази, що не належать до категорії 1, але за температури + 20°С і нормального тиску в повітрі 101,3 кПа можуть займатися.

21. Окремим підкласом займистих газів є нестійкі гази, які можуть вибухати навіть за відсутності повітря або кисню.

22. Нестійкі гази мають додаткові категорії небезпеки А і Б:

категорія А - гази, що займаються за температури + 20° С і нормального тиску в повітрі 101,3 кПа;

категорія Б - гази, що займаються за температури вище + 20° С і тиску в повітрі більш як 101,3 кПа.

23. До класу небезпечних речовин “Займисті рідини” належать рідини, що мають температуру спалаху не вище ніж + 93° С.

24. Займисті рідини залежно від температури спалаху і початкової температури кипіння (точка кипіння) мають чотири категорії небезпеки:

категорія 1 - температура займання менш як + 23° С і початкова температура кипіння (точка кипіння) нижча або дорівнює + 35° С;

категорія 2 - температура займання нижче ніж + 23° С і початкова температура (точка кипіння) кипіння вище ніж + 35° С;

категорія 3 - температура займання більше або дорівнює + 23° С і початкова температура (точка кипіння) кипіння нижча або дорівнює + 60° С;

категорія 4 - температура займання більш як + 60° С і початкова температура (точка кипіння) кипіння нижча або дорівнює + 93° С;

25. В'язкі займисті рідини (фарби, емалі, лаки, оліфи, клеї, політури тощо) не класифікуються як займисті рідини, якщо це не обумовлено виробником.

26. До класу небезпечних речовин “Тверді займисті речовини” належать тверді

речовини, що легко займаються і підтримують горіння в результаті тертя.

27. Тверді займісті речовини мають дві категорії небезпеки:

1) категорія 1:

для речовин або сумішей (крім порошків та металів) зволожена речовина не підтримує самостійне горіння або час горіння до затухання зони, що горить, менш як 45 секунд, або швидкість горіння більш як 2,2 міліметра на секунду;

для порошків та металів час горіння менше або дорівнює 5 хвилин;

2) категорія 2:

для речовин або сумішей (крім порошків та металів) зволожена речовина не загоряється більш як за 4 хвилини або час горіння менш як 45 секунд, або швидкість горіння менш як 2,2 міліметра на секунду;

для порошків та металів час горіння більш як 5 хвилин, але менше або дорівнює 10 хвилин.

28. До класу небезпечних речовин “Самореактивні речовини та суміші” належать термічно нестійкі рідкі або тверді речовини та суміші, здатні до швидкого екзотермічного розпаду навіть без доступу кисню. За цим визначенням не можна класифікувати вибухові речовини, органічні пероксиди або окислювальні речовини.

29. Самореактивні речовини та суміші вважаються такими, що мають вибухові властивості, якщо вони можуть детонувати, швидко горіти або швидко згоряти в замкнутому об’ємі.

30. Будь-які речовини вважаються самореактивними речовинами, якщо вони не класифікуються як:

вибухові речовини відповідно до пунктів 2-7 примітки;

окислювальними рідинами, газами або твердими речовинами відповідно до пунктів 30-34 примітки;

органічні пероксиди відповідно до пунктів 35-37 примітки;

такі, температура розкладу яких становить менш як 300 Дж/г;

такі, температура прискореного розкладу яких становить більш як + 75° С для упаковки масою 50 кілограмів.

31. До класу “Окислювальні рідини” належать рідини, які не є обов’язково горючими, але шляхом виділення кисню здатні викликати самозапалення або підтримувати горіння інших речовин.

32. Окислювальні рідини поділяються на три категорії небезпеки:

категорія 1 - будь-яка речовина або суміш, змішання яких у пропорції 1:1 (за масою) із целюлозою викликає самозапалення, або середній час підвищення тиску суміші 1:1 (за масою) речовини і целюлози менше середнього часу підвищення тиску 50 відсотків розчину хлорної кислоти із целюлозою, змішаними у пропорції 1:1 (за масою);

категорія 2 - будь-яка речовина або суміш, змішання яких у пропорції 1:1 (за масою) із целюлозою має середній час підвищення тиску, який менше або дорівнює середньому часу підвищення тиску 40 відсотків водного розчину хлорату натрію із целюлозою, змішаними у пропорції 1:1 (за масою), або такі, що не відповідають умовам віднесення їх до категорії 1;

категорія 3 - будь-яка речовина або суміш, змішання яких у пропорції 1:1 (за масою) із целюлозою має середній час підвищення тиску, який менше або дорівнює середньому часу підвищення тиску 65 відсотків водного розчину азотної кислоти із целюлозою, змішаними у пропорції 1:1 (за масою), або такі, що не відповідають

умовам віднесення їх до категорій 1 і 2.

33. До класу небезпечних речовин “Окислювальні тверді речовини” належать тверді речовини, які не обов’язково є горючими, але шляхом виділення кисню здатні викликати самозапалення або підтримувати горіння інших речовин.

34. Окислювальні тверді речовини мають три категорії небезпеки:

категорія 1 - будь-яка речовина або суміш, змішання яких у пропорції 4:1 або 1:1 з целюлозою (за масою) мають середній час горіння, який менше середнього часу горіння бромату калію з целюлозою, змішаними у пропорції 3:2 (за масою);

категорія 2 - будь-яка речовина або суміш, змішання яких у пропорції 4:1 або 1:1 з целюлозою (за масою) мають середній час горіння, який не більше середнього часу горіння бромату калію з целюлозою, змішаними у пропорції 3:2 (за масою), або такі, що не відповідають умовам віднесення їх до категорії 1;

категорія 3 - будь-яка речовина або суміш, змішання яких у пропорції 4:1 або 1:1 з целюлозою (за масою) мають середній час горіння, який не більше середнього часу горіння бромату калію з целюлозою, змішаними у пропорції 3:7 (за масою), або такі, що не відповідають умовам віднесення їх до категорій 1 і 2.

35. До класу небезпечних речовин “Органічні пероксиди” належать органічні речовини в рідкому або твердому стані, які містять двовалентну структуру -O-O- і можуть розглядатися як похідна продукту пероксиду вуглецю, в якому один або обидва атоми водню заміщені органічними радикалами.

36. Будь-який органічний пероксид може бути віднесений до цього класу, за винятком випадків, коли він містить:

не більш як 1 відсоток вільного кисню з органічних пероксидів, коли вміст пероксиду кисню не перевищує 1 відсоток;

не більш як 0,5 відсотка вільного кисню з органічних пероксидів, коли вміст пероксиду кисню перевищує 1 відсоток, але не більш як 7 відсотків.

37. Органічні пероксиди мають сім категорій небезпеки (типи від А до G):

тип А - будь-який органічний пероксид, розміщений у тарі, може детонувати або дефлагрувати (процес дозвукового горіння, під час якого відбувається швидке переміщення зони/фронту/хімічних перетворень);

тип В - будь-який органічний пероксид, який має вибухові властивості, але, будучи розміщеним у тарі, не детонує і не дефлагрує швидко, при цьому здатний до теплового вибуху в цій тарі;

тип С - будь-який органічний пероксид, який як чиста речовина або суміш має вибухові властивості, але, будучи розміщеним у тарі, не детонує, має невелику швидкість дефлаграції або теплового вибуху;

тип D - будь-який органічний пероксид, який:

може детонувати частково, має невелику швидкість дефлаграції і не здатний до бурхливої реакції під час нагрівання в замкнутому об’ємі;

не детонує взагалі, має невелику швидкість дефлаграції і бурхливої реакції під час нагрівання в замкнутому об’ємі;

узагалі не детонує і не дефлагрує і дає середню реакцію під час нагрівання у замкнутому об’ємі;

тип Е - будь-який органічний пероксид, який узагалі не детонує і не дефлагрує і дає слабку реакцію або взагалі не реагує під час нагрівання в замкнутому об’ємі;

тип F - будь-який органічний пероксид, розміщений у тарі, який не детонує в кавітаційному стані, не дефлагрує взагалі, не реагує або дає слабку реакцію під час

нагрівання в замкнутому об'ємі, а також характеризується слабким вибуховим ефектом або повною відсутністю вибухового ефекту;

тип G - будь-який органічний пероксид, розміщений у тарі, який не детонує в кавітаційному стані, не дефлагує взагалі, не реагує під час нагрівання в замкнутому об'ємі, а також не характеризується вибуховим ефектом за умови, що він термічно стійкий (температура саморозкладання становить $+ 60^{\circ} \text{C}$ або вище для упаковки масою 50 кілограмів) і для десенсибілізації (метод розчинення речовин для зменшення швидкості їх реакції) рідких сумішей використовується розчинник з температурою кипіння не нижче ніж $+ 150^{\circ} \text{C}$. Якщо органічний пероксид є стабільним за температурним показником або для сенсибілізації використовується розчинник з температурою кипіння нижче ніж $+ 150^{\circ} \text{C}$, він належить до категорії типу F.

38. До класу небезпечних речовин "Речовини, що викликають корозію металів" належать небезпечні речовини або суміші речовин, які можуть суттєво пошкодити або руйнувати метали внаслідок хімічного впливу на них.

39. Речовини, що викликають корозію металів, мають одну категорію небезпеки - категорію 1, до якої належать речовини або суміші, швидкість корозії яких на сталевій або алюмінієвій поверхні перевищує 6,25 міліметра за рік за температури випробувань $+ 55^{\circ} \text{C}$ на обох металах.

40. Залежно від характеру загрози для навколишнього природного середовища небезпечні речовини належать до класів небезпечних речовин, які:

- 1) мають гостру токсичність у разі короткого впливу на водне середовище;
- 2) за довготривалого впливу на водні об'єкти мають хронічну токсичність.

41. Клас небезпечних речовин, наведений у підпункті 1 пункту 40 примітки, має три категорії небезпеки:

1) категорія 1:

небезпечні речовини, ЛК50 (летальна концентрація, яка викликає загибель 50 відсотків піддослідних тварин) яких за 96-годинного впливу на рибу менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

небезпечні речовини, ЕК50 (ефективна концентрація, яка викликає 50 відсотків максимальної реакції організму) яких за 48-годинного впливу на ракоподібних менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

небезпечні речовини, ЕсК50 (дорівнює ЕК50 з урахуванням зниження швидкості росту концентрації) яких за 72- або 96-годинного впливу на водорості або інші водні рослини менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

2) категорія 2:

небезпечні речовини, ЛК50 яких за 96-годинного впливу на рибу більш як 1 міліграм на літр, але менше або дорівнює 10 міліграмів на літр;

небезпечні речовини, ЕК50 яких за 48-годинного впливу на ракоподібних більш як 1 міліграм на літр, але менше або дорівнює 10 міліграмів на літр;

небезпечні речовини, ЕсК50 яких за 72- або 96-годинного впливу на водорості або інші водні рослини більш як 1 міліграм на літр, але менше або дорівнює 10 міліграмів на літр;

3) категорія 3:

небезпечні речовини, ЛК50 яких за 96-годинного впливу на рибу більш як 10 міліграм на літр, але менше або дорівнює 100 міліграмів на літр;

небезпечні речовини, ЕК50 яких за 48-годинного впливу на ракоподібних більш

як 10 міліграмів на літр, але менше або дорівнює 100 міліграмів на літр;

небезпечні речовини, ЕсК50 яких за 72- або 96-годинного впливу на водорості або інші водні рослини більш як 10 міліграмів на літр, але менше або дорівнює 100 міліграмів на літр.

42. Клас небезпечних речовин, наведений у підпункті 2 пункту 40 примітки, має підкласи небезпечних речовин, які:

1) нездатні до швидкого розкладання, мають хронічну токсичність;

2) здатні до швидкого розкладання, мають хронічну токсичність;

3) не мають характерної хронічної токсичності;

4) є “практично безпечними” (погано розчинюються, не мають встановленої хронічної токсичності).

43. Підклас небезпечних речовин, наведений у підпункті 1 пункту 42 примітки, має такі категорії безпеки:

1) категорія 1:

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для риб) менше або дорівнює 0,1 міліграма на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для ракоподібних) менше або дорівнює 0,1 міліграма на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для водоростей та інших водних рослин) менше або дорівнює 0,1 міліграма на літр;

2) категорія 2:

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для риб) менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для ракоподібних) менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для водоростей та інших водних рослин) менше або дорівнює 1 міліграм на літр.

44. Підклас небезпечних речовин, наведений у підпункті 2 пункту 42 примітки, має такі категорії безпеки:

1) категорія 1:

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для риб) менше або дорівнює 0,01 міліграма на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для ракоподібних) менше або дорівнює 0,01 міліграма на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для водоростей та інших водних рослин) менше або дорівнює 0,01 міліграма на літр;

2) категорія 2:

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для риб) менше або дорівнює 0,1 міліграма на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для ракоподібних) менше або дорівнює 0,1 міліграма на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для водоростей та інших водних рослин) менше або дорівнює 0,1 міліграма на літр;

3) категорія 3:

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для риб) менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для ракоподібних)

менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність КНЕ або ЕКх (для водоростей та інших водних рослин) менше або дорівнює 1 міліграм на літр.

45. Підклас небезпечних речовин, наведений у підпункті 3 пункту 42 примітки, має такі категорії безпеки:

1) категорія 1:

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 96-годинного впливу на риби менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 48-годинного впливу на ракоподібних менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 72- або 96-годинного впливу на водорості та інші водні рослини менше або дорівнює 1 міліграм на літр;

2) категорія 2:

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 96-годинного впливу на риби більш як 1 міліграм на літр, але менше або дорівнює 10 міліграмів на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 48-годинного впливу на ракоподібних більш як 1 міліграм на літр, але менше або дорівнює 10 міліграмів на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 72- або 96-годинного впливу на водорості та інші водні рослини більш як 1 міліграм на літр, але менше або дорівнює 10 міліграмів на літр;

3) категорія 3:

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 96-годинного впливу на риби більш як 10 міліграмів на літр, але менше або дорівнює 100 міліграмів на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 48-годинного впливу на ракоподібних більш як 10 міліграмів на літр, але менше або дорівнює 100 міліграмів на літр;

небезпечні речовини, хронічна токсичність ЛК50 за 72- або 96-годинного впливу на водорості та інші водні рослини більш як 10 міліграмів на літр, але менше або дорівнює 100 міліграмів на літр.

Підклас небезпечних речовин, наведений у підпункті 4 пункту 42 примітки, має категорію безпеки 4, до якої належать небезпечні речовини, для яких не встановлено наявності гострої токсичності.

46. Небезпечні речовини, що належать до класу гостро токсичних речовин орального шляху впливу з характеристикою безпеки H301 (токсично у разі проковтування), необхідно відносити до рядка H2 гостро токсичних у тому разі, коли їх неможливо класифікувати як небезпечні речовини з гострою інгаляційною токсичністю або як небезпечні речовини з гострою шкірною токсичністю, зокрема через відсутність обґрунтованої інформації про інгаляційну і шкірну токсичність.

47. Клас небезпечних речовин “Вибухові речовини” включає також вибухові вироби. Якщо маса вибухової речовини або суміші, що міститься у виробі, відома, таку масу необхідно враховувати для цілей Порядку ідентифікації об’єктів підвищеної безпеки та їх обліку. Якщо маса вибухової речовини або суміші, що міститься у виробі, невідома, весь виріб необхідно вважати вибуховою речовиною.

48. Випробування вибухових властивостей речовин і сумішей виконується згідно з методикою А.14 Регламенту (ЄС) від 30 травня 2008 р. № 440/2008 “Що встановлює методи тестування відповідно до Регламенту Європейського

Парламенту та Ради (ЄС) № 1907/2006 про реєстрацію, оцінку, авторизацію і обмеження хімічних речовин та препаратів (REACH)” лише в тому разі, коли такі речовини або суміші ідентифікують як потенційно вибухові.

49. У разі розпакування або перепакування вибухових речовин підкласу 1.4 їх необхідно віднести до рядка P1a таблиці 2, за винятком випадків, коли встановлено, що небезпека все ще відповідає підкласу 1.4 відповідно до підпункту 4 пункту 7 примітки.

50. Займисті аерозолі класифікують відповідно до пунктів 8-13 примітки.

51. Для використання рядка P3b таблиці 2 необхідно мати документальне підтвердження того, що аерозольний розпилювач не містить ні займистого газу категорії 1 або 2, ні займистої рідини категорії 1.

52. Відповідно до пункту 24 примітки рідини з температурою займання вище ніж 35° С можна не класифікувати за категорією 3, якщо отримано негативні результати за їх тривалого випробування на горючість. Однак викладене положення не діє за особливих умов, таких як висока температура або тиск, у зв'язку з якими такі рідини включено до цього рядка.

53. Якщо небезпечна речовина відповідно належить до класу небезпечних речовин “Займисті рідини” (категорія P5a або P5b таблиці 2), для цілей ідентифікації застосовують найменшу порогову масу.

54. Під час проведення ідентифікації не враховуються небезпечні речовини, максимальна кількість яких не перевищує 2 відсотки найменшого нормативу їх порогової маси.

Додаток 2

Додаток 2
до Порядку

ПОВІДОМЛЕННЯ

про результати ідентифікації об'єкта підвищеної небезпеки

Загальні відомості

Повне і скорочене найменування юридичної або фізичної особи - підприємця

Ідентифікаційний код юридичної особи або реєстраційний номер облікової картки платника податків фізичної особи - підприємця (серія (за наявності) і номер паспорта*)

Коди діяльності юридичної або фізичної особи - підприємця згідно з КВЕД

Юридична адреса суб'єкта господарювання, адреса офіційної електронної пошти

Повне та скорочене найменування об'єкта

Фактична адреса об'єкта

Площа об'єкта, тис. кв. метрів

Клас об'єкта підвищеної небезпеки, установлений за результатом ідентифікації, або інформація про невіднесення об'єкта до об'єкта підвищеної небезпеки відповідного класу

Найменування посади, прізвище, власне ім'я, по батькові (за наявності), номер телефону, адреса електронної пошти особи, відповідальної за експлуатацію об'єкта

Інформація про попереднє найменування об'єкта підвищеної небезпеки та власника (у разі, коли об'єкт передано новому власнику з урахуванням пункту 25 Порядку ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки та їх обліку)

Відомості, використані для ідентифікації
об'єкта підвищеної небезпеки

Перелік джерел небезпеки (виробничих одиниць), у яких розміщені небезпечні речовини	Перелік небезпечних речовин за індивідуальними назвами або класами, що розміщені в кожному окремому джерелі небезпеки (виробничій одиниці)	Клас небезпечної речовини (категорія небезпеки)	Маса небезпечних речовин у кожному окремому джерелі небезпеки (виробничій одиниці), тонн	Перелік виробництв (цехів, відділень, виробничих дільниць), окремого обладнання та будь-яких будівель, розташованих у межах території об'єкта, до складу яких входять джерела небезпеки (виробничі одиниці)
---	--	---	--	---

Результати ідентифікації

Перелік небезпечних речовин за індивідуальними назвами або таких, що входять до відповідного класу небезпечних речовин		Загальна маса небезпечних речовин за індивідуальною назвою або класами небезпечних речовин, тонн	Порогова маса небезпечної речовини, тонн, для об'єкта підвищеної небезпеки відповідно до таблиці 1 або 2 додатка 1 до Порядку ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки та їх обліку			Результати ідентифікації (клас об'єктів підвищеної небезпеки)
індивідуальні назви небезпечних речовин	Клас небезпечних речовин		для об'єктів підвищеної небезпеки 1 класу	для об'єктів підвищеної небезпеки 2 класу	для об'єктів підвищеної небезпеки 3 класу	

Інформація про сусідні об'єкти, території і об'єкти будівництва, що можуть збільшити ризик виникнення чи наслідки аварії на об'єкті, у тому числі за ефектом “доміно” (за наявності)

Найменування сусіднього об'єкта, території, об'єкта будівництва та адреси їх фактичного розташування	Відстань до сусіднього об'єкта, території, кілометрів	Примітка (контактні номери телефонів, адреса офіційної електронної пошти тощо)
--	---	--

Відомості про юридичну або фізичну особу - підприємця,
що провела ідентифікацію об'єкта підвищеної
небезпеки (у разі залучення)

Найменування _____

Коди діяльності згідно з КВЕД _____

Юридична адреса _____

Посада, прізвище, власне ім'я, по батькові (за наявності) виконавця

Юридична або фізична особа, що експлуатує (планує експлуатувати)
об'єкт, стосовно якого проводиться ідентифікація об'єкта підвищеної
небезпеки (замовник будівництва), _____

(найменування посади)

(підпис)

(прізвище, власне ім'я, по батькові)
(за наявності)

(дата)

* Для фізичних осіб, які через свої релігійні переконання відмовилися від прийняття реєстраційного номера облікової картки платника податків, повідомили про це відповідному контролюючому органу та мають відмітку в паспорті.

Питання для самоконтролю

1. Мета ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки.
2. Хто проводить ідентифікацію?
3. Особливості проведення ідентифікації.
4. Дайте визначення «Державний електронний реєстр об'єктів підвищеної небезпеки».
5. Дайте визначення «категорія небезпеки».
6. Дайте визначення «клас небезпеки небезпечної речовини».
7. Дайте визначення «повідомлення про результати ідентифікації об'єкта підвищеної небезпеки».
8. Розкрийте сутність першого етапу ідентифікації.
9. Розкрийте сутність другого етапу ідентифікації.
10. Розкрийте сутність третього етапу ідентифікації.
11. Як визначається загальна маса небезпечної речовини, яка обирається для розрахунків?
12. Як визначається сумарна маса газу?
13. Як проводиться ідентифікація у разі коли на об'єкті відсутні певні небезпечні речовини із загальною масою, що перевищує або дорівнює відповідній пороговій масі?
14. Як робиться висновок, що об'єкт є об'єктом підвищеної небезпеки 1 класу?
15. Як робиться висновок, що об'єкт є об'єктом підвищеної небезпеки 2 класу?
16. Як робиться висновок, що об'єкт є об'єктом підвищеної небезпеки 3 класу?
17. Мета внесення до Реєстру інформації про ідентифікацію.
18. Назвіть основні розділи повідомлення за формою ОПН-1.

Рекомендована література

1. Постанова Кабінету Міністрів України «Деякі питання ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки» № 1030 від 13 вересня 2022 р.
2. Кодекс цивільного захисту України.
3. Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки».
4. ДСТУ 2960-94. Організація промислового виробництва. Основні поняття. Терміни та визначення.
5. Регламент Європейського Парламенту і Ради (ЄС) № 1272/2008.

ЛЕКЦІЯ 6

КЛАСИФІКАЦІЯ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ ЗА ВИДАМИ НЕБЕЗПЕКИ. ОЦІНКА НЕБЕЗПЕКИ ПІДПРИЄМСТВ ВІД ПРОВАДЖЕННЯ ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

План

- 6.1. Класифікація надзвичайних ситуацій за видами небезпек. Нормативні положення.
- 6.2. Оцінка небезпеки підприємств від провадження господарської діяльності.

6.1. Класифікація надзвичайних ситуацій за видами небезпек. Нормативні положення.

Зростання кількості виникнення надзвичайних ситуацій в останні роки змусило розглядати питання класифікації надзвичайних ситуацій, як питання державної значимості. Державний Комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики 11 жовтня 2010 р. було затверджено Державний класифікатор надзвичайних ситуацій (ДК 019-2010) [1]. В свою чергу наказом МВС України за №658 від 6 серпня 2018 р. прийнято «Класифікаційні ознаки надзвичайних ситуацій» [2]. 24 березня 2004 р. Кабінет Міністрів України прийняв Постанову за № 368 «Про затвердження Порядку класифікації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру за їх рівнями» [3]. Ці та раніше прийняті документи призначені для використання міністерствами та іншими центральними органами виконавчої влади, органами управління всіх рівнів Єдиної державної системи запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного та природного характеру, виконавчими органами рад, підприємствами, установами та організаціями, аварійно-рятувальними, черговими, та диспетчерськими службами, незалежно від форм власності та підпорядкування.

Залежно від причин походження подій, що зумовили або можуть зумовити виникнення надзвичайних ситуацій на території України, розрізняють НС техногенного, природного, соціально-політичного та воєнного характеру, а в залежності від обсягів заподіяних збитків, технічних і матеріальних ресурсів, необхідних для їх ліквідації, надзвичайні ситуації класифікуються як державного, регіонального, місцевого та об'єктового рівнів [1, 3].

На Рисунок 6.1. схематично показано алгоритм класифікації надзвичайної ситуації. Він складається з трьох етапів: віднесення події за пороговим значенням до НС, класифікація її за походженням та класифікація за рівнем. При цьому враховується характер походження НС, ступінь поширення її небезпечних факторів та розмір людських втрат і матеріальних збитків.

Надзвичайні ситуації техногенного характеру. Основні терміни та визначення

Аварія – небезпечна подія техногенного характеру, що спричинила ураження, травмування населення або створює на окремій території чи території суб'єкта господарювання загрозу життю або здоров'ю населення та призводить до руйнування будівель, споруд, обладнання і транспортних засобів, порушення виробничого або транспортного процесу чи спричиняє наднормативні, аварійні

викиди забруднюючих речовин та інший шкідливий вплив на навколишнє природне середовище;

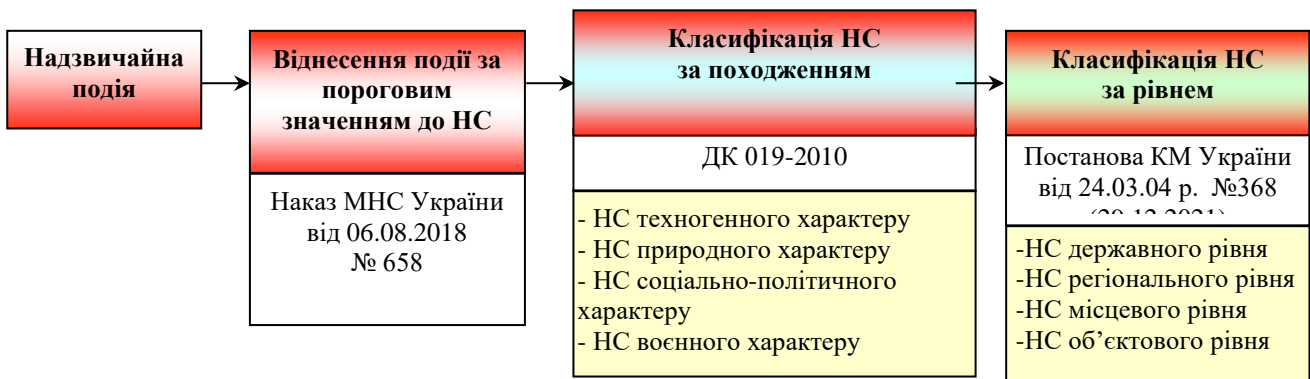


Рисунок 6.1. алгоритм класифікації надзвичайної ситуації

аварія на об'єкті підвищеної небезпеки – небезпечна подія техногенного характеру, що виникла під час експлуатації джерела небезпеки і за своїми наслідками призвела (може призвести) до загибелі, загрози життю або здоров'ю працівників об'єкта підвищеної небезпеки і населення чи до забруднення навколишнього природного середовища;

забезпечення техногенної безпеки – сукупність дій органів влади, суб'єктів господарювання, керівників (власників) та відповідальних осіб об'єктів, спрямованих на запобігання аваріям, аварійним та надзвичайним ситуаціям техногенного характеру на небезпечних об'єктах та небезпечних територіях;

зона можливого ураження – окрема територія, акваторія, на якій внаслідок настання надзвичайної ситуації виникає загроза життю або здоров'ю людей та заподіяна шкода майну;

зона надзвичайної ситуації – окрема територія, акваторія, де сталася надзвичайна ситуація;

катастрофа – велика за масштабами аварія чи інша подія, що призводить до тяжких наслідків;

класифікаційна ознака надзвичайних ситуацій – технічна або інша характеристика небезпечної події, що зумовлює виникнення обстановки, яка визначається як надзвичайна ситуація;

класифікація надзвичайних ситуацій – система, згідно з якою надзвичайні ситуації поділяються на класи і підкласи залежно від характеру їх походження;

надзвичайна ситуація – обстановка на окремій території чи суб'єкті господарювання на ній або водному об'єкті, яка характеризується порушенням нормальних умов життєдіяльності населення, спричинена катастрофою, аварією, пожежею, стихійним лихом, епідемією, епізоотією, епіфітотією, застосуванням засобів ураження або іншою небезпечною подією, що призвела (може призвести) до виникнення загрози життю або здоров'ю населення, великої кількості загиблих і постраждалих, завдання значних матеріальних збитків, а також до неможливості проживання населення на такій території чи об'єкті, провадження на ній господарської діяльності;

небезпечна подія – подія, у тому числі катастрофа, аварія, пожежа, стихійне лихо, епідемія, епізоотія, епіфітотія, яка за своїми наслідками становить загрозу життю або здоров'ю населення чи призводить до завдання матеріальних збитків;

небезпечні об'єкти – об'єкти підвищеної небезпеки та інші об'єкти, що можуть створити реальну загрозу виникнення надзвичайних ситуацій техногенного характеру не нижче місцевого рівня, визначеного відповідно до Кодексу цивільного захисту України;

небезпечний чинник – складова частина небезпечного явища (пожежа, вибух, викидання, загроза викидання небезпечних хімічних, радіоактивних і біологічно небезпечних речовин) або процесу, що характеризується фізичною, хімічною, біологічною чи іншою дією (впливом), перевищенням нормативних показників і створює загрозу життю та/або здоров'ю людини;

стихійне лихо – природне явище, що діє з великою руйнівною силою, заподіює значну шкоду території, на якій відбувається, порушує нормальну життєдіяльність населення, завдає матеріальних збитків;

техногенна безпека – відсутність ризику виникнення аварій та/або катастроф на об'єктах, що можуть створити реальну загрозу їх виникнення. Техногенна безпека характеризує стан захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного характеру. Забезпечення техногенної безпеки є особливою (специфічною) функцією захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій.

Попередня оцінка небезпечної події, що сталася або може статися, і визначення її як надзвичайної ситуації здійснюється оперативним черговим персоналом об'єкту, місцевого органу виконавчої влади чи органу місцевого самоврядування, виходячи з первинної інформації та керуючись відповідними інструкціями, Положенням про класифікацію надзвичайних ситуацій, Класифікатором надзвичайних ситуацій в Україні, а також пороговими значеннями показників ознак надзвичайної ситуації.

Мета класифікації надзвичайних ситуацій за їх рівнями – забезпечення організації взаємодії центральних і місцевих органів виконавчої влади, підприємств, установ та організацій у процесі вирішення питань, пов'язаних з надзвичайними ситуаціями та ліквідацією їх наслідків.

Залежно від обсягів заподіяних наслідків, технічних і матеріальних ресурсів, необхідних для їх ліквідації, надзвичайна ситуація класифікується як *державного, регіонального, місцевого або об'єктового рівня* [3, 4].

Для визначення рівня надзвичайної ситуації встановлюються такі критерії:

1) територіальне поширення та обсяги технічних і матеріальних ресурсів, що необхідні для ліквідації наслідків надзвичайної ситуації;

2) кількість людей, які внаслідок дії уражальних чинників джерела надзвичайної ситуації загинули або постраждали, або нормальні умови життєдіяльності яких порушено;

3) розмір збитків, завданих уражальними чинниками джерела надзвичайної ситуації, розраховується відповідно до Методики оцінки збитків від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 15 лютого 2002 р. №175 [5];

Державного рівня визнається надзвичайна ситуація:

1) яка поширилася чи може поширитися на територію інших держав або поширилася з території інших держав;

2) яка поширилась на територію двох чи більше регіонів України (Автономної Республіки Крим, областей, м. Києва та Севастополя), а для її ліквідації необхідні матеріальні і технічні ресурси в обсягах, що перевищують можливості цих регіонів,

але не менш як 1 відсоток від обсягу видатків відповідних місцевих бюджетів (надзвичайна ситуація державного рівня за територіальним поширенням);

3) яка призвела до загибелі понад 10 осіб або внаслідок якої постраждало понад 300 осіб (постраждали – особи, яким внаслідок дії уражальних чинників джерела надзвичайної ситуації завдано тілесне ушкодження або які захворіли, що призвело до втрати працездатності, засвідченої в установленому порядку) чи було порушено нормальні умови життєдіяльності понад 50 тис. осіб на тривалий час (більш як на 3 доби);

4) внаслідок якої загинуло понад 5 осіб або постраждало понад 100 осіб, чи було порушено нормальні умови життєдіяльності понад 10 тис. осіб на тривалий час (більш як на 3 доби), а збитки (оцінені в установленому законодавством порядку), спричинені надзвичайною ситуацією, перевищили 25 тис. мінімальних розмірів (на час виникнення надзвичайної ситуації) заробітної плати;

5) збитки від якої перевищили 150 тис. мінімальних розмірів заробітної плати;

б) яка пов'язана з установленням карантину на всій території України, а також яка в інших випадках, передбачених актами законодавства, за своїми ознаками визнається як надзвичайна ситуація державного рівня.

Регіонального рівня визнається надзвичайна ситуація:

1) яка поширилась на територію двох чи більше районів (міст обласного значення) Автономної Республіки Крим, областей, а для її ліквідації необхідні матеріальні і технічні ресурси в обсягах, що перевищують можливості цих районів, але не менш як 1 відсоток обсягу видатків відповідних місцевих бюджетів (надзвичайна ситуація регіонального рівня за територіальним поширенням);

2) яка призвела до загибелі від 3 до 5 осіб або внаслідок якої постраждало від 50 до 100 осіб, чи було порушено нормальні умови життєдіяльності від 1 тис. до 10 тис. осіб на тривалий час (більш як на 3 доби), а збитки перевищили 5 тис. мінімальних розмірів заробітної плати;

3) збитки від якої перевищили 15 тис. мінімальних розмірів заробітної плати.

Місцевого рівня визнається надзвичайна ситуація:

1) яка поширилась чи може поширитися за межі об'єкта та створює на окремій території чи на інших об'єктах загрозу життю або здоров'ю населення, призводить до руйнування будівель, споруд, обладнання і транспортних засобів, порушення виробничого або транспортного процесу чи спричиняє наднормативні, аварійні викиди забруднюючих речовин та інший шкідливий вплив на навколишнє природне середовище, а для її ліквідації необхідні матеріальні і технічні ресурси в обсягах, що перевищують власні можливості об'єкта;

2) внаслідок якої загинуло 1-2 особи або постраждало від 20 до 50 осіб, чи було порушено нормальні умови життєдіяльності від 100 до 1000 осіб на тривалий час (більш як на 3 доби), а збитки перевищили 0,5 тис. мінімальних розмірів заробітної плати;

3) збитки від якої перевищили 2 тис. мінімальних розмірів заробітної плати.

Об'єктового рівня визнається надзвичайна ситуація, яка не підпадає під названі вище визначення.

Надзвичайна ситуація відноситься до певного рівня за умови відповідності їй хоча б одному із значень критеріїв, наведеному у зазначених описах рівнів.

У разі коли внаслідок надзвичайної ситуації для відповідних порогових значень рівнів людських втрат або кількості осіб, які постраждали чи зазнали

порушення нормальних умов життєдіяльності, обсяг збитків не досягає визначеного у цьому Порядку [3, 4], рівень надзвичайної ситуації визнається на ступінь менше (для дорожньо-транспортних пригод – на два ступеня менше).

Віднесення надзвичайної ситуації, яка виникла на території кількох адміністративно-територіальних одиниць, до державного та регіонального рівня за територіальним поширенням або за сумарними показниками її наслідків не є підставою для віднесення надзвичайної ситуації до державного або регіонального рівня окремо для кожної з цих адміністративно-територіальних одиниць. Віднесення надзвичайної ситуації до державного та регіонального рівня для зазначених адміністративно-територіальних одиниць здійснюється окремо за критеріями та правилами, зазначеними у пунктах 4-9 Порядку [3, 4].

Рішення стосовно класифікації надзвичайної ситуації за рівнем (визначення рівня надзвичайної ситуації) приймається:

місцевими комісіями з питань техногенно-екологічної безпеки і надзвичайних ситуацій;

регіональними комісіями з питань техногенно-екологічної безпеки і надзвичайних ситуацій – у разі відсутності рішення місцевої комісії з питань техногенно-екологічної безпеки і надзвичайних ситуацій або необхідності його перегляду;

ДСНС – у разі відсутності рішень зазначених комісій з питань техногенно-екологічної безпеки і надзвичайних ситуацій.

За дорученням Кабінету Міністрів України ДСНС готує експертний висновок про рівень надзвичайної ситуації з урахуванням рішення (за наявності) регіональної комісії з питань техногенно-екологічної безпеки і надзвичайних ситуацій.

ДСНС має право звернутися до центральних органів виконавчої влади за інформацією про розмір завданих збитків. Відповідальність за достовірність інформації несе орган виконавчої влади, який її подає.

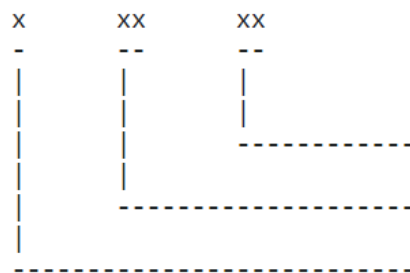
У разі аварійної події (пригоди), що сталася з транспортним засобом, або аварії на виробництві (незалежно від форми власності) до інформації центрального органу виконавчої влади додається акт розслідування такої події (пригоди) або аварії, проведеного в установленому законодавством порядку.

Рішення комісій з питань техногенно-екологічної безпеки і надзвичайних ситуацій щодо класифікації надзвичайної ситуації за рівнем (визначення рівня надзвичайної ситуації) або рішення (експертний висновок) ДСНС є підставою для здійснення інших заходів щодо реагування на надзвичайну ситуацію відповідно до законодавства.

Згідно [2] *класифікаційні ознаки надзвичайних ситуацій* розподілені на:

- надзвичайні ситуації техногенного характеру (78 описів ознак);
- надзвичайні ситуації природного характеру (51 опис ознак);
- надзвичайні ситуації соціального характеру (25 описів ознак).

Структура коду класифікатора має 5 розрядів і відповідає такій схемі:



Приклад

10000 – НС техногенного характеру; група
 10100 – НС унаслідок аварій чи підклас
 катастроф на транспорті (за винятком клас
 пожеж і вибухів);

10110 – НС унаслідок аварії на транспорті з викиданням (загрозою викидання)
 небезпечних і шкідливих (забруднювальних) речовин;

10111 – НС унаслідок аварії на транспорті з викиданням (загрозою викидання)
 БНР.

Під час класифікації надзвичайних ситуацій використано прийнято такі
 позначки та скорочення:

- БНР – біологічно небезпечна речовина;
- ГДК – гранично-допустима концентрація;
- НХР – небезпечна хімічна речовина;
- РР – радіоактивна речовина.

Повний перелік кодів НС наведені в додатках [1].

6.2. Оцінка небезпеки підприємств від провадження господарської діяльності

Згідно з Кодексом цивільного захисту України діяльність із забезпечення пожежної безпеки є складовою виробничої та іншої діяльності посадових осіб і працівників підприємств, установ та організацій. Забезпечення пожежної безпеки суб'єкта господарювання покладається на власників та керівників таких суб'єктів господарювання незалежно від форми власності.

Виробничі, житлові, інші будівлі та споруди, обладнання, транспортні засоби, що вводяться в дію чи експлуатацію після завершення будівництва, реконструкції або технічного переоснащення, а також технологічні процеси та продукція мають відповідати вимогам нормативно-правових актів з пожежної безпеки.

Центральний орган виконавчої влади, який здійснює державний нагляд у сфері техногенної та пожежної безпеки, уповноважений організувати та здійснювати державний нагляд (контроль) щодо виконання вимог законів та інших нормативно-правових актів з питань техногенної та пожежної безпеки, цивільного захисту.

Згідно закону України «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності» [6] одним з основних принципів державного нагляду (контролю) є оцінки ризиків та доцільності.

До критеріїв, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності у сфері техногенної та пожежної безпеки, належать [7]:

- вид об'єкта (приміщення, будівля, споруда, будинок, територія), що належить суб'єкту господарювання на праві власності, володіння, користування (далі - об'єкт);
- площа об'єкта;
- максимальна розрахункова (проектна) кількість людей, які постійно або періодично перебувають на об'єкті;
- умовна висота об'єкта (висота, яка визначається різницею позначок найнижчого рівня проїзду (установлення) пожежних автодрабин (автопідйомників) і підлоги верхнього поверху без урахування верхніх технічних поверхів, якщо на технічних поверхах розміщено лише інженерні обладнання та комунікації будинку);
- наявність та масштаб небезпечних подій, надзвичайних ситуацій, які сталися на об'єкті протягом останніх п'яти років, що передують плановому періоду;
- клас наслідків (відповідальності) під час будівництва об'єкта;
- кількість порушень вимог законодавства у сфері техногенної та пожежної безпеки, пов'язаних з експлуатацією або під час будівництва об'єкта та виявлених протягом останніх п'яти років, що передують плановому періоду.

Ризики настання негативних наслідків від провадження господарської діяльності у сфері техногенної та пожежної безпеки визначено в додатку 1.

Вичерпний перелік критеріїв, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності у сфері техногенної та пожежної безпеки, їх показники та кількість балів за кожним показником визначено в додатку 2.

Віднесення суб'єкта господарювання до високого, середнього або незначного ступеня ризику здійснюється з урахуванням суми балів, нарахованих за всіма

критеріями, визначеними в додатку 2, за такою шкалою:

- від 41 до 100 балів - високий;
- від 21 до 40 балів - середній;
- від 0 до 20 балів - незначний.

Якщо суб'єкту господарювання належить на праві власності, володіння або користування більше одного об'єкта, кількість балів нараховується за всіма критеріями, визначеними в додатку 2, окремо щодо кожного об'єкта.

Стосовно об'єктів, що будуються, сума балів нараховується лише за критеріями 5-7, визначеними в додатку 2.

Суб'єкт господарювання, якому належить на праві власності, володіння або користування більше ніж один об'єкт, відноситься до ступеня ризику за тим з його об'єктів, якому нараховано найбільшу кількість балів.

Планові заходи державного нагляду (контролю) у сфері техногенної та пожежної безпеки здійснюються за діяльністю суб'єктів господарювання з такою періодичністю:

- з високим ступенем ризику - не частіше одного разу на два роки;
- із середнім ступенем ризику - не частіше одного разу на три роки;
- з незначним ступенем ризику - не частіше одного разу на п'ять років.

Якщо суб'єкту господарювання належить на праві власності, володіння або користування більше одного об'єкта, перевірка суб'єкта господарювання здійснюється з періодичністю, що залежить від суми балів, нарахованих окремо щодо кожного об'єкта.

У разі коли за результатами останнього планового заходу державного нагляду (контролю) у суб'єкта господарювання не виявлено суттєвих порушень вимог законодавства у сфері техногенної та пожежної безпеки, наступна планова перевірка такого суб'єкта господарювання проводиться не раніше ніж через установлений для відповідного ступеня ризику період, збільшений удвічі. Це положення не застосовується до суб'єктів господарювання, віднесених до високого ступеня ризику.

РИЗИКИ

настання негативних наслідків від провадження господарської діяльності у сфері техногенної та пожежної безпеки

Цілі державного нагляду (контролю) (код)	Ризик настання негативних наслідків від провадження господарської діяльності		Критерії, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності та визначається періодичність проведення планових заходів державного нагляду (контролю)
	подія, що містить ризик настання негативних наслідків	негативний наслідок	
Життя та здоров'я людини (01)	надзвичайна ситуація	смерть людини	вид об'єкта (приміщення, будівля, споруда, будинок, територія), що належить суб'єкту господарювання на праві власності, володіння, користування (далі - об'єкт)
	пожежа	шкода здоров'ю людини	
	аварія		площа об'єкта
Інші суспільні інтереси (06)	надзвичайна ситуація	збитки та моральна шкода, завдані власникам (користувачам) майна та/або третім особам	максимальна розрахункова (проектна) кількість людей, які постійно або періодично перебувають на об'єкті (відповідно до ДСТУ 8855:2019. «Будівлі та споруди. Визначення класу наслідків (відповідальності)»)
	пожежа аварія		умовна висота об'єкта (висота, яка визначається різницею позначок найнижчого рівня проїзду (встановлення) пожежних автодрабин (автопідйомників) і підлоги верхнього поверху без урахування верхніх технічних поверхів, якщо на технічних поверхах розміщено лише інженерні обладнання та комунікації будинку) наявність та масштаб небезпечних подій, надзвичайних ситуацій, які сталися на об'єкті протягом останніх п'яти років, що передують плановому періоду клас наслідків (відповідальності) під час будівництва об'єкта (відповідно до Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності») кількість порушень вимог законодавства у сфері техногенної та пожежної безпеки, пов'язаних з експлуатацією або під час будівництва об'єкта, та виявлених протягом останніх п'яти років, що передують плановому періоду

**ПЕРЕЛІК КРИТЕРІЇВ,
їх показників, кількості балів за кожним показником, шкали балів та періодичності
проведення планових заходів державного нагляду (контролю) у сфері техногенної та
пожежної безпеки**

Критерії, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності та визначається періодичність проведення планових заходів державного нагляду (контролю)	Показники критеріїв	Кількість балів
1. Вид об'єкта (приміщення, будівля, споруда, будинок, територія), що належить суб'єкту господарювання на праві власності, володіння, користування (далі – об'єкт)*	1) об'єкт підвищеної небезпеки, визначений відповідно до Закону України “Про об'єкти підвищеної небезпеки”	31
	2) об'єкт критичної інфраструктури, визначений відповідно до Закону України “Про критичну інфраструктуру”, що належить до:	
	I та II категорій критичності	35
	III та IV категорій критичності	15
	3) об'єкти метрополітену	28
	4) об'єкти, включені до Державного реєстру нерухомих пам'яток (відповідно до Закону України “Про охорону культурної спадщини”), які належать до пам'яток культурної спадщини:	
	національного значення	30
	місцевого значення	10
	5) об'єкти, які згідно з ДСТУ Б В.1.1-36:2016. “Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною безпекою” належать до:	
	промислових, складських будівель (споруд), зовнішніх установок, які за категорією вибухопожежної безпеки відносяться до категорії “А”, “А ₃ ” або “Б”, “Б ₃ ”	36
	промислових будівель (споруд), зовнішніх установок, які за категорією пожежної безпеки відносяться до категорій “В” та “В ₃ ”, площею до 1 тис. кв. метрів	5
	промислових будівель (споруд), які за категорією пожежної безпеки відносяться до категорії “В”, площею від 1 тис. кв. метрів до 5 тис. кв. метрів	15
	промислових будівель (споруд), які за	36

	категорією пожежної небезпеки відносяться до категорії “В”, площею 5 тис. кв. метрів та більше	
	складських будівель (споруд), які за категорією пожежної небезпеки відносяться до категорії “В”, площею до 5 тис. кв. метрів	5
	складських будівель (споруд), які за категорією пожежної небезпеки відносяться до категорії “В”, площею від 5 тис. кв. метрів до 10 тис. кв. метрів	15
	складських будівель (споруд), які за категорією пожежної небезпеки відносяться до категорії “В”, площею 10 тис. кв. метрів та більше	36
	б) об’єкти, які мають (експлуатують) підземні, цокольні та/або підвальні поверхи (крім тих, де розміщено лише інженерне обладнання та комунікації)	10
2. Площа об’єкта	1) до 300 кв. метрів включно	1
	2) від 300 кв. метрів до 2000 кв. метрів включно	13
	3) понад 2000 кв. метрів до 7500 кв. метрів включно	21
	4) понад 7500 кв. метрів до 20000 кв. метрів включно	26
	5) понад 20000 кв. метрів	31
3. Максимальна розрахункова (проектна) кількість людей, які постійно або періодично перебувають на об’єкті (відповідно до ДСТУ 8855:2019 «Будівлі та споруди. Визначення класу наслідків (відповідальності)»*)	1) постійне перебування до 50 осіб	5
	2) постійне перебування від 50 до 400 осіб	10
	3) постійне перебування понад 400 осіб	15
	4) періодичне перебування до 100 осіб	5
	5) періодичне перебування від 100 до 1000 осіб	10
	6) періодичне перебування понад 1000 осіб	15
4. Умовна висота об’єкта (висота, яка визначається різницею позначок найнижчого рівня проїзду (встановлення) пожежних автодрабин (автопідйомників) і підлоги верхнього поверху без урахування верхніх технічних поверхів, якщо на технічних поверхах розміщено лише інженерні обладнання та комунікації будинку)	1) до 9 метрів	5
	2) від 9 метрів до 26,5 метра включно	10
	3) від 26,5 метра до 47 метрів включно	20
	4) понад 47 метрів	30
5. Наявність та масштаб небезпечних подій, надзвичайних ситуацій, які	1) загибель від 1 до 3 осіб	10
	2) загибель 3 осіб та більше	20

сталися на об'єкті протягом останніх п'ять років, що передують плановому періоду*	3) травмування (втрата працездатності) від 1 до 5 осіб	5
	4) травмування (втрата працездатності) 5 осіб та більше	10
	5) завдання майнової шкоди у великому розмірі***	10
	6) завдання майнової шкоди в особливо великому розмірі***	15
	7) надзвичайна ситуація державного рівня	20
	8) надзвичайна ситуація регіонального рівня	15
	9) надзвичайна ситуація місцевого рівня	10
	10) надзвичайна ситуація об'єктового рівня	5
	11) небезпечні події (надзвичайні ситуації) відсутні	0
	6. Клас наслідків (відповідальності) під час будівництва об'єкта (відповідно до Закону України "Про регулювання містобудівної діяльності")**	1) об'єкт із значними наслідками (СС3)
2) об'єкт із середніми наслідками (СС2)		21
3) об'єкт із незначними наслідками (СС1)		11
7. Кількість порушень вимог законодавства у сфері техногенної та пожежної безпеки, пов'язаних з експлуатацією або під час будівництва об'єкта, та виявлених протягом останніх п'яти років, що передують плановому періоду*	1) порушень не виявлено	0
	2) до трьох порушень, які були усунені у встановлений строк	1
	3) від трьох до десяти порушень, які були усунені у встановлений строк	3
	4) більше десяти порушень, які були усунені у встановлений строк	5
	5) до трьох порушень, які не були усунені у встановлений строк	10
	6) від трьох до десяти порушень, які не були усунені у встановлений строк	20
	7) більше десяти порушень, які не були усунені у встановлений строк	25

* Якщо об'єкт може бути одночасно віднесено до двох або більше показників критерію, застосовується показник з найбільшою кількістю балів.

** Критерій застосовується виключно до об'єктів, що будуються.

*** Майнова шкода вважається заподіяною у великих розмірах, якщо прямі збитки становлять суму, яка в 300 і більше разів перевищує неоподатковуваний мінімум доходів громадян, а в особливо великих розмірах - якщо прямі збитки становлять суму, яка в 1000 і більше разів перевищує неоподатковуваний мінімум доходів громадян.

Питання для самоконтролю

1. Дайте визначення аварія.
2. Дайте визначення аварія на об'єкті підвищеної небезпеки.
3. забезпечення техногенної безпеки.
4. Дайте визначення зона можливого ураження.
5. Дайте визначення зона надзвичайної ситуації.
6. Дайте визначення класифікаційна ознака надзвичайних ситуацій.
7. Поясніть класифікацію надзвичайних ситуацій.
8. Дайте визначення надзвичайна ситуація.
9. Хто та яким чином виконує попередню оцінку небезпечної події?
10. Розкрийте мету класифікації надзвичайних ситуацій за їх рівнями.
11. Наведіть критерії визначення рівня надзвичайної ситуації.
12. Дайте визначення надзвичайна ситуація державного рівня.
13. Дайте визначення надзвичайна ситуація регіонального рівня.
14. Дайте визначення надзвичайна ситуація місцевого рівня.
15. Дайте визначення надзвичайна ситуація об'єктового рівня.
16. Хто приймає рішення стосовно класифікації надзвичайної ситуації за рівнем?
17. Наведіть класифікаційні ознаки надзвичайних ситуацій.
18. Хто здійснює державний нагляд у сфері техногенної та пожежної безпеки?
19. Назвіть критерії, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності у сфері техногенної та пожежної безпеки.
20. Яким чином суб'єкт господарювання відносять до певної категорії та як визначають ступень ризику?
21. Назвіть періодичність Планових заходів державного нагляду (контролю) у сфері техногенної та пожежної безпеки.

Рекомендована література

1. Національний класифікатор України класифікатор надзвичайних ситуацій ДК 019:2010.
2. Наказ МВС України №658 від 06.08.2018 р. «Класифікаційні ознаки надзвичайних ситуацій».
3. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку класифікації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру за їх рівнями», № 368 від 24.03.2004 р.
4. Постанова Кабінету Міністрів України «Про внесення змін до Порядку класифікації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру за їх рівнями», № 297 від 02.04.2009 р.
5. Постанова Кабінету Міністрів України «Методика оцінки збитків від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру», №175, від 15.02.2002 р.
6. Закон України «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності» (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2007, № 29, ст.389).
7. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження критеріїв, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності та визначається періодичність здійснення планових заходів державного нагляду (контролю) у сфері техногенної та пожежної безпеки Державною службою з надзвичайних ситуацій», № 715 від 05.09.2018 р.

ЛЕКЦІЯ 7

ПРОМИСЛОВІ АВАРІЇ ТА КАТАСТРОФИ. ПОНЯТТЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

План

7.1. Оцінка стану техногенної небезпеки в Україні.

7.2. Надзвичайні ситуації техногенного та природного характеру. Поняття та визначення. Нормативно-правове забезпечення безпеки об'єктів господарської діяльності та цивільного захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру.

7.1. Оцінка стану техногенної небезпеки в Україні

Потужний промисловий розвиток, характерний для України в ХХ столітті, призвів до значних антропогенних порушень і техногенної перевантаженості території України, і, як наслідок, до зростання ризиків виникнення надзвичайних ситуацій (НС) різного характеру.

В Україні на початок ХХІ століття зношеність виробничих фондів становить в середньому 50 відсотків, а за умов старих технологій і браку коштів на підтримання техногенної безпеки дуже повільно здійснюється оновлення або заміна застарілих виробничих фондів, рівень техногенно-екологічної безпеки щорічно знижується.

Причинами такого росту НС техногенного характеру є перш за все: економічна криза та брак коштів; підвищення частки застарілих технологій та обладнання; високий рівень концентрації промислових об'єктів; відсутність належних природоохоронних систем, правового та економічного обґрунтування, які б стимулювали розвиток екологічно безпечних технологій та природоохоронних систем; зростаючого дефіциту кваліфікованих кадрів та низької професійної підготовки персоналу та населення до дій в екстремальних умовах.

Розглянемо більш детально основні чинники техногенної небезпеки України.

Радіаційна небезпека. В Україні існує високий рівень радіаційної небезпеки, зумовлений наявністю на її території діючих 4-х АЕС 14 ЯЕР (Запорізької – 5, Південно-Української – 3, Рівненської – 4, Хмельницької – 2) і закритої 15.12.2000 р. Чорнобильської АЕС, двох дослідних ядерних реакторів та більше трьох тисяч підприємств, які використовують різноманітні радіоактивні речовини, а також виробляють радіоактивні відходи. Найбільш техногеннонапруженими регіонами, з точки зору радіаційного впливу джерела іонізуючого випромінювання (ДІВ), які використовуються, за кількістю підприємств, є Дніпропетровська, Донецька, Харківська, Луганська, Миколаївська та Одеська області.

Значну небезпеку становлять хвостосховища підприємств із переробки урану, які займають площу 542 га і містять близько 66 млн. тон радіоактивних речовин.

Хімічна небезпека. На стан техногенної небезпеки України суттєво впливають близько 1,5 тис. промислових об'єктів, де зберігається або використовується понад 300 тис. тон небезпечних хімічних речовин, зокрема понад 9 тис. тон хлору, 200 тис. тон аміаку.

При виникненні НС на хімічно-небезпечних об'єктах у зони можливого

хімічного ураження можуть потрапити понад 250 адміністративно-територіальних одиниць, на яких мешкає понад 17 млн. людей [1].

Понад 400 адміністративно-територіальних одиниць мають ступінь хімічної небезпеки, з них до I ступеня хімічної небезпеки (в зоні хімічного ураження знаходиться понад 50% мешканців) віднесено понад 90 адміністративно-територіальних одиниць, до II ступеня хімічної небезпеки (від 30 до 50% мешканців) - понад 20, до III ступеня (від 10 до 30%) - більше 70, до IV ступеня (до 30%) - 245.

Великою проблемою для України залишається забезпечення належних умов зберігання, утилізації та знешкодження відходів. Загальна площа земель, зайнятих під нагромадження відходів (відвали, терикони, шламонакопичувачі, звалища тощо), становить понад 160 тис га, а загальна кількість відходів перевищує 5 млрд. тон, причому близько 60 млн. тон відносяться до 1-3 класів хімічної небезпеки. Недотримання вимог до їх зберігання причиняє забруднення ґрунтів, поверхневих і підземних вод та атмосферного повітря.

Пожежовибухонебезпека. В Україні діє понад 1,5 тис пожежовибухонебезпечних об'єктів, на яких зосереджено близько 13 млн. тонн твердих та рідких небезпечних речовин. Переважна більшість таких об'єктів розташована в центральних, східних та південних областях країни, де сконцентровані хімічні, нафто- і газопереробні, коксохімічні та металургійні підприємства, функціонує розгалужена мережа нафто-, газо-, аміакопроводів, експлуатуються вугільні шахти, нафтові та газові промисли. Найбільш ризикова щодо виникнення НС – вугільна промисловість, зокрема вугільні шахти. На сьогодні з майже 200 діючих шахт значна кількість працює без реконструкції вже понад 20 років. Більшість із них потребують заміни вентиляційного обладнання. Близько 90% шахт – газонебезпечні, 30%- небезпечні через раптові викиди вугілля, породи, газу, 70% - небезпечні через вибухи викидів вугілля, 30% - через самозаймання вугілля.

Гідродинамічна небезпека. Значну гідродинамічну небезпеку становлять водосховища, греблі, дамби, шлюзи, зокрема, захисні споруди Дніпровського каскаду. Із метою захисту від підтоплення і затоплення територій побудовано комплекс захисних споруд, до якого входить 31 насосна станція, які перекачують щорічно близько 3 км³ води, 3 компресорні станції, 308,4 км захисних дамб, 118 інших гідротехнічних споруд та 325 км берегоукріплень. Тривалий період експлуатації цих споруд в значній мірі привів їх до технічного зносу. Велика кількість захисних гідротехнічних споруд на дніпровських водосховищах вже стала потенційно небезпечними об'єктами.

Небезпека на транспорті. Розвинута мережа дорожньо-транспортних комунікацій, їх стан, перевезення ними переважної кількості небезпечних вантажів та функціонування всіх видів транспортних засобів несуть значну загрозу для людей, економіки та природного середовища. Щорічно в Україні перевозиться транспортом загального користування понад 900 млн. тонн вантажів, у тому числі значна частка небезпечних та понад 3,0 млрд. пасажирів. Попри позитивні зрушення, на залізничному транспорті ще низьким залишається рівень технічного стану колій, стрілочних переводів, земляного полотна та штучних споруд, що обумовлює необхідність обмеження швидкості (до 40-60 км/год) на 3 тис. км. головних колій, а на 357 км швидкість обмежена до 20-25 км/год.

Невід'ємною і найбільш відповідальною складовою частиною дорожньо-транспортної мережі є мости. Всього на автомобільних дорогах України побудовано

понад 16 тис. мостів і шляхопроводів, із них понад 45% мостів за своїми параметрами не відповідають нинішнім потребам та вимогам безпеки дорожнього руху. А протяжність магістральних трубопроводів по території України становить понад 43 тис. км, із них: магістральних газопроводів- 35 тис. км, магістральних нафтопроводів- 4 тис. км, продуктопроводів- 3,3 тис. км. Близько 14% лінійної частини магістральних газопроводів побудовано у 60-70-ті роки і нині вони відпрацювали свій амортизаційний термін. Потреба в їх оновленні становить 500 км на рік. Фактичне ж виконання робіт із капітального ремонту та реконструкції газотранспортної мережі майже у 10 разів нижче від необхідного. До того ж аварії та навмисні пошкодження на магістральних трубопроводах спричиняють забруднення довкілля, а отже, стають джерелами підвищеної екологічної небезпеки.

Небезпека на об'єктах життєзабезпечення. Житлово-комунальне господарство у містах і селищах міського типу в Україні характеризується теж незадовільним станом споруд, обладнання, недосконалістю системи управління галуззю. Аналіз технічного стану централізованих систем водопостачання свідчить, що четверта частина водопровідних мереж і споруд відпрацювала нормативний термін амортизації. Половина насосних агрегатів фактично замортизована, 40 % потребує заміни. Понад 29% загальної кількості мереж перебуває в аварійному стані. Через дефіцит потужностей більше половини міст із населенням понад 100 тис. чол. забезпечується питною водою лише за графіком. Особливе занепокоєння викликає проблема якості питної води. Адже переважна більшість діючих споруд водопостачання та водовідведення теж побудована в 60-70-х роках і вже не може забезпечити належну якість води. В критичному стані перебуває каналізаційне господарство. На комунальних спорудах із 10,6 млн. м³ стічних вод за добу проходять очищення лише 9,6 млн. м³, тобто щодоби у водні об'єкти скидається 1 млн. м³ стоків.

До НС техногенного характеру за сферою виникнення відносяться НС, що пов'язані з:

- **радіаційною небезпекою** (основні чинники – АЕС, сховища відпрацьованого ядерного палива, підприємства з видобутку та переробки уранової руди, підприємства, що використовують джерела іонізуючого випромінювання та радіаційно небезпечні технології);

- **хімічною небезпекою** (основні чинники – заводи і комбінати хімічних галузей промисловості, підприємства, які утримують на своїй території хімічні речовини, що не використовуються у виробництві, заводи (комплекси) з переробки нафтопродуктів, підприємства, які мають на оснащенні холодильні установки, водонапірні станції і очисні споруди, які використовують хлор або аміак, залізничні станції і порти, де концентрується продукція хімічних виробництв, термінали і склади НХР, транспортні засоби, що перевозять хімічні продукти тощо);

- **пожежовибухонебезпекою** (основні чинники - вибухо- та пожежонебезпечних об'єктів з наявністю вибухо- та пожежонебезпечних речовин);

- **гідродинамічною небезпекою** (основні чинники – гідротехнічні споруди - греблі, дамби, шлюзи, тобто інженерні споруди, за допомогою яких створюється і концентрується певний об'єм води);

- **небезпекою на транспорті** (основні чинники – транспорт загального користування (автомобільний, залізничний, морський, річковий, авіаційний, а також міський електротранспорт, у тому числі метрополітен); промисловий залізничний

транспорт; відомчий транспорт; трубопровідний транспорт; шляхи сполучення загального користування);

- **небезпекою на об'єктах життєзабезпечення** (основні чинники – системи водопостачання, водовідведення, енергопостачання, газопостачання, теплопостачання, житловий фонд тощо).

7.2. Надзвичайні ситуації техногенного та природного характеру. Поняття та визначення. Нормативно-правове забезпечення безпеки об'єктів господарської діяльності та цивільного захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру

Основні поняття та визначення

Аварія на промисловому підприємстві – порушення експлуатації підприємства, під час якого виникає перевищення унормованих меж впливу на персонал підприємства, населення та навколишнє середовище.

Проектна (передбачувана) аварія – аварія, для якої проектом визначено вихідні події та кінцеві стани, а також передбачені системи безпеки, що обмежують установлені для таких аварій наслідки.

Позапроектна (непередбачувана) аварія – аварія, спричинена неврахованими для проектних аварій вихідними подіями або супроводжувала додатковими, порівняно з проектними аваріями, відмовами систем безпеки, технологічного устаткування, помилками персоналу чи їх сукупністю, які можуть призвести до значних пошкоджень об'єкта.

Безпека на промисловому підприємств в умовах техногенної НС – стан захищеності населення, виробничого персоналу, об'єктів господарювання та навколишнього природного середовища від техногенної небезпеки, яка виникає в разі аварії чи катастрофи на промисловому підприємстві в зоні надзвичайної ситуації.

Зона техногенної НС – територія, акваторія чи повітряний простір, де унаслідок виникнення джерела небезпеки чи поширення уражальної дії джерела небезпеки з інших територій чи акваторій виникла техногенна надзвичайна ситуація.

Радіаційний захист – сукупність проектно-конструкторських, радіаційно-гігієнічних, технічних і організаційних заходів, спрямованих на захист населення та навколишні середовища.

Радіаційна безпека – дотримання допустимих меж радіаційного впливу на персонал, населення та навколишнє природне середовище.

Радіаційна аварія – аварія на об'єкті з радіаційною чи радіаційно-ядерною технологією, унаслідок якої втрачено контроль над джерелом іонізуючого випромінювання і яка призводить або може призвести до реального чи потенційного опромінювання людей.

Радіаційно-ядерна аварія – аварія на об'єкті з радіаційно-ядерною технологією, яка відбувається з одночасною втратою контролю над ланцюговою реакцією та виникнення реальної чи потенційної загрози самочинної ланцюгової реакції.

Аварія з викиданням (проливанням) радіоактивних речовин – аварія на радіаційно небезпечному об'єкті, яка спричинила викидання (проливання) радіоактивних речовин і/або виникнення іонізуючого випромінювання поза

територією, передбаченою проектом для нормальної експлуатації даного об'єкта, кількістю, що перевищує встановлені норми його безпечної експлуатації

Радіаційно-небезпечний об'єкт – об'єкт, на якому зберігають, переробляють, використовують, захоронюють чи транспортують радіоактивні речовини, матеріали чи відходи та на якому, у разі порушення умов експлуатації, може статися опромінювання іонізуючим випромінюванням чи радіоактивне забруднення людей і навколишнього середовища. До радіаційно небезпечних об'єктів належать також джерела іонізуючого випромінювання.

Радіоактивне забруднення – забруднення навколишнього середовища радіоактивними речовинами, уміст яких перевищує рівень, установлений згідно зі стандартами, нормами і правилами радіаційної безпеки.

Зона радіоактивного забруднення – територія чи акваторія, у межах якої рівні радіоактивного забруднення перевищують установлені норми радіаційної безпеки. Залежно від ступеня радіоактивного забруднення розрізняють зони помірного, сильного, небезпечного та надзвичайно небезпечного забруднення.

Режим протирадіаційного захисту – порядок дій населення та застосування засобів захисту у зоні радіоактивного забруднення задля зменшення дії іонізуючого випромінювання на людей.

Радіаційний (регулювальний) контроль – контроль за дотриманням норм радіаційної безпеки й основних санітарних правил роботи з радіоактивними речовинами та іншими джерелами іонізуючого випромінювання, а також отримання інформації щодо рівнів опромінення людей, радіаційного стану об'єкта та навколишнього середовища.

Дозиметричний (радіаційно-дозиметричний) контроль – система вимірювань і розрахунків, які спрямовані на оцінювання доз опромінення окремих осіб або груп людей і навколишнього природного середовища.

Характеристика радіаційно небезпечних об'єктів

Потенційна небезпека експлуатації радіаційно небезпечних об'єктів (РНО) полягає в можливості виникнення «критичності» і, відповідно, самопідтримуючої ланцюгової реакції при аварійних ситуаціях, а також при переробці, зберіганні та транспортуванні ядерних матеріалів. Основний показник ступеня їх потенційної небезпеки, за інших рівних умов (надійність технологічних процесів, якість професійної підготовки фахівців тощо), – це загальна кількість радіоактивних речовин, які знаходяться в об'єкті.

До типових радіаційно небезпечних об'єктів відносяться:

- атомні станції;
- підприємства з видобування та переробки уранових руд;
- підприємства з виготовлення ядерного палива;
- підприємства з переробки відпрацьованого ядерного палива і захоронення радіоактивних відходів (у загальному вигляді всі вони можуть бути названі підприємствами ядерного паливного циклу – ПЯПЦ). Головними місцями накопичення радіоактивних відходів є атомні станції, на яких здійснюється їх первинна переробка та тимчасове зберігання. На АЕС не існує повного циклу первинної переробки відходів відповідно до вимог норм, правил та стандартів з ядерної та радіаційної безпеки, що призводить до нераціонального використання сховищ та збільшує ризик радіаційних аварій. У 30-кілометровій зоні

Чорнобильської АЕС у тимчасових, не пристосованих для зберігання сховищах зберігається велика кількість радіоактивних відходів, серед яких є відходи ядерної енергетики. Головним джерелом небезпеки у 30-кілометровій зоні Чорнобильської АЕС залишається об'єкт «Укриття», в якому зосереджено небезпечні радіоактивні речовини та ядерні матеріали, радіоактивність яких становить близько 20 млн. Кюрі;

- науково-дослідні та проектні організації, які мають дослідні реактори, критичні збірки та стенди;
- ядерні енергетичні установки на морських та космічних судах і апаратах;
- стаціонарні військові об'єкти для зберігання ядерних боєприпасів і ракетні старти, а також транспорт, що перевозить радіоактивні матеріали;
- джерела іонізуючого випромінювання (ДІВ) у багатьох сферах господарства і наукової діяльності. На сьогодні в Україні існує близько 8 тисяч підприємств та організацій, які використовують понад 100 тисяч ДІВ.

До радіаційно-небезпечних об'єктів відносяться також підприємства, які використовують у невеликих кількостях радіоактивні речовини та вироби на їх основі в тому числі прилади, апарати і установки, що не становлять ядерної небезпеки.

Крім техногенних (штучних) джерел радіоактивності існують і джерела радіоактивності природного походження. За геологічними та геохімічними природними особливостями Україна належить до держав з високим рівнем опромінення радоном. Середньозважена індивідуальна ефективна доза опромінення населення радоном-222 дорівнює 3,8 мЗв/рік.

Середня сумарна індивідуальна ефективна доза опромінення населення від джерел радіоактивності природного походження (насамперед, ^{222}Rn і ^{220}Rn у приміщеннях та вміст ^{238}U і ^{226}Ra у питній воді з джерел підземного водопостачання становить 4,86 мЗв/рік.

Атомні станції як об'єкти підвищеної радіаційної небезпеки. З перерахованих вище ядерно небезпечних об'єктів найнебезпечнішим джерелом потенційної радіаційної небезпеки для персоналу, населення і оточуючого середовища є працюючі ядерні реактори. Це обумовлено накопиченням (чим потужніший реактор, тим більша кількість продуктів поділу накопичується в ньому за однаковий період роботи; їх сумарна активність залежить також від часу роботи реактора в період між його зупинками на чергову (планову) профілактику) і можливим викидом продуктів поділу ядерного палива вказаних об'єктів, а також інших джерел радіаційної небезпеки (сховищ відпрацьованого ядерного палива, транспортних та перевантажуючих контейнерів для транспортування ядерного палива і радіоактивних відходів, сховищ радіоактивних відходів тощо).

Величину накопиченої в реакторі активності можна розрахувати теоретично. Наприклад, у аварійному реакторі Чорнобильської АЕС накопичена на день аварії активність складала близько 5500 МКі.

Хімічна небезпека

Аналіз стану і перспектив розвитку хімічної галузі дозволив виділити основні напрямки хімічного виробництва, де необхідна стратегія промислової безпеки. Це такі потенційно небезпечні виробництва:

- виробництво аміаку;
- мінеральних добрив (аміачна селітра, карбамід);

- пластмас;
- лаків та фарб.

На жаль сьогодні продукція галузі є неконкурентноспроможною. Матеріалоємність та енергоємність основних хімічних виробництв у 1,5 -5 разів вища, ніж в іноземних державах, 80-88% основних фондів морально застаріли. Іноземні інвестиції в хімічну галузь становлять лише 5%, хоча галузь є однією з найбільших експортерів в економіці України: 75% усіх обсягів випуску хімічної продукції йде на експорт (з них 80% становлять мінеральні добрива).

Одними з пріоритетних напрямків роботи наукових установ хімічної галузі є розробка енергозберігаючих та ресурсозберігаючих технологій, а також утилізація небезпечних відходів (наприклад, утилізація сірководневих газів). Сьогодні важливим є забезпечення виробництва шин (автомобільних та авіаційних) полімерною сіркою, яка застосовується як вулканізуючий агент. Також полімерна сірка застосовується як домішка до бетонних та асфальтових композицій, що різко покращують експлуатаційні характеристики дорожніх покриттів. Виробництва полімерної сірки в країнах СНД немає. 80 % обсягів світового випуску сірки виробляється із природного газу.

Найбільш техногенно-небезпечними об'єктами є виробництва з обертанням, небезпечних хімічних речовин, горючих речовин і матеріалів, виробництва, пов'язані з веденням процесів при критичних параметрах (тиск, температура й ін.), зі складним апаратурним оформленням. До таких об'єктів слід віднести газо- і нафтопроводи, об'єкти хімічної, нафтохімічної, нафтопереробної промисловості, склади нафти і нафтопродуктів, об'єкти енергетики, виробництва з обертанням пилу і волокон та ін.

Слід зазначити, що забезпечення безпеки промислових об'єктів є складною задачею, тому що насамперед залежить не тільки від правильної оцінки техногенної небезпеки об'єкта, але і знання характерних небезпек технологічних процесів, поглибленого їхнього аналізу, виділення найбільш небезпечних об'єктів, виходячи з особливостей розвитку галузі в цілому.

Хімічно небезпечні об'єкти, їх класифікація та характеристика. Основні поняття та визначення

Терміни, що використовуються в цій лекції, даються у відповідності з їх визначенням у ДСТУ 4933:2008 «Безпека у надзвичайних ситуаціях. Техногенні надзвичайні ситуації. Терміни та визначення основних понять» та наказу МНС України від 29.11.2019 № 1000 «Про затвердження Методики прогнозування наслідків виліву (викиду) небезпечних хімічних речовин під час аварій на хімічно небезпечних об'єктах і транспорті».

Аварія з [викиданням] [проливанням] небезпечних хімічних речовин – аварія на хімічнонебезпечному об'єкті, що супроводжується [викиданням] [проливанням] небезпечних хімічних речовин, які можуть призвести до загибелі чи ураження людей і/або хімічного забруднення навколишнього природного середовища.

Небезпечна хімічна речовина (НХР) – хімічна речовина, безпосередня чи опосередкована дія якої на людину може спричинити загибель, гостре або хронічне захворювання людей, завдає шкоди навколишньому середовищу.

Хімічно небезпечний об'єкт (ХНО) – об'єкт, на якому використовують, переробляють, зберігають або транспортують небезпечні хімічні речовини, у разі

аварії на якому чи під час руйнування якого можуть загинути чи отримати ушкодження люди, а також це може призвести до хімічного забруднення навколишнього середовища.

Хімічне забруднення – розповсюдження небезпечних хімічних речовин у навколишньому середовищі в концентраціях чи кількостях, що протягом певного часу створюють загрозу життю та здоров'ю людей і/або негативно впливають на навколишнє природне середовище.

[Викидання] [проливання] небезпечної хімічної речовини – [викидання] [проливання] в разі розгерметизації технологічних установок, місткостей для зберігання чи транспортування небезпечної хімічної речовини (продукту) за певний проміжок часу і кількістю, що може спричинити техногенну надзвичайну ситуацію.

Зона хімічного забруднення – територія чи акваторія, у межі якої потрапили небезпечні хімічні речовини у концентраціях чи кількостях, що протягом певного часу створюють небезпеку для життя та здоров'я людей і завдають шкоди навколишньому природному середовищу.

Хмара НХР – це суміш парів і дрібних крапель НХР з повітрям в обсягах (концентраціях), небезпечних для довкілля (уражальних концентраціях). Розрізняють первинну і вторинну хмару забрудненого повітря.

Первинна хмара НХР – це пароподібна частина НХР, яка є в будь-якій ємності над поверхнею зрідженої НХР і яка виходить в атмосферу безпосередньо при руйнуванні ємності без випару з підстилаючої поверхні.

Вторинна хмара НХР – це хмара НХР, яка виникає протягом певного часу внаслідок випаровування НХР з підстильної поверхні (для легколетючих) речовин, час розвитку вторинної хмари після закінчення дії первинної хмари відсутній, для інших речовин він залежить від властивостей НХР, стану обвалування та температури повітря.

Класифікація небезпечних хімічних речовин

В наш час у промисловості, сільському господарстві, інших сферах економіки використовується велика кількість різних хімічних токсичних речовин.

Крім цього небезпечного потенціалу багато підприємств, транспорт і інші техногенні джерела постійно забруднюють природне середовище в процесі свого функціонування.

Вплив усього цього комплексу небезпечних хімічних речовин (НХР) являє певну загрозу для життя й здоров'я населення.

За критерієм характеру впливу на населення НХР можна умовно розбити на три групи:

аварійно хімічні небезпечні речовини (АХНР), використовувані в економіці, здатні викликати масові поразки населення при аваріях на об'єктах;

постійно діючі хімічні небезпечні речовини (ПДХНР), що систематично чинять шкідливий вплив на організм людини

бойові хімічні небезпечні речовини (БХНР), здатні викликати поразки населення при їхньому бойовому застосуванні можливим супротивником або при аваріях на об'єктах їхнього тимчасового зберігання і на підприємствах по знищенню.

Пожежовибухонебезпека.

До об'єктів вибухопожежонебезпечних та пожежонебезпечних, в першу чергу, слід віднести об'єкти, до яких належать:

- підприємства хімічної, нафтохімічної та нафтопереробної

промисловості;

- підприємства, що пов'язані зі зберіганням та транспортування продуктів нафтогазодобування, нафтогазопереробки, а також сировини, проміжних і кінцевих продуктів хімічних виробництв;
- об'єкти енергетики.

Внаслідок експлуатації таких об'єктів виникають пожежі та вибухи, що іноді досягають масштабів катастроф.

Терміни, що використовуються, даються у відповідності з їх визначенням у ДСТУ 4933:2008 «Безпека у надзвичайних ситуаціях. Техногенні надзвичайні ситуації. Терміни та визначення основних понять» та ДСТУ 2272:2006 «Пожежна безпека. Терміни та визначення основних понять».

Пожежа – позарегламентний процес знищення або пошкодження вогнем майна, під час якого виникають чинники, небезпечні для життя та здоров'я людей і навколишнього природного середовища.

Пожежна безпека – відсутність неприпустимого ризику виникнення та розвитку пожежі й пов'язаного з нею можливого завдання шкоди життю та здоров'ю людей, матеріальним цінностям і навколишньому природному середовищу.

Пожежне убезпечення – прийняття та дотримання нормативних і правових актів, правил і вимог пожежної безпеки, а також вживання протипожежних заходів

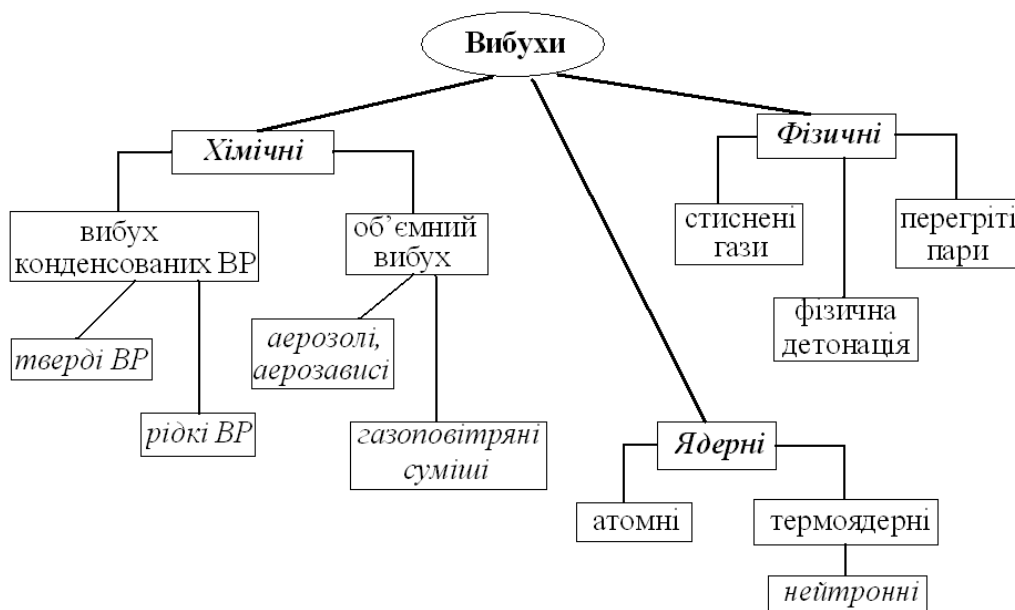


Рисунок 7.1. Класифікація вибухів

Пожежна безпека об'єкта – стан об'єкта, за якого ймовірність виникнення і розвитку пожежі та ймовірність впливу небезпечних чинників пожежі не перевищують унормованих припустимих значень

Пожежна небезпека – можливість виникнення і/або розвитку пожежі.

Протипожежні вимоги – перелік інженерно-технічного устаткування та організаційних заходів, необхідних для запобігання виникненню чи розвитку пожежі та для її гасіння.

Протипожежний режим об'єкта – комплекс установлених норм поведінки людей, правил виконання робіт і експлуатації об'єкта, спрямованих на його пожежне убезпечення.

Протипожежні заходи – комплекс організаційних і технічних заходів, спрямованих на дотримання протипожежного режиму та створення умов для запобігання пожежам і швидкого їх гасіння

Пожежовибухонебезпечний об'єкт – об'єкт на якому виготовляють, використовують, зберігають чи транспортують легкозаймисті та пожежовибухонебезпечні речовини, які створюють потенційну загрозу виникнення техногенної надзвичайної ситуації.

Вибух – процес вивільнення великої кількості енергії в обмеженому об'ємі за короткий проміжок часу.

Вибухонебезпечна(-ий) [речовина] [матеріал] – [Речовина, здатна] [Матеріал, здатний] самостійно або в суміші з окиснювачем створювати вибухонебезпечне середовище.

Гідродинамічна небезпека.

Руйнування (прорив) гідротехнічних споруд відбувається у результаті дії сил природи (землетрусів, ураганів, розмивання гребель) або впливу людини (нанесення ударів ядерною чи звичайною зброєю по гідротехнічних спорудах, великих природних греблях), а також через конструктивні дефекти чи помилки проектування.

Греблі– гідротехнічні споруди (штучні греблі) чи природні утворення (природні греблі), які створюють різницю рівнів по руслу річки.

Штучні греблі– гідротехнічні споруди, створені людиною для своїх потреб, які включають власне греблі гідроелектростанцій, водозаборів в іригаційні системи, дамби, перемички, загати й ін.

Природні греблі створюються дією природних сил, наприклад, у результаті зсувів, селів, лавин, обвалів, землетрусів. Перед греблею вгору по водостоку накопичується вода і утворюється штучне чи природне водоймище.

Прорив греблі є початковою фазою гідродинамічної аварії і являє собою процес утворення прорану і некерованого потоку води водоймища з верхнього б'єфа, що спрямовується через проран у нижній б'єф.

Проран – вузька протока в тілі (насіпу) греблі, косі, мілині, у дельті річки або спрямлена ділянка річки, яка утворилася в результаті розмиву закруту в повінь.

Хвиля прориву – хвиля, яка утворюється у фронті потоку води, що спрямовується в проран, і має, як правило, значну висоту гребня, швидкість руху і велику руйнівну силу.

Висота хвилі прориву і швидкість її поширення залежать від розміру прорану, різниці рівнів води у верхньому і нижньому б'єфі, гідрологічних і топографічних умов русла річки і її заплави.

Швидкість просування води прориву коливається в межах від 3 до 25 км/год (для гірських і передгірних районів – близько 100 км/год).

Висота хвилі прориву, як правило, знаходиться в діапазоні від 2 до 12 метрів.

Основним наслідком прориву греблі при гідродинамічних аваріях є катастрофічне затоплення місцевості.

В результаті великих гідродинамічних аварій переривається подача електроенергії в енергетичні системи, припиняється функціонування іригаційних та інших водогосподарських систем, а також об'єктів ставкового рибного господарства, руйнуються чи опиняються під водою населені пункти і промислові підприємства, виводяться з ладу комунікації й інші елементи інфраструктури, гинуть посіви і

худоба, виводяться з господарського обороту сільськогосподарські угіддя, порушується життєдіяльність населення і виробничо-економічна діяльність підприємств, втрачаються матеріальні, культурні та історичні цінності, наносяться великі збитки природному середовищу, в тому числі в результаті змін ландшафту, гинуть люди.

Вторинними наслідками гідродинамічних аварій є забруднення води і місцевості речовинами зі зруйнованих (затоплених) сховищ, промислових і сільськогосподарських підприємств, масові захворювання людей і сільськогосподарських тварин, аварії на транспортних магістралях, зсуви й обвали.

Аварії на електроенергетичних системах

Подібні аварії призводять до надзвичайних ситуацій, зазвичай через вторинні наслідки та за умови накладання на них будь-яких надзвичайних ситуацій. Особливо тяжкі і наслідки мають аварії на електроенергетичних мережах у зимовий сезон, і також у віддалених та важкодоступних районах. Особливо характерні такі надзвичайні ситуації для сільських регіонів або в дуже холодні зими через перевантаження електромереж у зв'язку з різким збільшенням витрат енергії на обігрів.

На цей час в електроенергетичній галузі експлуатується близько 1 млн. км повітряних та кабельних ліній електропередачі всіх класів напруги, а також 20 тис. трансформаторних підстанцій з напругою 6-750 кВ загальною потужністю 201 тис. МВА.

У магістральних електромережах потребують відновлення 63% повітряних ліній від їх загальної довжини напругою 220 кВ і 19% напругою 330 кВ.

Аварії на системах життєзабезпечення.

Подібні аварії виникають переважно в містах, де велика скупченість людей промислових підприємств, сталий ритм життя. Будь-яка аварія систем життєзабезпечення, навіть така, що швидко ліквідується і не завжди небезпечна, сама по собі може спричинити негативні наслідки для населення.

Локалізація пошкоджень на зруйнованих мережах повинна проводитися негайно. Адже руйнування, які виникають при затримці локалізації осередку ураження, можуть значно перевищити початкові, а обсяги відбудовчих робіт та витрат на їх проведення збільшиться у кілька разів.

Особливо значні руйнування можуть виникнути при несвоєчасному переключенні бензопроводів, газопроводів та інших систем паливостачання і технологічних трубопроводів. Щоб уникнути замерзання теплових, водопровідних і каналізаційних систем у холодну пору року особливо важливо закрити вибиті вибухом віконні отвори, використовуючи фанеру, картон, поліетиленові плівки та інші матеріали.

Важливе завдання аварійно-відбудовчих робіт – це локалізація аварій на мережах водопостачання, каналізації, газо- і тепlopостачання та відкачування води для запобігання загрози затоплення і загазованості підвалів, захисних споруд; цивільного захисту та окремо важливих споруд і об'єктів.

Аварії на очисних спорудах

Небезпека цього типу аварій обумовлена не тільки негативним впливом на обслуговуючий персонал та розташовані поблизу населені пункти, а також великими залповими викидами до навколишнього середовища у значній кількості отруйних, токсичних просто шкідливих речовин.

Понад 80% стічних вод, що накопичуються у комунальному господарстві, проходять очистку на станціях механіко-біологічної очистки. 25% станцій очистки перебувають в експлуатації понад 30 років, і лише близько 10% – менше 15 років. Обладнання більшості з них є зношеним та застарілим і потребує заміни. Багато споруд станцій очистки, що зазнали впливу корозії, також потребують відновлення.

Система захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру, як складова системи забезпечення національної безпеки становить собою систему загальнодержавних заходів, які реалізуються центральними і місцевими органами виконавчої влади, виконавчими органами рад, органами управління з питань НС та цивільного захисту, підпорядкованими їм силами та засобами, підприємствами, установами, організаціями незалежно від форм власності, добровільними формуваннями, що забезпечують виконання організаційних, інженерно-технічних, протипожежних, санітарно-гігієнічних, протиепідемічних та інших заходів у сфері запобігання та ліквідації наслідків НС.

Верховна Рада України в межах повноважень формує законодавчу базу в цій сфері, схвалює рішення з питань введення надзвичайного стану, встановлення зони надзвичайної екологічної ситуації, визначення загальної структури, чисельності, функцій сил реагування на надзвичайних ситуації.

Основні поняття та визначення

Уміння дати визначення певному терміну характеризує знання людини з відповідного питання. Визначення повинно концентрувати в собі коло питань та/або проблем, що закладені в ньому. Самі визначення треба не стільки вивчити на пам'ять, скільки, насамперед, розуміти, вміти виділити ті питання чи проблеми, що закладені в ньому.

Терміни, що використовуються в цій лекції, даються у відповідності з їх визначенням у Кодексі цивільного захисту України [3] та ДСТУ 4933:2008 «Безпека у надзвичайних ситуаціях. Техногенні надзвичайні ситуації. Терміни та визначення основних понять» [8].

Надзвичайна ситуація (НС) [3] – обстановка на окремій території чи суб'єкті господарювання на ній або водному об'єкті, яка характеризується порушенням нормальних умов життєдіяльності населення, спричинена катастрофою, аварією, пожежею, стихійним лихом, епідемією, епізоотією, епіфітотією, застосуванням засобів ураження або іншою небезпечною подією, що призвела (може призвести) до виникнення загрози життю або здоров'ю населення, великої кількості загиблих і постраждалих, завдання значних матеріальних збитків, а також до неможливості проживання населення на такій території чи об'єкті, провадження на ній господарської діяльності.

Техногенна надзвичайна ситуація [8] – надзвичайна ситуація спричинена уражальними чинниками джерела техногенної надзвичайної ситуації.

Джерело техногенної НС [8] – те, що спричиняє надзвичайну подію на промисловому, сільськогосподарському чи транспортному об'єкті, унаслідок чого виникла чи може виникнути техногенна надзвичайна ситуація.

Уражальний чинник джерела НС [8] – складова частина небезпечного явища або процесу, що характеризується фізичною, хімічною, біологічною чи іншою дією (впливом) та перевищенням нормативних показників.

Уражальна дія джерела техногенної НС [8] – негативний вплив одного чи сукупності уражальних чинників джерела техногенної НС на життя та здоров'я

людей, об'єкти господарювання та навколишнє середовище.

Убезпечення в умовах техногенної НС [8] – упровадження вимог державних, міжгалузевих і галузевих норм і правил, виконання комплексу організаційних, технологічних та інженерно-технічних (зокрема природоохоронних) заходів, які спрямованні на запобігання аваріям і катастрофам у зоні ймовірної техногенної НС.

Зона ймовірної техногенної НС [8] – територія, акваторія чи повітряний простір, де існує загроза виникнення техногенної НС.

Аварія [3] – небезпечна подія техногенного характеру, що спричинила ураження, травмування населення або створює на окремій території чи території суб'єкта господарювання загрозу життю або здоров'ю населення та призводить до руйнування будівель, споруд, обладнання і транспортних засобів, порушення виробничого або транспортного процесу чи спричиняє наднормативні, аварійні викиди забруднюючих речовин та інший шкідливий вплив на навколишнє природне середовище.

Катастрофа [3] – велика за масштабами аварія чи інша подія, що призводить до тяжких наслідків.

Техногенна безпека [3] – відсутність ризику виникнення аварій та/або катастроф на потенційно небезпечних об'єктах, а також у суб'єктів господарювання, що можуть створити реальну загрозу їх виникнення.

Техногенна безпека характеризує стан захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного характеру. Забезпечення техногенної безпеки є особливою (специфічною) функцією захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій.

Потенційно небезпечний об'єкт (ПНО) [8] – об'єкт, на якому можуть використовувати або виготовляти, переробляти, зберігати чи транспортувати небезпечні речовини, біологічні препарати, що за певних обставин можуть створити реальну загрозу виникнення техногенної НС.

Небезпечна речовина [8] – речовина, фізичні, хімічні, біологічні чи токсикологічні властивості якої становлять загрозу життю і здоров'ю людей та навколишньому середовищу.

Потенційно небезпечна речовина [8] – речовина, яка внаслідок своїх фізичних, хімічних, біологічних чи токсикологічних властивостей за певних умов є небезпечною для життя та здоров'я людей і навколишнього середовища.

На сьогодні пожежна безпека *атомних електростанцій* України регламентується вимогами наступних нормативних документів:

1. ДП «НАЕК «Енергоатом». Перелік діючих нормативних документів експлуатуючої організації ПР-Д.0.06.555-22-IV. URL: <https://energoatom.com.ua/parts/pdf-file/ПР-Д.0.06.555-22-IV.pdf>

2. ВБН В.1.1-034-03.307-2003. Протипожежні норми проектування атомних електростанцій з ВВЕР.

3. НАПБ В 01.046–2004/III Правила пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій.

4. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Наказ № 491 26.09.2018. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України.

Профілактика пожеж та вибухів на атомних електростанціях полягає перш за все в запобіганні утворення горючого середовища в технологічному обладнанні та

спорудах, попередженні появи в ньому джерел запалювання і у випадку виникнення пожежі її швидка локалізація та ліквідація.

Запобігання утворення горючого середовища на АЕС досягається наступними вимогами:

- контроль за продувкою парогазової суміші із вільного простору реактора з наступним допалюванням водню;
- автоматична зупинка реактора при накопиченні водню в системах (при концентрації водню 2% спрацьовує аварійна вентиляція);
- контроль за реакцією радіолізу води добавкою в реактор гелієво-водневої суміші вибухобезпечного складу);
- укріплення захисної оболонки реактора;
- використання флегматизуючої дії тонкорозпиленої води в захисній оболонці реактора;
- застосування інертних газоподібних флегматизаторів (азот, діоксид вуглецю, хладони);
- контроль за вентиляцією простору усередині захисної оболонки реактора;
- застосування систем допалювання водню усередині захисної оболонки реактора;
- заміна горючих нафтових мастил на негорючі тощо.

Профілактика виникнення джерел запалювання на АЕС передбачає заходи, як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації електростанцій, до яких перш за все відносяться наступні:

- температура поверхні обладнання не повинна перевищувати температуру навколишнього середовища більше, ніж на 45⁰С (для інших випадків повинна бути не вище 60⁰С);
- маслопроводи повинні прокладатися в місцях, віддалених від гарячих джерел або мати спеціальний захист (наприклад, захисні короби тощо);
- всі гарячі ділянки обладнання та трубопроводів, що знаходяться в зоні можливого попадання на них масла, ЛЗР та ГР, повинні мати негорючу теплоізоляцію з металевою обшивкою. З'єднання обшивки обмотуються склотканиною та покриваються рідким склом. Стан теплоізоляції оглядається 1 раз в 10 діб;
- в маслосистемах повинні використовуватися матеріали, що є стійкими до масла, високих температур (до 100⁰С), матеріали ущільнювачів повинні витримувати температуру до 200⁰С.

Запобігання поширення пожежі, що може виникнути на АЕС, сприяють наступні заходи:

- проектування мастилопроводів з безшовних труб з мінімальною кількістю фланцевих з'єднань (фланцеві з'єднання повинні мати захисні кожухи проти розбризкування масла);
- витоки масла необхідно видаляти через скидний трубопровід маслосистеми в спеціальний маслбак;
- влаштування системи аварійного зливу масла з маслотурбін в ємності, що розташовані за межами машинної зали;
- використання вогнестійких кабелів з фторполімерною ізоляцією;
- заміна горючих матеріалів на негорючі. Наприклад, утеплювача в покриттях машинної зали енергоблоку тощо.

Враховуючи вище сказане, слід відзначити, що однією з основних вимог пожежної безпеки є запобігання впливу пожежі та її наслідків на ядерну і радіаційну безпеку АЕС. Ефективним в цьому вважається розміщення ядерного реактора в будівлі, що здатна витримати тиск вибуху воднево-повітряної суміші усередині нього без порушення герметичності.

Таким чином, основною метою протипожежного захисту АЕС є попередження пожеж та запобігання впливу їх наслідків на ядерну і радіаційну безпеку об'єкта, підвищення стійкості його будівельних конструкцій та герметизуючих бар'єрів, забезпечення працездатності систем контролю за пожежною і радіаційною безпекою, захист персоналу АЕС від небезпечного впливу пожеж та їх наслідків.

Основні питання забезпечення пожежної безпеки, охорони праці та прогнозування можливих наслідків від НС об'єктів *хімічної промисловості* викладені у наступних нормативних документах:

– НАПБ В.01.013-79/131. Правила пожежної безпеки при експлуатації підприємств хімічної промисловості;

– Наказ МНС України від 29.11.2019 № 1000 «Про затвердження Методики прогнозування наслідків вилу (викиду) небезпечних хімічних речовин під час аварій на хімічно небезпечних об'єктах і транспорті»;

– Державний комітет України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду Наказ № 162 від 26.08.2010 Про затвердження Правил охорони праці для виробництв основної хімічної промисловості.

Основними напрямками попередження виникнення техногенних аварій хімічного походження є:

1. Виключення помилкових дій персоналу щодо:

- порушення правил зберігання і транспортування ХНР;
- порушення правил техніки безпеки;
- порушення технологічного процесу;
- помилок при запуску та зупинці технологічного процесу;
- заповнення резервуарів для зберігання вище норм при помилках в роботі персоналу та (або) відмови системи безпеки, які контролюють рівень;
- акти обману, саботажу або диверсій виробничого персоналу або сторонніх осіб;

2. Виключення можливих дефектів під час виконання проектів та експлуатації виробництва:

- вихід із ладу агрегатів, механізмів, трубопроводів;
- несправності у системі контролю параметрів технологічних процесів (датчики тиску, рівня, температури тощо);
- неполадки у системі контролю і забезпечення безпеки виробництва (запобіжні клапани, системи скидання тиску, нейтралізації, запобіжні розривні мембрани тощо);
- пошкодження в системі запуску і зупинки технологічного процесу, що може призвести до виникнення вибухонебезпечної обстановки;
- пошкодження цистерни з НХР або ємностей для зберігання внаслідок відмови систем безпеки, що контролюють тиск;
- розриви шлангових з'єднань у системі розвантаження;
- порушення герметичності зварних швів і з'єднувальних фланців;
- пошкодження ємностей, трубопроводів внаслідок механічних чи хімічних

дій (корозія металу);

- витоки НХР із насосів, труб;

- використання непридатних чи неякісних матеріалів при виготовленні деталей, обладнання, устаткування;

- екзотермічні реакції через відмову систем безпеки;

- полімеризація НХР у резервуарах при їх зберіганні та інші;

3. Урахування впливу зовнішнього впливу сил природи:

- постійна дія метеорологічних умов на елементи конструкцій, які перебувають під їх впливом (вітер, дощ, сніг, температура), що призводить до корозії і зниження фізико-механічних показників устаткування, трубопроводів тощо);

- дія стихійного лиха, що може призвести до пошкодження чи руйнування елементів конструкцій об'єкта з НХР;

4. Забезпечення високої якості будівельних матеріалів, конструкцій, а також виконання будівельних робіт.

Пожежовибухонебезпека підприємств обумовлена тим, що на підприємстві виготовляють, використовують, зберігають чи транспортують легкозаймисті та пожежовибухонебезпечні речовини, які створюють потенційну загрозу виникнення техногенної надзвичайної ситуації. Основний нормативний документ, який регламентує процес визначення пожежовибухонебезпеки підприємств є ДСТУ Б В.1.1-36:2016. Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою.

При класифікації виробничих приміщень за вибухопожежною і пожежною небезпекою враховується:

- агрегатний стан застосовуваних речовин і матеріалів;

- вибухопожежонебезпечні властивості речовин і матеріалів (P_{\max} тиск вибуху при стехіометричній концентрації горючих речовин у повітрі - $C_{ст}$, теплота згоряння - H_T , $t_{сп}$);

- реальні умови ведення технологічного процесу (тиск, температура, енергетичний потенціал вибухопожежонебезпеки технологічного блоку і т.п) для прогнозування найбільш несприятливого варіанта аварійної ситуації, при якому в приміщення може надійти найбільша кількість найбільш вибухопожежонебезпечної речовини;

- наявність технічних засобів контролю і захисту від утворення вибухонебезпечних концентрацій на випадок розгерметизації технологічного обладнання (сигналізатори довибухонебезпечних концентрацій, аварійна вентиляція, швидкодіючі системи відключення ушкодженого апарата, технічні рішення по обмеженню площі розливу рідини, аварійний злив рідини, аварійне стравлювання газу і т.п.);

- реальні умови утворення зон вибухонебезпечних концентрацій;

- можливість появи джерела запалювання (приймається, що при аварійній ситуації вона дорівнює одиниці);

- надлишковий тиск вибуху ΔP при займанні локального скупчення горючої суміші (він визначається з урахуванням процесу горіння і негерметичності приміщення);

- стійкість конструкцій будинку до надлишкового тиску вибуху.

Запобігання виникненню *гідродинамічних небезпек* Державними органами та

організаціями, які проектують, експлуатують та обслуговують об'єкти, які являють собі гідродинамічну небезпеку, повинні керуватися вимогами основних нормативних документів:

- Кодекс цивільного захисту України;
- ДБН А.2.2.-3:2014. Склад та зміст проектної документації на будівництво;
- ДСТУ 8855:2019. Будівлі та споруди. Визначення класу наслідків (відповідальності);
- ДБН А.2.1-1:2014. Інженерні вишукування для будівництва;
- ДБН А.2.2-1:2021. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС);
- ДБН А.3.1-5:2016. Організація будівельного виробництва;
- ДБН В.1.2-5:2007 Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Науково-технічний супровід будівельних об'єктів;
- ДБН В.1.2-14:2018 Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів.

При цьому також виникає потреба звертатись до більш спеціалізованих документів нормативної бази в залежності від напрямків використання новітніх принципів роботи обладнання.

Попередження виникнення **небезпеки на транспорті** пов'язано з небезпекою вантажів, які транспортуються, та умовами їх транспортування. Державними органами приділяється значна увага розробці регламентуючих документів щодо дотримання правил безпечного транспортування вантажів та пасажирів, а саме:

- НАПБ В.01.054-2015/510. Правила пожежної безпеки для підприємств і організацій автомобільного транспорту України;
- НАПБ В.01.010-2009/510 Правила пожежної безпеки на залізничному транспорті;
- Міністерство транспорту України Наказ № 336 від 29.10.96. Положення про службу пожежної безпеки в авіаційному транспорті України.

Небезпека на об'єктах життєзабезпечення пов'язана з необхідністю забезпечення безпеки громадян в житлово-комунальному господарстві:

- системи водопостачання;
- системи водовідведення;
- системи електроживлення;
- системи газопостачання.

Нормативна база, в якій відображено ці вимоги:

- НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні;
- ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту;
- НАПБ Б.05.026-2015 Інструкція про порядок утримання, обліку та перевірки технічного стану джерел зовнішнього протипожежного водопостачання;
- ДБН В.2.5-20:2018 Газопостачання;
- Правила улаштування електроустановок. – Київ, 2017 та ін.

Висновок: Забезпечення техногенної безпеки України має багатовекторну спрямованість. Підтримка цього забезпечення є однією з функцій нашої країни. У зв'язку з цим керівництво України, Верховна Рада України та профільні міністерства постійно проводять роботу щодо вдосконалення вимог нормативної бази у цьому відповідальному процесі.

Питання для самоконтролю

1. Поясніть основні чинники техногенної небезпеки України:
 - a. радіаційна небезпека,
 - b. хімічна небезпека,
 - c. пожежовибухонебезпека,
 - d. гідродинамічна небезпека,
 - e. небезпека на транспорті,
 - f. небезпека на об'єктах життєзабезпечення
2. Наведіть основну нормативно-правову базу з питань забезпечення захисту населення від наслідків НС.
3. Дайте визначення основних термінів:
 - a. надзвичайна ситуація;
 - b. техногенна надзвичайна ситуація;
 - c. джерело техногенної НС;
 - d. уражальний чинник джерела НС;
 - e. уражальна дія джерела техногенної НС;
 - f. убезпечення в умовах техногенної НС;
 - g. зона ймовірної техногенної НС;
 - h. аварія;
 - i. катастрофа;
 - j. техногенна безпека;
 - k. потенційно небезпечний об'єкт;
 - l. небезпечна речовина;
 - m. потенційно небезпечна речовина.
4. Наведіть організаційну структуру ДСНС України.
5. Наведіть класифікацію НС за походженням та охарактеризуйте їх за характером походження.
6. Наведіть класифікацію рівнів НС техногенного та природного характеру.
7. Наведіть класифікацію НС техногенного характеру за сферою виникнення.
8. Наведіть основну нормативно-правову базу щодо класифікації надзвичайних ситуацій
9. Поясніть алгоритм класифікації надзвичайних ситуацій.

Рекомендована література

1. <http://www.mns.gov.ua/>.
2. Конституція України (28.06.1996 рік) ст.3,16.50.
3. Кодекс цивільного захисту України.
4. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». Прийнятий ВРУ від 25.06.1991 року, введений в дію 25.06.1991 року.
5. Закон України «Про правовий режим надзвичайного стану» (16.03.2000 рік).
6. Закон України «Про охорону праці» (14.10.1992 рік, нова редакція закону – 05.04.2015 р.).
7. Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» (18.01.2001 рік., остання редакція – 26.04.2014 р.).
8. ДСТУ 4933:2008 «Безпека у надзвичайних ситуаціях. Техногенні надзвичайні

ситуації. Терміни та визначення основних понять».

9. Постанова КМ України від 24.03.2004 року № 368 (зі змінами від 10.04.2009).
10. Національний класифікатор України ДК019:2010 «Класифікатор надзвичайних ситуацій».
11. Наказ МНС України від 12.12.2012 р. №1400 «Про затвердження Класифікаційних ознак надзвичайних ситуацій».
12. Закон України „Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку” (08.02.1995 рік).
13. Правила ядерної безпеки реакторних установок атомних станцій з реакторами з водою під тиском. Затверджені наказом Державного комітету ядерного регулювання України від 15 квітня 2008 року № 73.
14. Загальні положення безпеки атомних станцій. Затверджені наказом державного комітету ядерного регулювання України від 19 листопада 2007 року № 162.
15. Наказ МНС України від 29.11.2019 № 1000 «Про затвердження Методики прогнозування наслідків виливу (викиду) небезпечних хімічних речовин під час аварій на хімічно небезпечних об’єктах і транспорті».
16. НАПБ В.01.013-79/131. Правила пожежної безпеки при експлуатації підприємств хімічній промисловості.
17. Наказ МНС України від 29.11.2019 № 1000 «Про затвердження Методики прогнозування наслідків виливу (викиду) небезпечних хімічних речовин під час аварій на хімічно небезпечних об’єктах і транспорті»;
18. Державний комітет України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду Наказ № 162 від 26.08.2010 Про затвердження Правил охорони праці для виробництв основної хімічної промисловості URL <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0850-10#Text> .

ЛЕКЦІЯ 8

ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА ВИРОБНИЦТВА ХІМІЧНИХ ВОЛОКОН

План

- 8.1. Класифікація хімічних волокон.
- 8.2. Технологічні схеми виробництва.
- 8.3. Технічне обладнання та режим його експлуатації.
- 8.4. Причини та умови утворення горючого середовища, виникнення джерел запалювання та поширення пожежі. Заходи пожежної безпеки.

8.1. Класифікація хімічних волокон і способи їх одержання

Волокном називають тонку не прядену нитку рослинного, тваринного, мінерального або штучного чи синтетичного походження, придатну для виготовлення пряжі, текстильних та трикотажних виробів тощо. Волокно має велику довжину і малу товщину, є гнучким та міцним.

Усі застосовувані в даний час волокна можна розділити на 2 класи: натуральні і хімічні (у залежності від їхнього походження).

Природні волокна, чи натуральні підрозділяються на:

- білкові (тваринного походження) - вовна, шовк;
- целюлозні (рослинного походження) - бавовна, льон, джут, прядиво;
- силікатні (мінеральні) волокна (азбест, базальт).

Хімічні волокна. До 80-х років 19 ст. для виготовлення тканин та трикотажу використовували лише природні волокна: бавовняні, вовняні, шовкові, лляні, конопляні. У 1831 р. у м. Безансон (Франція) почав діяти перший у Світі завод хімічного волокна, на якому виробляли нітрошовк. З того часу випуск хімічних волокон постійно зростає і вже перевищив половину загального обсягу виробництва текстильних волокон.

На сьогодні відомо 500 видів хімічних волокон, з них промисловість виробляє 40 видів. Хімічні волокна виробляють у вигляді моноволокон, комплексних ниток, штапельних волокон та джуту.

Хімічні волокна підрозділяють на штучні і синтетичні й одержують їх із природних і синтетичних полімерів.

Штучні волокна одержують хімічною переробкою природних високомолекулярних сполук – целюлози, білків. Синтетичні волокна одержують із синтетичних високомолекулярних сполук (ВМС). Це поліамідні, поліакрілонітрильні, поліефірні, поліуретанові та полівінілхлоридні волокна.

Зі штучних волокон найбільше значення мають віскозне й ацетилцелюлозне волокно, із синтетичних – капрон, лавсан, нітрон. З усіх синтетичних волокон, що випускаються сьогодні, на частку поліамідних приходиться понад 50%.

Сьогодні велика увага приділяється виробництву синтетичних волокон, оскільки їх властивості кращі, а затрати праці при їх отриманні менші. Наприклад, стійкість автомобільних шин до стирання при заміні бавовняного каркаса на каркас із хімічних волокон підвищується більше ніж у 2 рази. На сьогодні всі технічні тканини виготовляють тільки із синтетичних волокон. Особливо економічно вигідно

використовувати синтетичні тканини у процесі виробництва фільтрів, пилеуловлювачів. Але синтетичні волокна менш гігієнічні, ніж штучні, не вбирають воду, електризуються, тому з них майже не виробляються тканини для пошиття натільної білизни.

Способи одержання хімічних волокон

Природніх полімерів, придатних для одержання хімічних волокон дуже небагато. Це целюлоза (бавовняна чи деревна) і білок (казеїн і зеїн). Промислове значення має тільки целюлоза.

Весь технологічний процес одержання хімічних волокон в залежності від виду вихідної сировини, яка використовується, можна розділити на чотири стадії.

Перша стадія – одержання вихідної сировини, придатної для виробництва хімічних волокон. Для штучних волокон – виробництво целюлози. Для синтетичних волокон ця стадія полягає в синтезі вихідного полімеру з мономера.

Друга стадія – приготування прядильного розчину або розплаву для формування волокна (тому що одержати волокно безпосередньо з твердого полімеру практично неможливо). У процесі використовують органічні (ацетон, етиловий спирт тощо) та неорганічні розчинники. Для поліпшення властивостей прядильної маси та якості волокон до прядильної маси додають поверхневоактивні речовини (ПАР), барвники тощо. Отриману рідинну масу дегазують, фільтрують і подають на формування волокна (прядіння).

Третя стадія – формування волокна є найбільш відповідальною при виробництві хімічних волокон. Ця стадія полягає в тому, що прядильний розчин або розплав полімеру продавлюється через філь'єру з отворами, діаметр яких 40-900 мкм у залежності від способу формування. Найтонші струмки прядильного розчину коагулюють (затвердівають) в осадильній ванні (спосіб мокрого формування з розчину), чи твердіють після випару розчинників (спосіб сухого формування з розчину), або твердіють на повітрі, переходячи з розплавленого стану у твердий (спосіб формування з розплаву) і перетворюються в окремі елементарні нитки. Додатково зміцнюють волокна, накручуванням їх на ролики, бобіни тощо. У процесі формування та натягування при накручуванні лінійні макромолекули впорядковуються вздовж осі волокна, що підвищує його міцність. Потім із волокон виготовляють нитки скручуванням або ріжуть на відрізки довжиною 130-150 мм.

Четверта стадія – полягає в проведенні різних хімічних і механічних операцій, яким піддають нитку для обробки і надання їй визначених властивостей.

Одним із найбільш пожежонебезпечних виробництв хімічних волокон є виробництво віскозного шовку.

Віскоза – від лат. „viscosus” – клейкий, в'язкий.

Основною сировиною для виробництва віскози є целюлоза (клітковина), яка надходить на заводи штучного волокна у вигляді картону. Віскозне волокно не розчиняється в органічних розчинниках, має порівняно велику міцність та витримує нагрівання до 100-120⁰С. Проте воно не стійке в лугах і в разі зволоження наполовину втрачає міцність. Із віскозного волокна виробляють шовк, корд, целофан, каракуль тощо.

8.2. Технологічні схеми виробництва

Розглянемо технологічний процес виробництва віскозного волокна, що складається з наступних операцій:

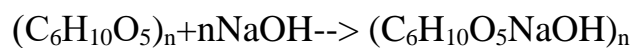
- одержанні лужної целюлози шляхом хімічної обробки целюлози;
- одержанні ксантогената целюлози;
- одержанні прядильного розчину віскози;
- очищення віскози від механічних домішок і повітря;
- формування волокна;
- обробка волокна.

Одержання лужної целюлози (мерсеризація)

Целюлоза у виді волокнистої маси або листів (5-6% вологості) зі складу надходить у хімічний цех. Для підвищення рівномірності обробки її перемішують, ріжуть і гофрують.

Одержання лужної целюлози полягає в обробці целюлози великим надлишком 18%-ного розчину їдкого натру з наступним віджимом целюлози від надлишку лужного розчину. Мерсеризація (походить від прізвища англійського вченого Дж. Мерсера) проходить в агрегаті-мерсеризаторі при температурі 60-70⁰С.

При періодичній обробці застосовуються ванни-преси з віджимним пристроєм. У них завантажують целюлозу, заливають 18%-ним розчином лугу і витримують протягом 1 години. Утворюється лужна целюлоза (алкілцелюлоза):



Безупинний процес одержання лужної целюлози здійснюється у вертикальних барабанах з мішалкою з наступним віджимом на фільтрах або у черв'ячних пресах.

Потім целюлозу подрібнюють у спеціальних апаратах-подрібнювачах для прискорення наступного процесу обробки алкілцелюлози.

Після витримання лужної целюлози протягом визначеного часу при постійній температурі (25-26⁰С) (відбувається зниження молекулярної ваги) її стрічковим транспортером подають у цех ксантогенування, на наступну стадію.

Одержання ксантогената целюлози

По закінченні процесу виспівання лужна целюлоза піддається обробці сірковуглецем. При взаємодії сірковуглецю з целюлозою утворюється ксантогенат целюлози - складний ефір целюлози та дітіовугільної кислоти.

Ксантогенування проводиться при температурі 28-32⁰С, протягом 1-2,5 год. Реакція супроводжується виділенням тепла. Для регулювання температури апарати ксантогенування постачають системою для охолодження.

Основними параметрами, що визначають ступінь утворення ксантогената целюлози, є тривалість процесу, температура, кількість витрати CS₂ і ступінь віджиму лужної целюлози.

Закінчення ксантогенування визначають по зміні тиску в апараті.

Перед реакцією в апараті створюють вакуум у межах 0,053-0,066 МПа. Після впуску CS₂ у результаті його випаровування створюється підвищений тиск. В міру вступу CS₂ у реакцію тиск падає і до кінця процесу в апараті створюється вакуум.

При підвищенні температури значно зростає швидкість ксантогенування. Враховуючи екзотермічність реакції ксантогенування, температурний режим

звичайно вибирають таким чином, щоб кінцева температура була вище початкової на 5-7⁰С, тому що при підвищених температурах йдуть побічні процеси.

Кількість CS₂, що подається в ксантогенатор, визначається видом вироблюваного вихідного волокна. При одержанні віскозних ниток і волокна звичайно витрачається 32-36% CS₂ від маси вихідної целюлози, а для одержання високоміцних ниток - 40-43%.

Враховуючи те, що CS₂ є основною причиною небезпеки віскозного виробництва, зниженню кількості CS₂ при ксантогенуванні придається особлива увага.

8.3. Технічне обладнання та режим його експлуатації

Для ксантогенування застосовують апарати різної конструкції. По найбільш старому технологічному процесі, ксантогенування проводять у ксантат-барабанах, де здійснюється тільки процес ксантогенування й отриманий ксантогенат вивантажують вручну.

В даний час для ксантогенування найчастіше застосовуються одномішалочні ксантогенатори найпростішої конструкції і вакуум-ксантат-мішалки.

Одномішалочний ксантогенатор представляє собою герметично закриту судину, з горизонтальною лопатковою мішалкою й системою охолодження. Ємність апарата розрахована на завантаження 750-1250 кг целюлози. Поруч з апаратом установлюється центрифугальний розтирач.

Ксантогенування в апараті продовжується 90 хв. Для видалення парів CS₂ з апарата за 5 хв. До кінця процесу його продувають за допомогою спеціального вентилятора протягом 1-2 хв. І вводять 85% усіх добавок, потім усю масу передають через центрифугальний апарат-розтирач для дорозчинення. Для видалення залишків ксантогената апарат промивають лугом.

Таким чином, загальний цикл роботи ксантогенатора включає наступні етапи:

- завантаження лужної целюлози;
- продувка азотом;
- створення розрідження в апараті (0,053-0,066);
- подача сірковуглецю;
- ксантогенування;
- добування луку;
- вивантаження апарата;
- промивання апарата.

Вакуум-ксантат-мішалка. У цих апаратах відбувається не тільки ксантогенування лужної целюлози, але і розчинення ксантогената.

Апарати ВА (віскозний апарат), у якому здійснюються всі процеси готування прядильного волокна: мерсеризація, відстоювання (до спілого стану), здрібнювання й етерифікація лужної целюлози і попереднє розчинення ксантогената.

Приготування прядильного розчину

Приготування прядильного розчину зводиться до розчинення (чи дорозчинення) ксантогената целюлози, очистки віскози від механічних домішок і видалення пухирців повітря.

В апаратах ксантогенування здійснюється часткове розчинення ксантогената в лузі, після чого продукт по закритій системі трубопроводу подається в спеціальні

апарати-дорозчинювачі. Розчинювачі та дорозчинювачі представляють собою вертикальні і горизонтальні баки, обладнані мішалкою і системою охолодження, тому що при підвищеній температурі погіршується розчинення ксантогената в лузі.(розчинення йде при темп. 5-7⁰С).Після розчинення продукту отриману віскозу витримують якийсь час у баках при постійній температурі 14-16⁰ С (дозрівання віскози). Далі віскозу змішують у баках-змішувачах, обладнаних мішалками, фільтрують через тканину на фільтр-пресах, до яких вона подається під тиском 5-10 10⁵ Па. Після фільтрації її витримують під вакуумом для видалення повітря, далі подають по трубопроводах до прядильних машин.

Формування та обробка волокна

Формування волокна полягає в тім, що прядильний розчин видавлюється у виді тонких безперервних струмків в осаджувальну ванну, в якій проходить коагуляція віскози і розкладання ксантогената з виділенням целюлози, з якої утворюється волокно.

Формування волокна здійснюється на бобінних чи центрифугальних прядильних машинах мокрим способом. Перед прядінням у прядильному апараті розчин фільтрують і протискують крізь отвори філь'єри у ванну , в якій міститься розчин сірчаної кислоти, сульфату натрію та сільфату цинку, нагрітий до 45-48⁰С. Філь'єри виготовляють із корозієстійких сплавів благородних металів (платини із золотом або іридієм) чи з танталу. Філь'єри мають від 24 до 3200 отворів. Кількість отворів та їх діаметр залежить від типу волокна. Цівки віскози, які протискуються у ванну коагулюються: сірчана кислота нейтралізує невикористаний луг і розкладає ксантогенат целюлози. Регеновану целюлозу у вигляді волокон намотують на котушки. Швидкість формування волокна становить 0,75-1,16 м/с. Розчин з ванни подають на регенерацію сірковуглецю, їдкого натру та сірчаної кислоти.

В процесі прядіння віскозного волокна з розчину виділяється сірководень та сірковуглець, які є шкідливими та вибухонебезпечними. Щоб запобігти цьому прядильні апарати ущільнюють та обладнують вентиляцією. На виході з вентиляції повітря очищають.

Обробка волокна - видалення домішок і забруднень, відбілювання, сушіння, сортування і т.д.

8.4. Причини та умови утворення горючого середовища, виникнення джерел запалювання та поширення полум'я. Заходи пожежної безпеки

Процес виробництва штучних волокон пожежо- і вибухонебезпечний, тому що пов'язаний з використанням значної кількості ЛЗР.

Зі штучних волокон пожежну небезпеку представляє виробництво віскозного, міднометалевого й ацетатного волокна, синтетичних - поліамідного, поліефірного й ін.

Пожежна небезпека виробництва віскозного волокна обумовлюється фізико-хімічними і пожежовибухонебезпечними властивостями застосовуваних речовин, їхньою кількістю, режимом роботи технологічного устаткування, можливістю утворення горючого середовища, як при нормальній роботі, так і при виникненні аварійних ситуацій, появою джерел запалювання та наявністю шляхів поширення пожежі.

Характеристика і пожежовибухонебезпечні властивості основної сировини

виробництва віскози

До основних видів сировини відносяться: целюлоза, їдкий натр, сірковуглець, сірчана кислота.

Целюлоза - природна високомолекулярна органічна сполука, що відноситься до класу вуглеводів. Молекула целюлози складається з дуже великого числа елементарних ланок $C_6H_{10}O_5$. У виробництві віскозних волокон застосовується в основному сульфатна і сульфїтна деревна целюлоза (може використовуватися і целюлоза із соломи й очерету).

Целюлоза - горючий матеріал, на складі й у відділенні підготовки знаходиться в купах, у виді розпушеної волокнистої маси або в листах. $T_{самосп.}$ деревної целюлози $360^{\circ}C$ (аерозависі), теплота згоряння перевищує 4000 ккал/кг, вагова швидкість горіння целюлози в листах складає 1,22 кг/м²хв. Горіння целюлози в умовах недостатнього надходження повітря приводить до сильного задимлення виробничих приміщень. Пил целюлози легко спалахує і швидко горить.

Сірковуглець (CS₂) легколетюча рухлива, сильноотруйна рідина з неприємним запахом, $T_{кип.} = 46,1^{\circ}C$, у воді не розчиняється, пари CS₂ у 2,63 рази важчі повітря, гарний діелектрик, одна з найбільш пожежонебезпечних рідин, $T_{самосп.} = 102^{\circ}C$, $T_{сп.} = -43^{\circ}C$, $T_{н.} = -50^{\circ}C$, $T_{в.} = 26^{\circ}C$. Нижня концентраційна межа поширення полум'я суміші парів сірковуглецю з повітрям складає 1% (об.), верхня - 50%(об.). Спалахування сірковуглецю може бути викликане іскрою, що виникла при ударі металу об метал, цигаркою, що жевріє і т.д. За певних умов може відбутися вибух завдяки нагрівання CS₂ сонячними променями і навіть гарячою водою.

У промисловості CS₂ одержують із природного газу (метану) і сірки.

Пожежна безпека процесу одержання лужної целюлози

Процеси одержання лужної целюлози не є пожежонебезпечними. Виробничі приміщення одержання алкілоцелюлози відносяться до категорії Д.

Однак процеси підготовки целюлози до мерсеризації, що полягають у її здрібнюванні, становлять пожежну небезпеку, що полягає в наступному:

Зберігання на складі й у відділенні підготовки целюлози великої кількості целюлози в купах, у виді розпушеної волокнистої маси або в листах.

Різання листів целюлози на верстатах, що мають систему ножів, установлених на обертовому барабані, супроводжується виділенням великої кількості целюлозного пилу, що осідає на технологічному устаткуванні й електроустаткуванні. Великі скупчення целюлозного пилу викликають запилення виробничих приміщень і створюють підвищену пожежну небезпеку, тому що целюлозний пил легко спалахує і швидко горить, а за певних умов переходить у зважений стан, утворює вибухонебезпечні суміші.

Можливі джерела запалювання

Робота різальних верстатів може супроводжуватися утворенням іскор при неправильному налагодженні верстатів, а також перегрівом підшипників, що забруднюються целюлозним пилом.

Крім того в цехах одержання лужної целюлози можливі іскри при несправності електроустаткування, при ударах і терті, при проведенні зварювальних робіт, при самозайманні целюлозного волокна маслами.

Шляхи поширення пожежі

Пожежа в приміщеннях підготовки целюлози і її мерсеризації може

поширюватися насамперед по скупченню і місцям відкладень целюлозного пилу у виробничому приміщенні, по місцях розливу мастил, по технологічному устаткуванню, по вентиляційним та відсмоктуючим пристроям, по технологічних прорізах, будівельним конструкціям і т.д.

Пожежна безпека процесу ксантогенування

Пожежна небезпека цеху ксантогенування визначається наявністю великої кількості ЛЗР - CS_2 (у ксантогенаторах, мірниках, трубопроводах), витрата якого складає 35-37% від маси целюлози, режимом роботи ксантогенатора, умовами утворення горючого середовища в апаратах при їхній нормальній роботі, у періоди пуску і зупинки, при ушкодженнях і руйнуванні, можливістю виникнення джерел запалювання, і наявності шляхів поширення пожежі.

Цех ксантогенування відноситься до категорії А за вибухопожежною та пожежною небезпекою, тому що температура спалаху CS_2 нижче 28 С.

Умови утворення горючого середовища

Порівнюючи робочу температуру (28-32⁰ С) у реакторі (ксантогенаторі) зі значеннями температурних меж поширення полум'я ($T_{н} = -50^0C$, $T_{в} = 26^0C$) сірковуглецю, можна зробити висновок, що горюче середовище парів сірковуглецю в суміші з повітрям може утворитися і в період нормальної його роботи за умов підсмоктування повітря в апарат, яке може бути при:

-подачі вакууму в апарат перед ксантогенуванням, якщо маються нещільності в системі (наявності неякісних прокладок між кришкою апарата і корпусом, ослаблення фланцевих з'єднань і сальників);

-при завантаженні апарата;

-при вивантаженні продукту з апарата через відкриті люки;

При закритому вивантаженні з апаратів ВА пари сірковуглецю разом з віскозою попадають у баки-дорозчинювачі, у яких також можуть утворюватися вибухонебезпечні концентрації.

-при відбиранні проб (при відкриванні люків пари сірковуглецю, що не вступили в реакцію, будуть змішуватися з повітрям, утворюючи вибухонебезпечні концентрації);

Найбільшу пожежну небезпеку представляє операція подачі сірковуглецю в апарат, тому що при заливанні CS_2 в апаратах (мірниках) з температурою в межах спалахування (-50-+26⁰С), може утворитися вибухонебезпечна суміш.

Небезпека утворення горючої суміші у виробничих приміщеннях виникає в періоди пуску і зупинки реакторів, якщо завантаження і вивантаження в них здійснюють відкритим способом.

Утворення вибухонебезпечних концентрацій сірковуглецю біля апаратів при виході його назовні з апаратів обумовлюється фізико-хімічними властивостями CS_2 (пари сірковуглецю важчі повітря і при відсутності вентиляції не можуть швидко розсіюватися).

Причинами ушкодження і руйнування ксантогенаторів є:

- підвищення тиску в апараті (при порушенні матеріального балансу, підвищенні температури);
- хімічна корозія (відкладення сірчистих сполук заліза й ін);

– ерозія.

Регулювання вакууму та температури в окремих апаратах, в яких регулювання здійснюється вручну, може призвести до аварійних ситуацій.

Джерела запалювання при ксантогенуванні

Спалахування парів CS₂ в апаратах можливо від:

- механічних іскор, що утворюються при попаданні до них металевих предметів разом з алкілоцелюлозою;
- іскри при несправності мішалок;
- іскри при ударах кришок люків об корпуси.

На заводах віскозного волокна відомі вибухи вакуум-ксантат-змішувачів від влучення в них металевих предметів при завантаженні лужної целюлози. Вибухи супроводжувалися руйнуванням корпусів апаратів.

- іскри розрядів статичної електрики при русі сірковуглецю по трубах ;
- іскри при несправності електроустаткування;
- нагріті понад 1000С поверхні опалювальних приладів;
- застосування відкритого вогню при ремонтних роботах;
- утворення сірчистого заліза, здатного самозайматися на повітрі (утворюється при дії CS₂ на метал);
- роботі мішалок з деформованими валом, зі зношеними підшипниками, при підвищених оборотах валу і т.д.;
- при влученні в корпус редуктора (якщо він не цілком залитий маслом) парів CS₂ через нещільності сальників валів мішалок.

Шляхи поширення пожежі

1. По парогазоповітряній хмарі сірковуглецю, що накопичується і не розсіюється в приміщенні.

2. По технологічних трубопроводах, комунікаціям, просоченим маслами і горючими речовинами.

3. По поверхні розлитих горючих рідин.

4. По будівельних конструкціях, технологічним прорізам, вентиляційним системам.

Пожежна безпека процесу приготування прядильного розчину

Пожежна небезпека технологічних операцій приготування прядильного розчину зв'язана з можливістю утворення небезпечних концентрацій парів CS₂ у розчинниках, змішувачах і баках для дозрівання й очищення віскози від повітря.

Ксантогенат целюлози і віскоза є негорючими продуктами, однак при нагріванні віскози до температури 96⁰ С вона кипить з виділенням газоподібних продуктів і її об'єм при кипінні збільшується в 2 рази, що може привести до різкого підвищення тиску і розриву апаратів і трубопроводів.

В апаратах і ємностях для приготування прядильного розчину може виділятися значна кількість CS₂, якщо на процес ксантогенування була подана його завищена кількість і не забезпечувався повний відсос парів з апарата. Температурний режим в апаратах готування прядильного розчину 6-16⁰ С (тобто в межах вибуху парів CS₂ (-50 - +26⁰ С).

Робота мішалок-розчинювачів супроводжується виділенням тепла; якщо його не відводити, віскоза буде перегріватися і може початися процес розкладання з виділенням CS_2 .

Фільтрування негорючого прядильного розчину є пожежобезпечною операцією.

Джерела запалювання

1. Іскри при роботі мішалок.
2. Іскри при улученні твердих матеріалів у дорозчинювачі.
3. Підвищена температура при порушенні процесу охолодження.
4. Розряди статичної електрики.
5. Іскріння несправного електроустаткування.
6. Самозаймання пірофорних сполук (сульфіди заліза).
7. Відкритий вогонь при проведенні ремонтних і вогневих робіт.

Шляхи поширення пожежі

1. По технологічних трубопроводах, комунікаціям, просоченим маслами і горючими речовинами.
2. По поверхні розлитих горючих рідин.
3. По будівельних конструкціях, технологічним прорізам, вентиляційним системам.
4. По парогазоповітряній хмарі сірковуглецю і продуктів його розкладання.

Пожежна безпека процесу формування та обробки волокна

Процес формування волокна з віскозного розчину супроводжується з виділенням CS_2 і сірководню поблизу робочих місць прядильних машин. Сірчана кислота застосовується для осадження ксантогената з розчину й омилення.

Щоб уникнути виділення цих речовин у приміщення цеху, передбачається укриття прядильних машин, з-під яких здійснюється відсос газів.

Утворення вибухових концентрацій у прядильних цехах неможливо. Для забезпечення безпечного режиму роботи прядильних цехів прядильні машини обладнують системою автоматичної витяжної вентиляції.

Приміщення цеху обробки волокна, технологія якого зв'язана з застосуванням води і негорючих водяних розчинів, є непожежонебезпечною і відноситься до категорії Д.

Пожежна небезпека процесу сушіння визначається наявністю великої кількості горючого волокна, що зосереджується на порівняно невеликій площі сушарки (до 10 тонн), віскозне волокно при $170-200^{\circ}C$ розкладається $T_{\text{спалах}}=235^{\circ}C$, $T_{\text{самоспалах.}}=460^{\circ}C$.

Джерелами запалювання при сушінні волокна можуть бути нагріті поверхні систем обігріву, іскріння при несправності вентиляторів, несправність електроустаткування і т.д. Поверхні калориферів нагріваються до $140-160^{\circ}C$.

Пожежна небезпека обумовлюється значною кількістю машинного масла з $T_{\text{сп}}=181-200^{\circ}C$, що застосовується для змащення підшипників і замаслювання волокна.

Протипожежні заходи в цехах обробки волокна зводяться до очищення фільтрів повітроводів від віскозного пилу, обмеженню горючих матеріалів у

приміщеннях, періодичному чищенні технологічного устаткування і виробничого приміщення від відходів і пилу.

Висновок: Процес виробництва штучних волокон, і зокрема, віскозного волокна є пожежовибухонебезпечний і вимагає постійної уваги, що полягає в розробці та впровадженню систем запобігання пожежі та протипожежного захисту.

Питання для самоконтролю

- 1.Класифікація хімічних волокон.
- 2.Сутність технологічного процесу виробництва штучних волокон.
- 3.Вказати основні стадії виробництва віскози.
- 4.Назвати та охарактеризувати найбільш небезпечну операцію виробництва віскози.
- 5.Пожежовибухонебезпечні властивості сірковуглецю.
- 6.Умови утворення горючого середовища при ксантогенуванні.
- 7.Специфічні джерела запалювання при виробництві віскози.
- 8.Що сприяє поширенню пожежі на виробництвах хімічних волокон?
- 9.Запобігання утворенню горючих пилоповітряних сумішей при підготовці целюлози до виробництва віскози.
- 10.Попередження утворення вибухових сумішей в ксантогенаторах.
- 11.Захист ксантогенаторів від руйнування під час вибуху.
- 12.Запобігання виникненню джерел запалювання у процесі виробництва віскози.
- 13.Протипожежні вимоги до захисту цехів ксантогенування від поширення пожежі.

Рекомендована література

1. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки : Навч. посібник / О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса та ін. — Х. : НУЦЗУ, 2010 . — 249 с.

ЛЕКЦІЯ 9

ПОЖЕЖНА ТА ТЕХНОГЕННА НЕБЕЗПЕКА ВИРОБНИЦТВА ПОЛІМЕРНИХ МАТЕРІАЛІВ

План

- 9.1. Пожежна та техногенна небезпека виробництва полімерних матеріалів.
- 9.2. Одержання пластмас та поліетилену. Основні апарати та технологічне обладнання, безпечні умови експлуатації. Пожежна небезпека виробництва.
- 9.3. Причини виникнення аварійних ситуацій, вибухів і пожеж та протипожежні заходи щодо їх попередження.

9.1. Пожежна та техногенна небезпека виробництва полімерних матеріалів

Застосування полімерних матеріалів (пластмас) у народному господарстві забезпечує прогрес усіх галузей техніки. Полімери є заміниками кольорових металів, скла, шкіри, а також застосовуються як конструкційні, тепло- і звукоізоляційні, хімічно стійкі матеріали. В даний час світовий обсяг виробництва полімерів нараховує десятки мільйонів тонн. Найбільш поширені пластмаси – поліолефіни, полістирол, полівінілхлорид, феноло- і амінопласти. На їхню частку припадає 1/3 світового виробництва полімерів. Таке широке використання пластмас обумовлене їх властивостями. Вони легкі, деякі з них мають велику міцність та корозійну стійкість. Пластмаси мають малу теплопровідність (у 70-200 разів меншу, ніж сталь), тому їх використовують для теплоізоляції. Деякі пластмаси мають велику морозостійкість та теплостійкість, наприклад, фторопласти можуть витримувати нагрівання за температур від мінус 260 °С до 260°С. Для пластмас характерні також хороші оптичні властивості. Але в той же час, пластмаси не позбавлені недоліків. Вони мають малу теплопровідність, незначну твердість, а також швидко „старіють”.

Пластичними масами (пластмасами) називаються конструкційні матеріали на основі природних або синтетичних високомолекулярних сполук (полімерів), що здатні під впливом нагрівання і тиску формуватися, тобто набувати заданої форми, і зберігати її після охолодження та припинення дії сили. Крім полімерів до складу пластичних мас входять різні добавки: наповнювачі, пластифікатори, стабілізатори, барвники, затверджувачі.

За складом пластмаси поділяються на прості та складні.

Прості складаються лише з полімерів (наприклад, поліетилен). Складні - багатокомпонентні, основою яких є полімер, допоміжні речовини – пластифікатори, барвники, наповнювачі тощо (наприклад: текстоліт – основа фенолформальдегідна смола, наповнювач – тканина; гетинакс - основа - фенолформальдегідна смола, наповнювач – папір).

За способом одержання пластичні маси поділяються на дві групи:

- 1) пластичні маси на основі полімерів, що одержують за реакціями полімеризації (поліетилен, поліпропілен, полівінілхлорид, фторопласт);
- 2) пластичні маси на основі полімерів, що одержують за реакціями

поліконденсації (фенолформальдегідні, карбамідо- і мелаїноформальдегідні полімери, поліефіри, поліаміди, епоксидні смоли, фенопласти). Обсяг виробництва поліконденсаційних пластмас збільшується, хоч частка їх у світовому виробництві зменшується. Причини цього – складність способів отримання сировини, мала технологічність (у порівнянні з полімеризаційними пластмасами), відсутність досконалої технології переробки відходів тощо. Найширше застосовують фено- та амінопласти, що виробляють з фенолу, карбаміду та інших альдегідів.

У залежності від поводження при нагріванні всі пластмаси поділяються на термопластичні (термопласти) і терморективні (реактопласти).

Термопласти при нагріванні розм'якшуються, а при звичайних умовах знову переходять у твердий стан без зміни первісних властивостей. До них належать поліаміди.

Реактопласти при нагріванні або на холоді перетворюються у тверді неплавкі і нерозчинні матеріали (за рахунок структурних перетворень). До них відносяться, наприклад, фенолформальдегіди, карбаміди тощо.

Пластмаси можна переробляти формуванням, екструзією, литтям під тиском, пресуванням.

9.2. Одержання пластмас та поліетилену. Основні апарати та технологічне обладнання, безпечні умови експлуатації

Поліетилен (ПЕ) є одним з основних видів термопластів, що мають велике технічне значення. Це тверда, біла, масна на дотик речовина. Її переробляють у виробі екструзією (витискуванням), литтям під тиском, пресуванням, зварюванням та різанням. Висока механічна міцність, стійкість за низьких температур (зберігає гнучкість при мінус 60 °С), відмінні електроізоляційні властивості і хімічна стійкість, вологостійкість, а також легкість переробки в різні виробі викликали бурхливе зростання виробництва поліетилену. Внаслідок водонепроникності та хімічної стійкості (до 60 °С) ПЕ стійкий до дії соляної, сірчаної, азотної кислот, розчинів лугів і багатьох органічних розчинників. В повітрі ПЕ стійкий до температур плюс 60 ° – мінус 60 °С. У процесі нагрівання до 300 °С ПЕ розплавляється і перетворюється на газ. Сировиною для виробництва ПЕ є газ етилен (C₂H₄).

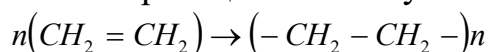
Поліетилен виробляється декількох марок, що відрізняються за молекулярною масою та індексом розплаву.

Фізико-механічні властивості поліетилену також являються функцією молекулярної маси, розгалуження та ступеня кристалічності і, отже, залежать від способу одержання. В тонких плівках поліетилен (особливо низької густини) має більшу гнучкість та пластичність, а в товстих листах набуває жорсткості. Фізико-механічні властивості поліетилену різко залежать від температури. При зміні температури змінюється ступінь кристалічності, густина та всі інші фізико-механічні показники. З підвищенням температури міцність поліетилену знижується. Водопоглинання поліетилену незначне і складає 0,03-0,04 % за 30 діб.

Отже, властивості поліетилену, його молекулярна маса та ступінь розгалуження макромолекул залежать від умов процесу полімеризації. З підвищенням тиску та температури швидкість реакції збільшується. За даних

температур, тиску та оптимальної концентрації ініціатора отримується поліетилен з молекулярною масою від 10 000 до 45 000.

Поліетилен одержують полімеризацією етилену.



Відомо три промислових способи одержання поліетилену.

1) Полімеризація під високим тиском (одержують ПЕ низької густини) відбувається при $P = 120\text{--}250$ МПа і $t = 250$ °С в присутності ініціатора.

2) Полімеризація при середньому тиску проходить при $P = 3,5 - 7,0$ МПа, $t = 130 - 170$ °С в середовищі розчинника.

3) Полімеризація під низьким тиском (одержують ПЕ високої густини) здійснюється при $P = 0,05 - 0,6$ МПа, $t = 50 - 80$ °С в присутності каталізатора.

Виходячи з параметрів процесів полімеризації і враховуючи те, що реагенти є горючими, всі способи виробництва поліетилену є пожежовибухонебезпечними. Найбільшу пожежну небезпеку становлять перший і третій способи виробництва ПЕ, бо проходять під високим тиском у присутності металоорганічних каталізаторів і ініціаторів.

Розглянемо сутність технологічного процесу виробництва поліетилену високого тиску.

Поліетилен високого тиску з низькою густиною ($0,92 - 0,93$ г/см³) одержують полімеризацією етилену безперервним методом при тиску $120\text{--}250$ МПа і температурі $220\text{--}250$ °С. Ініціаторами процесу є кисень та органічні пероксиди. Процес протікає по ланцюговому радикальному механізму.

До основних стадій виробництва ПЕ методом високого тиску відносяться:

1) змішування етилену з невеликою кількістю ініціатора (кисню), кількість якого залежить від умов реакції полімеризації. Кількість кисню, що використовується, повинна суворо контролюватися, тому що за більш високої концентрації кисню етилен розкладається з вибухом на вуглець, водень та метан;

2) стискання вихідної суміші у дві стадії;

3) полімеризація етилену в трубчастих реакторах. Для проведення процесів полімеризації використовують реактори періодичної та безперервної дії різної конструкції (колонного, змішувального, трубчастого типів), а також ємкісні реактори – автоклави (при безупинних процесах такі реактори сполучаються послідовно в батарею по 6-12 апаратів);

4) виділення полімеру;

5) гранулювання та розвантаження ПЕ.

Розглянемо більш детально технологічний процес виробництва поліетилену високого тиску (Рисунок 9.1 а,б).

Вихідна сировина – етилен, попередньо очищений від різних домішок, з газгольдеру (Рисунок 9.1 а) поступає під тиском $0,8 - 1,2$ МПа до змішувача 1, де змішується з ініціатором - киснем повітря з концентрацією $0,002 - 0,006$ % від вихідного етилену та етиленом низького тиску (НТ), що повертається з відділювача. Потім етилен стискається до 25 МПа в шестиступінчастому компресорі 2. Після кожного ступеня стиснення етилен охолоджується в холодильниках 3 та 5, відділяється від змазки в сепараторах 4, а потім надходить до змішувача 6, де змішується з поверненим етиленом НТ. Із змішувача високого тиску етилен

подається до двоступінчастого компресора 7, де стискається до 150 МПА. Після першого ступеня стиснення етилен охолоджується в холодильнику 9, очищається

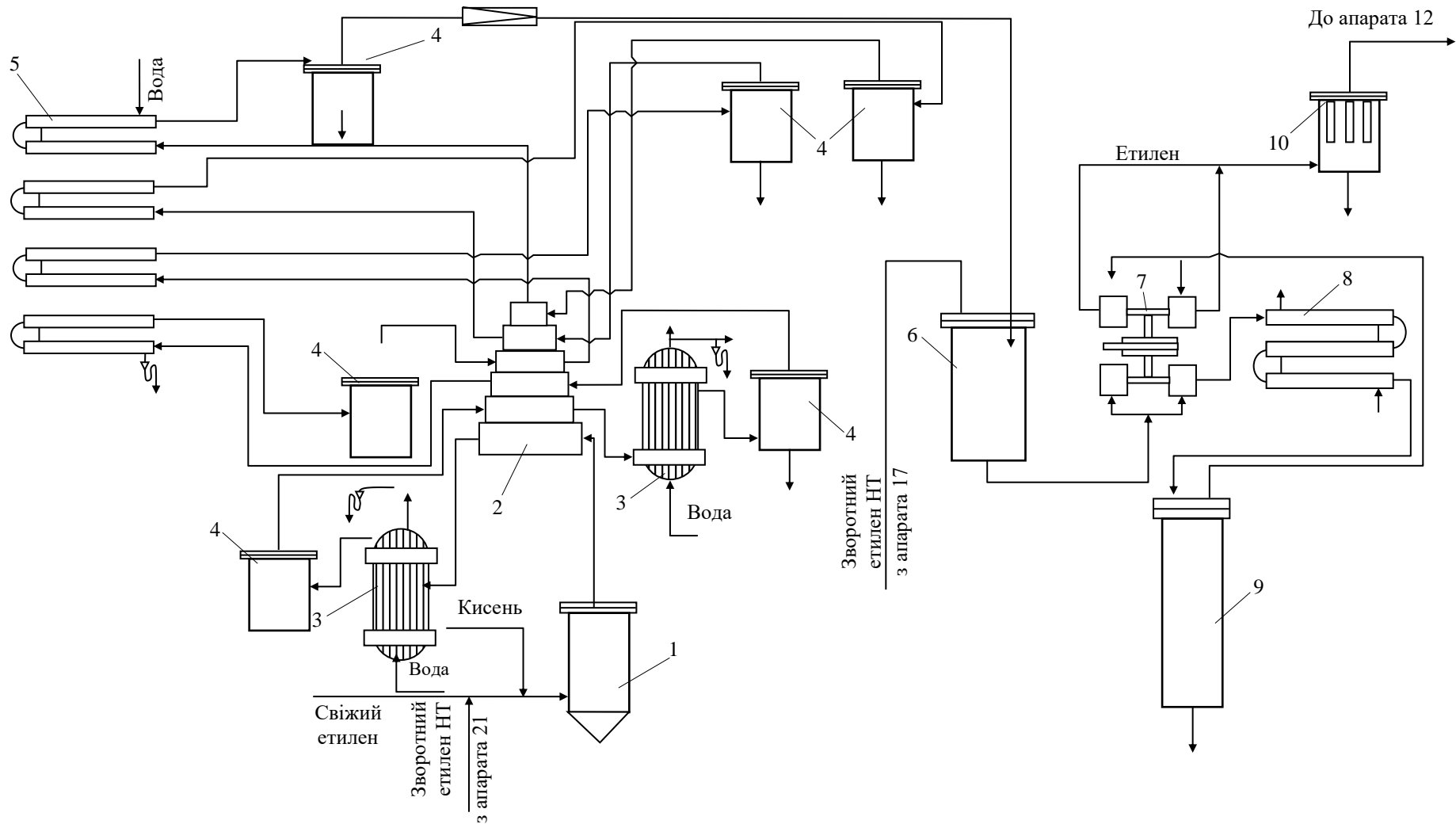


Рисунок 9.1а – Схема процесу виробництва поліетилену високого тиску (відділення змішування та стиснення газів):
 1- змішувач низького тиску; 2 - компресор першого каскаду; 3 – холодильники кожухотрубчасті; 4,8 – сепаратори; 5,9- холодильники типу «труба в трубі»; 6- змішувач високого тиску; 7 – компресор другого каскаду» 10 - фільтр

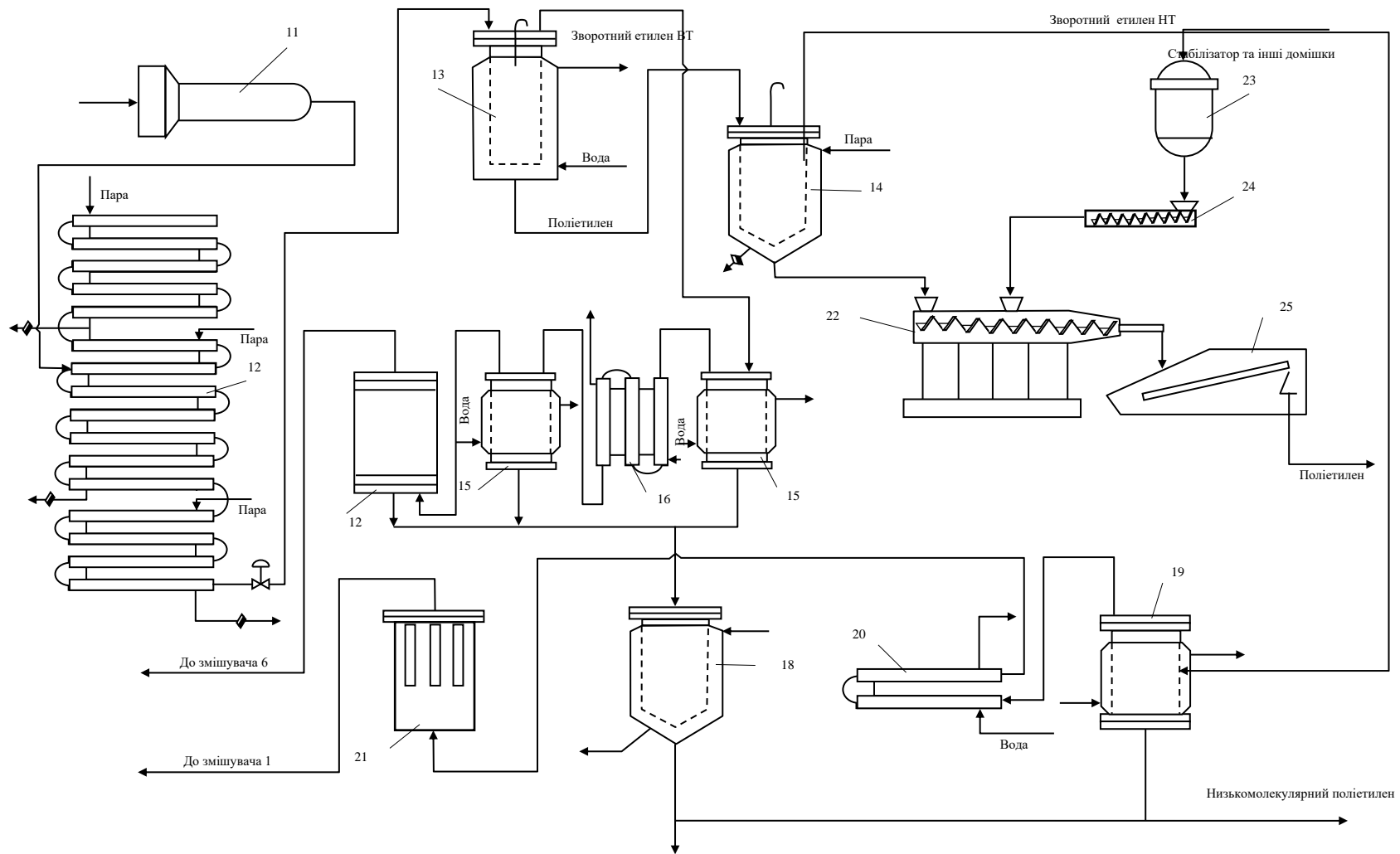


Рисунок 9.16 – Схема процесу виробництва поліетилену високого тиску (відділення полімеризації, грануляції та очистка зворотного етилену): 11-вогнеперешкоджувач; 12 - полімеризатор трубчастий або циліндричний з мішалкою; 13 – відділювач високого тиску; відділювач низького тиску; 15,19 – циклонні сепаратори; 16,20 – холодильники типу «труба в трубі»; 17,21 – фільтри; 18 – збірник низькомолекулярного поліетилену; 22- гранулятор; 23- збірник стабілізатора; 24 – дозуючий шнек; 25 – вібраційне сито

від змазки в сепараторі 8, а після другого ступеня стиснення при температурі близько 70 °С через фільтр 10 та вогнеперешкоджувач 11 надходить до трубчастого реактора 12 на полімеризацію.

Реактор поділений на дві зони:

- перша – зона нагрівання етилену від 70 ° до 180 °С;
- друга – зона додаткового нагрівання і полімеризації етилену. Для нагрівання етилену та відводу надлишкового тепла використовують перегріту воду з температурою близько 190°С для першої зони, близько 225°С для другої зони.

Полімеризацію етилену в реакторі проводять при наступному режимі:

- температура, °С – 240-250;
- тиск, МПа – 145-150;
- концентрація кисню, % - 0,005-0,008;
- ступінь конверсії, % - 8-10.

З реактора поліетилен разом з етиленом, що не вступив до реакції, через редукційний вентиль під тиском 25-27 МПа надходить до відділювача високого тиску 13, де за рахунок різниці густини етилену та поліетилену відбувається розподіл етилену та полімеру. Рідкий поліетилен через дроселюючий клапан по трубопроводу з підігрівом направляється до відділювача низького тиску 14 (P=0,15-0,6 МПа). Етилен з відділювача високого тиску надходить до системи очистки та охолодження (холодильник 16, циклонний сепаратор 15 та фільтр 17), а потім до змішувача високого тиску 6. Низькомолекулярний полімер, що накопичується в сепараторах 15 і фільтрі 17 та видаляється з апарата 13, періодично скидається до збірника 18. Етилен з відділювача низького тиску проходить через сепаратор 19, холодильник 20 та фільтр 21 і надходить до змішувача низького тиску 1. Розплав поліетилену з відділювача низького тиску при 180-190°С направляється через завантажувальний штуцер до гранулятора 22. Із збірника 23 дозуючим шнеком 24 до гранулятора безперервно подаються стабілізуюча суміш та інші добавки.

Поліетилен, змішаний із стабілізатором, видавлюється через фільтру гранулятора та ріжеться ножами, що обертаються, на гранули розміром 2-3,5 мм. Для швидкого охолодження, що попереджає злипання гранул, до гранулятора додається знесолена вода. Охолоджені до 60-70 °С гранули поліетилену виносяться водою на вібросито 25, куди, після видалення основної кількості вологи, подається тепле повітря для кінцевої сушки. Готовий поліетилен пакують в мішки.

Таким чином, технологічний процес виробництва поліетилену високого тиску є багатостадійним, з використанням складного апаратурного оформлення і проходить в жорстких умовах (високий тиск та підвищена температура) з обертанням великої кількості пожежовибухонебезпечних речовин, що разом обумовлює підвищений рівень небезпеки.

Пожежна небезпека виробництва поліетилену високого тиску

Пожежовибухонебезпека виробництва поліетилену високого тиску обумовлюється не тільки наявністю великої кількості пожежовибухонебезпечних речовин і матеріалів, але і, на відміну від інших виробництв, особливостями процесів, що впливають не тільки на їх безпеку, а й на властивості продукту. Так,

наприклад, велике значення у виробництві має ступінь чистоти вихідної сировини – етилену (концентрація етилену у вихідній сировині повинна бути не менше 99,90 – 99,99%), так як наявні домішки в ньому (ацетилен, бутадиєн–1,3, сірководень, діоксид вуглецю) можуть викликати побічні реакції або обривання ланцюга реакції полімеризації. У процесі полімеризації необхідно суворо контролювати справність системи охолодження хімічного реактора, бо реакція є екзотермічною, і навіть незначні порушення в системі відведення тепла із зони реакції можуть призвести до розкладання етилену, що може супроводжуватися вибухом. Про небезпеку даного виробництва свідчать приклади пожеж та вибухів, що мали місце.

Так, наприклад, у 1987 р. у м. Томську на відкритій установці виробництва ПЕ методом високого тиску внаслідок аварійного руйнування трубопроводу протягом 3 секунд в атмосферу було викинуто 450 кг етилену. У результаті вибуху газоповітряної суміші зруйновані будівлі та споруди на площі 3000 м². Еквівалент вибуху склав 650 кг тринітротолуолу.

Причиною вибуху стало зниження напруги в електромережі. При різкому підвищенні тиску (тиск у реакторі 180 МПа, температура 288 °С, реактор - трубчастого типу) відкрилися запобіжні клапани реакторного блоку. Під час подальшого розслідування було встановлено, що викидний трубопровід був забитий полімерами.

Розглянемо більш детально особливості пожежної небезпеки процесів стиснення етилену компресорами та його полімеризації в трубчастих реакторах, тому що ці технологічні стадії у виробництві поліетилену високого тиску є найбільш небезпечними.

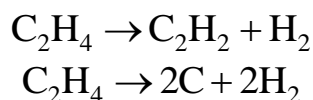
Пожежна небезпека процесу стиснення етилену компресорами

Пожежна небезпека технологічного процесу стиснення етилену в цеху компресії обумовлюється наявністю великої кількості горючих речовин – етилену, мастил, гліцерину. Розглянемо їх пожежовибухонебезпечні властивості.

Етилен – горючий, токсичний газ, температура самоспалахування 543 °С, концентраційні межі поширення полум'я: нижня 3 %; верхня 34 %. Етилен стійкий до температури 350–400 °С, але при вищій за цю температуру відбувається розкладання його за реакцією:



При більш високих температурах розкладання проходить з утворенням вуглецю і водню за реакціями:



Процес розкладання етилену супроводжується швидким зростанням тиску і температури, що є небезпечним.

Процес стиснення етилену супроводжується розігрівом газу та конструктивних елементів компресора за рахунок виділення значної кількості

тепла. Якщо надлишкове тепло не відводити вчасно, то це призведе до підвищення температури та тиску. Відомо, що за умов повної відсутності охолодження компресора температура газу після п'ятого ступеня стиснення може досягти 560°C, що значно перевищує температуру його самоспалахування (543°C). За таких умов газ на виході із технологічного обладнання може спалахнути.

Найбільшу небезпеку в компресорному цеху виробництва ПЕ становлять аварійні ситуації та пошкодження апаратів, причинами яких можуть бути:

- **перегрів газу при стисненні**. Дана ситуація може призвести до різкого підвищення тиску в апаратах, до вибухового розкладання етилену в циліндрах компресорів, заклинювання поршнів у циліндрах, до інтенсивного випаровування та розкладання масла і гліцерину (температура масла та гліцерину може досягати температури спалаху);

- **наявність в етилені домішок (ацетилену)**, що призводить до накопичення зрідженого ацетилену в циліндрах компресорів, який при підвищенні температури та тиску схильний до вибухового розкладання;

- **порушення нормального дозування кисню** в етилен, що може стати причиною утворення вибухонебезпечних сумішей у трубопроводах і компресорах (циліндрах). При високій концентрації кисню етилен розкладається з вибухом на вуглець, водень та метан. Так, при 200 МПа та 165 °C розкладання відбувається уже при 0,075 % кисню;

- **припинення подачі води на охолодження** в результаті сильного забруднення відкладеннями теплообмінної поверхні холодильників;

- **порушення герметичності апаратури і комунікацій**, що призводить до великих викидів газів у виробничі приміщення з наступним утворенням вибухонебезпечних сумішей. Вибухи етиленоповітряних сумішей мають велику руйнівну силу.

Так, наприклад, у 1982 р. у м. Едмонті (Канада) стався вибух етилену в приміщенні компресорної виробництва поліетилену. Вибух відбувся внаслідок викиду близько 2200-5000 кг етилену через розрив в арматурі приладу для вимірювання тиску, що був викликаний втомою металу.

У результаті вибуху повністю зруйнована виробнича будівля; уламки скла, що розлетілись під час вибуху, були знайдені в радіусі 7 км від епіцентру вибуху. Еквівалент вибуху склав приблизно 400-700 кг тринітротолуолу. Збитки – близько 22 млн. дол.

За нормальних умов експлуатації технологічного обладнання та дотримання технологічного режиму процесу стиснення етилену горюче середовище в апаратах не утворюється.

Найбільш небезпечними з точки зору утворення вибухонебезпечних концентрацій горючого газу з повітрям у робочій лінії і циліндрах компресорів є операції пуску компресорів після ремонту (якщо до внутрішнього об'єму компресора проникає повітря або інший окислювач).

У процесі роботи компресорів також можливі витіки газу із системи у виробничі приміщення з утворенням вибухонебезпечних газоповітряних сумішей. Під час аварій компресорів та трубопроводів приміщення цеху компресії досить швидко заповнюється газом, і за досить короткий відрізок часу може утворитися

вибухонебезпечна концентрація. Так, при розриві трубопроводу діаметром 100 мм з етиленом під тиском 30 МПа при 35 °С вибухонебезпечна концентрація в приміщенні об'ємом 12 000 м³ утворюється менше ніж за 1 секунду.

Також при аваріях і пожежах у цеху компресії може виникнути смолоскипове горіння етилену, що виходить з апаратів або трубопроводів під великим тиском, має високу температуру і може викликати розрив трубопроводів та апаратів.

До найбільш ймовірних *джерел запалювання*, що можуть виникнути в компресорному цеху, відносяться:

- розряди статичної електрики при аварійному виході газу з малих отворів під великим тиском;

- самоспалахування перегрітих газів при їх залповому викиді та змішуванні з повітрям;

- самозаймання масла та його відкладень;

- іскри електродвигунів;

- високонагріті поверхні;

- іскри при ударах та терті, проведенні ремонтних робіт;

- відкрите полум'я при проведенні вогневих ремонтних робіт.

Поширення пожежі в компресорному цеху буде відбуватися по газоповітряній хмарі, поверхні масла, що може розливатися при аваріях маслосистем, "масляному тумані", що утворюється внаслідок викиду масла під тиском, технологічних комунікаціях, трубопроводах, горючих будівельних конструкціях, уламках, що розлітаються при вибухах тощо.

Цех компресії виробництва поліетилену за вибухопожежною та пожежною небезпекою відноситься до категорії «А».

Пожежна небезпека процесу полімеризації етилену в трубчастих реакторах

Полімеризація етилену є пожежовибухонебезпечним процесом, що обумовлюється наступними обставинами:

1. В процесі полімеризації беруть участь горючі речовини та матеріали: етилен, ініціатори, толуол, поліетилен.

Кисень або органічні перекиси використовуються як ініціатори процесу.

Толуол використовується для очищення трубок реактора (полімерна маса поліетилену застигає на стінках реактора і трубопроводів і піддається розчиненню тільки в толуолі при нагріванні). Толуол – легкозаймиста рідина з температурою спалаху 5 °С, температурні межі поширення полум'я: нижня - 0°С; верхня - 30 °С, температура самоспалахування 550°С. Пари толуолу важчі за повітря і можуть накопичуватися внизу апаратів, приміщення.

Поліетилен – термопласт білого кольору, воскоподібний на дотик, густина 0,92-0,96 г/см³, при температурі близько 80-120°С стає м'яким. В повітрі ПЕ окисляється, за температури 20 °С і вище починає окислятися та розкладатися з виділенням оксиду вуглецю і етилену. Температура самоспалахування ПЕ - 420°С. Реакційна маса поліетилену на стадії полімеризації становить собою розплав.

Найбільшу пожежну небезпеку являє пил поліетилену, який з повітрям

утворює вибухонебезпечні суміші. Нижня концентраційна межа вибуху складає $12,6 \text{ г/м}^3$, температура самоспалахування – $800 \text{ }^\circ\text{C}$ (для завислого пилу). Пил ПЕ - сильний діелектрик, дає розряди статичної електрики. Пил ПЕ є небезпечним при його транспортуванні, зберіганні та переробці.

2. *Процес полімеризації здійснюється під великим тиском (120–150 МПа) з одночасним нагріванням газу в реакторах (полімеризаторах) до $250 \text{ }^\circ\text{C}$.*

3. *Полімеризація – екзотермічний процес (полімеризація тільки 1 % етилену призводить до підвищення температури газу майже на $20 \text{ }^\circ\text{C}$) з тепловим ефектом реакції $96,37 \text{ кДж/моль}$.*

4. *Полімеризація етилену супроводжується (при підвищеній температурі) утворенням та виділенням газоподібних продуктів (метану, ацетилену, водню), які з повітрям або іншим окисником утворюють вибухонебезпечні суміші.*

За нормальних умов експлуатації полімеризатора горюче середовище в ньому не утворюється.

Основна небезпека процесу полімеризації пов'язана з можливістю утворення горючої суміші при виході горючих речовин назовні в результаті пошкодження технологічного обладнання через підвищення тиску та вибухове розкладання етилену. Кількість етилену в сучасному промисловому агрегаті полімеризації з трубчастими реакторами складає близько 8000 кг , якому відповідає теплота згоряння $3,8 \cdot 10^4 \text{ кДж/кг}$.

Температура в зоні реакції може підвищитися при зниженні інтенсивності відводу тепла в результаті утворення на теплообмінній поверхні відкладень або збільшенні швидкості хімічної реакції.

9.3. Причини виникнення аварійних ситуацій, вибухів і пожеж та протипожежні заходи щодо їх попередження

Причинами пожеж і вибухів на установках полімеризації можуть бути:

- вибухове розкладання етилену при недостатньому відводі тепла;
- розкладання поліетилену з виділенням водню і вуглецю за підвищеної температури;
- підвищення тиску внаслідок подачі етилену із завищеною кількістю ініціатора - кисню (відбувається розкладання етилену на метан і вуглець);
- полімеризація етилену в апаратурі і трубопроводах, що не розраховані для проведення цієї реакції (за даних умов може різко зростати температура, яка призведе до розкладання етилену, а також до забивання апаратури продуктами полімеризації);
- забруднення теплообмінної поверхні реактора, що приводить до порушення теплообміну і росту температури (на внутрішніх стінках трубок реактора може відкладатися полімер, а також вуглець, що виділяється при розкладанні етилену у вигляді мілкодисперсної сажі);
- підвищення тиску внаслідок утворення у трубах змійовика пробок, які є результатом зниження швидкості руху реакційної суміші при зміні її в'язкості;
- несправність редуційного клапана (контроль за підвищенням тиску).

У якості джерел запалювання в технологічному процесі полімеризації етилену можуть бути: електростатичний заряд поліетиленового пилу та сажі; розжарені тверді частки під час викидів; самоспалахування перегрітих газів і твердих часток при викиді; температура реакції та температура розкладання етилену на метан і вуглець (1550°C); відкрите полум'я тощо.

Пожежа, що може виникнути на виробництві, швидко поширюється по газоповітряній хмарі, поверхні розплавленого поліетилену, дзеркалу розлитого толуолу, вентиляційних системах, технологічних, трубопроводах, комунікаціях; технологічному обладнанню, горючих речовинах та матеріалах.

Розглядаючи пожежну небезпеку технологічних процесів виробництва ПЕ, необхідно звернути увагу на процеси зберігання самої продукції – поліетилену. За тривалого зберігання поліетилену в бункерах з нього може виділятися етилен. Це створює загрозу загоряння як самого етилену, так і поліетилену. Загоряння може статися від розряду статичної електрики при заповненні або спорожненні бункерів (поліетилен - сильний діелектрик).

З практики експлуатації бункерів з поліетиленом відомі вибухи в дозаторах пневмотранспорту поліетилену. Також мали місце випадки загоряння поліетилену в змішувачах при наповненні їх поліетиленом без відповідного продування повітрям, а також вибухи в системі піддування повітря в аналізаторні бункери. В даних випадках від розряду статичної електрики спалахує та вибухає етилен, який виділяється з ПЕ, а потім починає горіти сам полімер.

В процесі згоряння поліетилену виділяється велика кількість тепла – 11000 ккал/кг, що у 2 рази більше, ніж для деревини.

Тому пожежа, що виникає при зберіганні або транспортуванні поліетилену, буде супроводжуватися не тільки високою температурою, але і можливим розтіканням розплавленого поліетилену, поверхня якого буде сприяти швидкому поширенню вогню по виробничих приміщеннях.

Таким чином, виробництво поліетилену методом високого тиску є пожежовибухонебезпечним процесом, тому що пов'язане з обертанням великої кількості горючого газу і легкозаймистих та горючих рідин, а також особливостями здійснення технологічних процесів даного виробництва.

Пожежна небезпека виробництва поліетилену високого тиску

Враховуючи те, що виробництво поліетилену вважається одним з найбільш поширених у хімічній галузі і має великі обсяги, не менш важливим залишається питання забезпечення його пожежовибухобезпеки.

Вище було визначено, що найбільш небезпечними технологічними стадіями виробництва поліетилену є стиснення етилену до високого тиску в компресорах та його полімеризація в реакторах трубчастого типу. Розглянемо заходи запобігання пожеж та вибухів при здійсненні даних технологічних процесів.

1. Пожежна безпека процесу стиснення етилену

Пожежна небезпека компресорів залежить перш за все від властивостей газів, що стискаються. У процесі стиснення горючих газів небезпечні концентрації усередині компресора можуть виникати в тому випадку, якщо до його внутрішнього об'єму проникає повітря або інший окисник. Це може статися, коли утворюються нещільності на лінії всмоктування і тиск падає нижче атмосферного. Тому в цьому випадку необхідно передбачати наступні заходи:

контролювати герметичність ліній всмоктування; підтримувати напір газу в лініях всмоктування, підтримувати підпір газу на всмоктувальних лініях компресорів, контролювати та регулювати склад газу, що стискається з домішками окисника.

Основними заходами, що гарантують пожежну безпеку експлуатації компресора є комплекс заходів, що попереджають утворення вибухонебезпечних концентрацій, контролюють герметичність робочих порожнин компресора та трубо.

Можливі джерела запалювання процесу полімеризації етилену

1. Електростатичний заряд поліетиленового пилу і сажі;
2. Гарячі поверхні викинутих твердих часток, іскри.
3. Самозапалювання гарячих газів і твердих часток.
4. Температура реакції і температура розкладання етилену на метан і вуглець (1550 С).
5. Палаючі смолоскипи, відкритий вогонь, печі пиролиза й ін.

Шляхи поширення пожежі

1. По газоповітряній хмарі.
2. По поверхні розплавленого поліетилену.
3. По дзеркалу толуолу, що розлився.
4. По вентиляційних системах
5. По технологічних трубопроводах, устаткуванню, скупченню матеріалів, проводів, що захищають апарати від вибуху тощо.

Запобігання ***утворенню горючого середовища*** в цехах компресії досягається наступними протипожежними заходами:

1. Для запобігання перегріву газу компресори обладнують диференціальними реле тиску на лініях охолодження. Під час припинення подачі води компресор зупиняється, подається автоматично звукова чи світлова сигналізація.

2. Постійний контроль температури етилену перед входом і на виході з холодильника кожного ступеня стиснення. Замір температури газу в нагнітальному трубопроводі. Температура в циліндрах не повинна перевищувати 140-160 °С. Температура на всмоктувальному трубопроводі повинна бути не більшою за 35 °С.

3. Контроль дозування кисню в етилені за допомогою рідинних ареометрів, що встановлюються на лінії подачі повітря до етилену.

4. На випадок зупинки компресора в системі подачі повітря встановлюють соленоїдні електромагнітні клапани, що забезпечують автоматичне відключення повітряної лінії.

5. Контроль за ступенем чистоти етилену. Ацетилену в газі не повинно бути більше ніж 0,001–0,03 %. Для очищення газу використовують низькотемпературну ректифікацію.

6. Перед пуском циліндри компресора та робочі лінії необхідно продувати негорючим газом до повного видалення повітря, а потім чистим етиленом.

7. Лінії подачі етилену до компресора необхідно захищати автоматичними переривниками потоку, що спрацьовують під час різкого збільшення швидкості руху газу, або встановлювати швидкодіючі засувки з електричним чи електромагнітним приводом, які спрацьовують від газоаналізаторів.

8. Автоматичний контроль тиску газу на кожному ступені стиснення за

допомогою електроконтактних манометрів.

9. Влаштування запобіжних клапанів, що спрацьовують при досягненні максимально припустимого тиску.

10. Контроль за герметичністю технологічного обладнання. Замість звичайного сальникового ущільнення в компресорах високого тиску використовувати гідравлічне ущільнення.

11. Контроль тиску на лініях подачі гліцерину до компресора за допомогою манометрів. Наявність електроблокування для забезпечення зупинки компресора при зниженні тиску в системі гліцеринового ущільнення.

12. Контроль за станом фланцевих з'єднань і сальників.

13. Для запобігання вибухів на відділювачах мастил встановлюють запобіжні клапани, що забезпечують випускання газу в атмосферу при підвищенні тиску.

14. Контроль за витоками газу до приміщення за допомогою стаціонарних газоаналізаторів. Візуально помітити витоки етилену неможливо, тому необхідно встановлювати стаціонарні газоаналізатори типу СГГ-2 або СВК -3, датчики яких розташовуються поблизу компресорів та магістралей. При досягненні концентрації газу в приміщенні вище 20 % величини нижньої концентраційної межі поширення полум'я газоаналізатор подає звуковий та світловий сигнали, включає аварійну вентиляцію, зупиняє роботу компресорів та перекриває газові лінії за допомогою швидкодіючих засувок з електричним або електромагнітним приводом.

До запобіжних заходів появи джерел запалювання в цеху компресії слід відносити такі:

- автоматичний контроль температури підшипників і сальників компресорів та двигунів;
- застосування іскробезпечних електродвигунів для привода компресорів;
- застосування іскробезпечного інструмента.
- забезпечення регулярного спускання масла з масловідділювачів;
- контроль за температурою газу і води в холодильниках (не вище 30-35⁰С);
- зупинка компресора при припиненні подачі води на охолодження;
- переведення компресорів на сухий режим тертя або тертя з обмеженим змащенням.

З метою запобігання поширення пожежі в цеху компресії необхідно:

- контролювати систему охолодження апаратів і трубопроводів. Загорання газу після виходу з компресорів ліквідують водяними струменями та азотом;
- компресори другого каскаду розташовують у кабінах, розділених залізобетонними стінами, що мають самостійний вихід назовні;
- буферні ємності для газу, масловідділювачі розміщують в окремих кабінах;
- влаштування перешкод на шляхах можливого розливу масла;
- захист повітроводів систем вентиляції автоматичними клапанами;
- забезпечення кабельних тунелів примусовою вентиляцією з постійним контролем газоповітряного середовища в них.

За пожежною та вибухопожежною небезпекою цех компресії відноситься до категорії А. Компресори високого тиску, гвинтові насоси системи гідроприводу компресорів, буферні ємності для газу, відділювачі мастил повинні

розташовуватися в кабінах, відокремлених залізобетонними стінами, з самостійними виходами назовні. Виробничі приміщення та окремі кабіни обладнують припливно-витяжною вентиляцією. Електрообладнання цеху повинно бути вибухозахищеним.

2. Пожежна безпека процесу полімеризації етилену в трубчастих реакторах

Аварії під час полімеризації, поліконденсації пов'язані в основному з розгерметизацією систем, викидом горючих речовин в атмосферу, розвитком некерованих екзотермічних реакцій та утворенням нестабільних побічних продуктів. Із статистики аварій, пожеж та загорянь у ході цих процесів видно, що оцінка вибухонебезпеки процесів полімеризації повинна оцінюватися на кількості речовин в системі, їх енергетичному стані, параметрах процесу та теплових ефектах реакцій. При цьому слід відзначити, що екзотермічність є характерним показником вибухонебезпеки не тільки для процесів полімеризації, але і для інших хіміко-технологічних процесів, бо високий тепловий ефект реакцій у багатьох випадках є першочерговою причиною великих аварій.

При розробці заходів вибухо- та пожежного захисту реакційних процесів з високою екзотермічністю особливу увагу необхідно приділяти можливості зниження швидкості хімічних реакцій охолодженням, припиненням подачі технологічних матеріальних потоків і, в крайньому випадку, аварійним спорожненням апаратів.

Для запобігання утворенню горючого середовища процеси полімеризації дуже часто проводяться під захистом азоту, застосування якого може бути обумовлено наступними причинами:

- одержання полімерів, що мають низьку термостабільність за наявності кисню при високих температурах полімеризації (наприклад, блочна полімеризація стиролу, поліконденсація капролактаму тощо);
- застосуванням металоорганічних каталізаторів, що самоспалахують при контакті з киснем;
- якщо кисень діє, як інгібітор процесу полімеризації (наприклад, при полімеризації вінілу).

Застосування азоту в значній мірі знижує пожежну небезпеку процесів, виключає утворення небезпечних концентрацій в об'ємі реактора.

У зв'язку з тим, що процес полімеризації етилену є екзотермічним процесом, тобто протікає із значним тепловим ефектом, для забезпечення оптимальних температурних умов реактори полімеризації охолоджуються. Охолодження може здійснюватися різними способами, наприклад, циркуляцією не перетвореної сировини (мономера) або шляхом дозування мономера, а також відводом тепла через теплообмінну поверхню.

При полімеризації етилену в реакторі в кінці процесу утворюється розплав полімеру з великою в'язкістю, що утрудняє теплообмін в реакторі завдяки зменшенню коефіцієнта теплопередачі. Крім цього, реакційне середовище в реакторі має малу теплопровідність. Це призводить до перегріву реакційної маси, підвищення тиску, порушення герметичності та пошкодження. В деяких випадках перегрів реакційної маси може призвести до вибуху. Часто такі випадки були наслідком вибухового розкладання етилену під час полімеризації його методом високого тиску.

Для запобігання перегрівів в ході полімеризації необхідно перш за все мати вірні розрахунки системи відведення тепла. Для реакторів, у яких протікають процеси полімеризації із значним тепловим ефектом, необхідно передбачати автоматичну подачу холодоагенту. Процес полімеризації, де теплообмін проходить важко, проводять з невеликою швидкістю протягом значного часу, де швидкості реакції приймаються невеликими. Так, наприклад, полімеризація стиролу блочним способом у реакторі колонного типу висотою 8 м триває 30-40 годин, температура реакційного об'єму збільшується від 100 °С (у верхньому шарі) до 200 °С (у нижній секції).

Системи охолодження ректорів у таких випадках розділяються на секції, що дозволяє виконувати програму необхідних температур.

Полімерні молекули, що ростуть в процесі полімеризації, залишаються тривалий час в ректорі, прилипають до його стінок, і, таким чином, утворюють плівку на стінках реактора. Ця плівка має малу теплопровідність, порушує нормальний теплообмін. Для цього під час роботи реакторів необхідно періодично знімати цю плівку. Застосовують декілька способів: механічний, розчинення, розплавлення. Апарати ємкісного типу очищають механічним шляхом вручну або безпосередньо при перемішуванні реакційної маси. Для цього застосовують мішалки спеціальної конструкції. Лапи такої мішалки майже торкаються стінок, через які проходить перенос тепла від реакційного середовища, очищаючи при цьому їх поверхню. Операції по очистці апаратів становлять велику небезпеку. При розплавленні плівки полімеру підвищення температур призводить до частково розкладання полімеру та утворення тисків, на які реактор не розрахований.

Не допускається очистка реактора та пов'язаних з ним трубопроводів шляхом випалювання. Необхідно контролювати за станом теплообмінної поверхні, своєчасно очищати її від відкладень полімерів.

Таким чином, визначимо основні запобіжні заходи проти утворення горючого середовища в реакторному відділенні виробництва поліетилену.

1.Обов'язкове відведення тепла із зони реакторів. Температура в реакторах підтримується автоматично (датчики – термометри опору).

2.Необхідність очищення трубок реактора від відкладень толуолом.

3.Не допускати витоку толуолу та його парів у виробничі приміщення.

4.Після очищення толуолом реактор продувають азотом, потім чистим етиленом.

5.Автоматичне дозування кисню, постійний контроль за вмістом кисню в робочому газі. Контроль за концентрацією ацетилену у вихідній сировині (не більше 0,001 %).

6.Автоматичне і ручне скидання газів через свічку для запобігання підвищенню тиску.

7.Контроль за концентрацією газу за допомогою стаціонарних газоаналізаторів.

8.Для запобігання тиску в ректорах технологічні лінії після реактора промивають, очищають від відкладень.

9.Захист обладнання корозійностійкими матеріалами.

10. Захист запобіжних клапанів та вентилів ручного скидання (обробка інгібіторами).

Специфічними джерелами запалювання в ході експлуатації полімеризаторів можуть бути схильні до самозаймання термополімери, що відкладаються на стінках апаратів та трубопроводів при полімеризації деяких мономерів (наприклад, бутадієну, ізопрену). Щоб запобігти цьому явищу, необхідно періодично очищати реактори та трубопроводи від відкладень термополімерів.

До основних протипожежних заходів, що виключають виникнення джерел запалювання, відносяться:

- дотримання температурного режиму полімеризації;
- застосування іскробезпечного інструмента;
- захист обладнання від статичної електрики заземленням (мономери є хорошими діелектриками);
- контроль за справністю електроустаткування та інші.

Запобігання поширенню пожежі у разі її виникнення в реакторному відділенні необхідно передбачати наступними заходами:

- дотримуватись вимог до ізольованого розташування кожного реактора (наприклад, в окремих кабінах): кабіни розділяють залізобетонними стінами; дверні прорізи захищають негорючими броньованими дверима;
- влаштування на лініях подачі етилену (між компресорною та реакторним відділенням) вогнеперешкоджувачів з металокерамічною насадкою;
- для попередження руйнування реактора під час вибуху передбачають вибуховий захист з використанням відривних мембран.

Реактори з горючими рідинами повинні мати аварійний злив. Майданчики реакторів, а також монтажні отвори в цехах обладнують бортиками. Приготування розчинів пожежонебезпечних ініціаторів або каталізаторів проводиться в спеціальних відділеннях (приміщеннях).

Для гасіння пожеж у кабінах використовують азот і порошкові вогнегасники, доцільно також використовувати автоматичні стаціонарні установки для гасіння порошково-азотною сумішшю.

Таким чином, комплекс протипожежних заходів, направлених на запобігання утворенню горючого середовища, виникненню в ньому джерел запалювання та попередження поширення пожежі у разі її виникнення на найбільш небезпечних стадіях виробництва поліетилену дозволяє підвищити рівень пожежовибухобезпеки виробництва в цілому.

Висновок: Таким чином, виробництво поліетилену методом високого тиску є пожежовибухонебезпечним процесом, тому що зв'язано з обертанням великої кількості горючого газу і ЛЗР, а також застосуванням високих температур та тиску. Тому, розробка комплексу протипожежних заходів має важливе значення в забезпеченні пожежної безпеки важливого і поширеного виробництва полімерних матеріалів.

Питання для самоконтролю

1. Пластмаси та способи їх одержання.
2. Сутність технологічного процесу виробництва поліетилену високого тиску.
3. Назвати особливості технологічного процесу полімеризації етилену, що впливають на його безпеку.
4. Основні технологічні параметри операцій стиснення та полімеризації

етилену.

5. Причини вибухів у компресорах та полімеризаторах.

6. Пожежна небезпека виробництва ПЕ високого тиску.

7. Назвати основні параметри контролю за безпекою процесу стиснення етилену.

8. Запобігання утворенню горючого середовища в цехах компресії виробництва ПЕ.

9. За яких умов проводять процес полімеризації в середовищі азоту?

10. Вимоги до запобігання утворенню горючого середовища в реакторному відділенні виробництва ПЕ.

11. Запобігання виникненню джерел запалювання на виробництві ПЕ.

12. Запобігання поширенню пожежі на виробництві поліетилену високого тиску.

Рекомендована література

1. НПАОП 0.00-1.41-88. Загальні правила вибухобезпеки для вибухопожежонебезпечних хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництв.

2. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні.

3. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки : Навч. посібник / О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса та ін. – Х. : НУЦЗУ, 2010 . – 249 с.