

**МІНІСТЕРСТВО УКРАЇНИ З ПИТАНЬ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ
ТА У СПРАВАХ ЗАХИСТУ НАСЕЛЕННЯ
ВІД НАСЛІДКІВ ЧОРНОБИЛЬСЬКОЇ КАТАСТРОФИ**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ЦИВІЛЬНОГО ЗАХИСТУ УКРАЇНИ

О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса, П.А. Білим, О.О.Тесленко

ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ОБ'ЄКТІВ ПІДВИЩЕНОЇ НЕБЕЗПЕКИ

Навчальний посібник

Харків 2010

**МІНІСТЕРСТВО УКРАЇНИ З ПИТАНЬ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ
ТА У СПРАВАХ ЗАХИСТУ НАСЕЛЕННЯ
ВІД НАСЛІДКІВ ЧОРНОБИЛЬСЬКОЇ КАТАСТРОФИ**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ЦИВІЛЬНОГО ЗАХИСТУ УКРАЇНИ

О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса, П.А. Білим, О.О.Тесленко

ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ОБ'ЄКТІВ ПІДВИЩЕНОЇ НЕБЕЗПЕКИ

Навчальний посібник

Харків 2010

УДК 331.436 (083.13)
ББК 24.54я73
П 69

Рекомендовано Міністерством освіти і науки України

(Лист МОН України від 21.05.2004 № 14/18.2-1052)

Рецензенти: В.І. Осіпенко, доктор технічних наук, професор, професор кафедри інженерного захисту населення і територій Академії пожежної безпеки ім. Героїв Чорнобиля МНС України;
О.В. Бикова, кандидат педагогічних наук, доцент, перший заступник начальника Інституту державного управління у сфері цивільного захисту Університету цивільного захисту України з навчальної та методичної роботи;
В.Є. Ведь, доктор технічних наук, професор, виконуючий обов'язки завідувача кафедри «Інтегровані технології, процеси і апарати» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»

О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса, П.А. Білим, О.О.Тесленко
Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки: Навчальний посібник. – Х.: УЦЗУ, 2010. - 343 с.
ISBN 978-966-303-178-1

В посібнику розкриваються питання пожежовибухобезпеки об'єктів нафтогазовидобувної, нафтогазопереробної, хімічної та енергетичної галузей, пожежі та вибухи на яких досягають іноді масштабів катастроф. З метою оцінки рівня пожежовибухонебезпеки цих об'єктів викладені основи технології даних виробництва. На підставі аналізу причин аварій і аварійних ситуацій на цих об'єктах визначені вимоги до попередження пожеж і вибухів на техногенно-небезпечних об'єктах. Навчальний посібник розрахований для підготовки фахівців за напрямом “Пожежна безпека”, а також буде корисним при підготовці фахівців цивільного захисту і техногенної безпеки.

УДК 331.436 (083.13)
ББК 24.54я73

ISBN 978-966-303-178-1

© Михайлюк О.П., Олійник В.В., Кріса І.Я., Білим П.А., Тесленко О.О., 2010
© НУЦЗУ, 2010

З М І С Т

ВСТУП	6
Частина 1. Пожежна безпека нафтогазовидобувних комплексів	8
Розділ 1. Пожежна безпека процесів буріння нафтогазових свердловин	10
1.1. Сутність технологічних процесів буріння нафтогазових свердловин	12
1.2. Пожежна небезпека процесів буріння нафтогазових свердловин	29
1.3. Пожежна профілактика буріння нафтогазових свердловин.	37
Контрольні питання	40
Розділ 2.	41
Пожежна безпека експлуатації нафтогазових свердловин	
2.1. Способи експлуатації нафтогазових свердловин	42
2.2. Пожежна небезпека експлуатації нафтогазових свердловин	49
2.3. Пожежна профілактика експлуатації нафтогазових свердловин	54
Розділ 3. Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки нафтогазовидобувних комплексів	57
Контрольні питання	58
Частина 2. Пожежна безпека нафтопереробних підприємств	59
Розділ 1. Переробка нафти та нафтопродуктів	62
1.1. Нафта та нафтопродукти	64
1.2. Схема нафтопереробного заводу	67
Контрольні питання	72
Розділ 2. Пожежна безпека процесів підготовки нафти до переробки	73
2.1. Сутність технологічних процесів підготовки нафти до переробки	74
2.2. Пожежна небезпека електрознесолюючих установок	80
2.3. Протипожежний захист установок підготовки нафти до переробки	83
Контрольні питання	85
Розділ 3. Пожежна безпека технологічних установок первинної перегонки нафти	86
3.1. Процеси первинної перегонки нафти	86
3.2. Пожежна небезпека установок первинної перегонки нафти	102
3.3. Заходи пожежної профілактики на установках первинної перегонки нафти	116
Контрольні питання	130
Розділ 4. Пожежна безпека установок глибокої переробки нафти	131
4.1. Сутність технологічних процесів глибокої переробки нафти та нафтопродуктів	132
4.2. Пожежна небезпека і протипожежний захист установок термічного та каталітичного крекінгу	145

Розділ 5. Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки нафто-переробних підприємств	153
Контрольні питання	153
ЧАСТИНА 3. Пожежна безпека хімічних виробництв	154
Розділ 1. Хімічно-небезпечні об'єкти. Основні поняття та визначення	160
1.1. Основні поняття та визначення	161
1.2. Класифікація небезпечних хімічних речовин	163
1.3. Хімічно небезпечні об'єкти	166
1.4. Причини техногенних аварій на хімічних об'єктах	168
Контрольні питання	170
Розділ 2. Пожежовибухобезпека виробництва ацетилену	171
2.1. Сутність технологічних процесів виробництва ацетилену	171
2.2. Пожежна безпека виробництва ацетилену	180
2.3. Пожежна профілактика виробництва ацетилену	184
Контрольні питання	193
Розділ 3. Пожежна безпека виробництва хімічних волокон	194
3.1. Особливості технології виробництва віскозного волокна	198
3.2. Пожежна безпека виробництва віскози	205
3.3. Пожежна профілактика виробництва віскози	212
Контрольні питання	218
Розділ 4. Пожежна безпека виробництва пластмас	219
4.1. Виробництво поліетилену високого тиску	220
4.2. Пожежна безпека виробництва поліетилену високого тиску	227
4.3. Пожежна безпека виробництва поліетилену високого тиску	234
Контрольні питання	242
Розділ 5. Особливості пожежовибухонебезпеки коксохімічних підприємств	244
5.1. Основи технології коксохімічного виробництва	246
5.2. Пожежна безпека коксохімічних заводів	255
Розділ 6. Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки хімічних виробництв	261
Контрольні питання	261
ЧАСТИНА 4. Пожежна безпека ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ	263
Розділ 1. Джерела електричної енергії	265
Контрольні питання	274
Розділ 2. Пожежна безпека теплових електростанцій	275
2.1. Виробництво електричної енергії на ТЕС	275
2.2. Пожежна безпека теплових електростанцій	281
2.3. Пожежна профілактика на теплових електростанціях	291
Контрольні питання	293
Розділ 3. Пожежна безпека атомних електростанцій	294

3.1. Загальна характеристика атомних електростанцій України	295
3.2. Фізико-технічні принципи роботи атомної електростанції	297
3.3. Типи та принцип роботи ядерних реакторів	301
3.4. Системи управління та захисту ядерного реактора	310
3.5. Аналіз аварій та аварійних ситуацій на атомних електростанціях	315
3.6. Пожежна небезпека атомних електростанцій	328
3.7. Протипожежний захист атомних електростанцій	336
Розділ 4. Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки об'єктів енергетики	340
Контрольні питання	340
Список літератури	342

ВСТУП

Однією з актуальних проблем сучасності є попередження надзвичайних ситуацій (НС) природного та техногенного характеру, які можуть супроводжуватися багаточисельними людськими жертвами, великими матеріальними втратами та порушеннями умов життєдіяльності. Вмілі дії по рятуванню людей, наданню їм необхідної допомоги та проведенню аварійно-рятувальних робіт в осередках ураження при НС дозволяє скоротити число загиблих, зберегти здоров'я потерпілим, зменшити матеріальні втрати [1].

До надзвичайних ситуацій техногенного характеру відносяться ситуації, що пов'язані із пожежами та вибухами на промислових об'єктах.

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 транспортуванням продуктів нафтогазодобування, нафтогазопереробки, а також сировини, проміжних і кінцевих продуктів хімічних виробництв;
- об'єктів енергетики.

Внаслідок експлуатації таких об'єктів виникають умови виникнення пожеж та вибухів, що досягають іноді масштабів катастроф.

В цих умовах важливою задачею є підвищення пожежної безпеки об'єктів підвищеної небезпеки, невід'ємною часткою якої є пожежна профілактика на промислових та сільськогосподарських об'єктах, а також підготовка висококваліфікованих фахівців пожежної безпеки, здатних виконувати цю складну роботу.

Даний навчальний посібник відповідає навчальній програмі курсу „Пожежна безпека промислових та сільськогосподарських виробництв” для підготовки фахівця освітньо-кваліфікаційного рівня ”спеціаліст” з напрямку 0928 ”Пожежна безпека” і відображає зміст професії фахівця пожежної безпеки на основі системного підходу до оцінки вибухопожежонебезпечності технологічних процесів і апаратів небезпечних виробництв та засвоєння принципів забезпечення їх пожежної безпеки.

Зміст навчального посібника містить 4 частини, в яких розглядається пожежовибухобезпека об'єктів підвищеної небезпеки нафтогазодобувної, нафтогазопереробної, хімічної та енергетичної галузей України.

ЧАСТИНА 1. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ КОМПЛЕКСІВ

Сьогодні нафтогазова галузь України починає свій розвиток, нарощує потенціал і в той же час вимагає все більшої уваги до забезпечення пожежо-вибухобезпеки процесів нафтогазовидобування.

Жодна галузь промисловості та сільського господарства не може обійтися без застосування вуглеводневих палив - основних енергоносіїв, що одержують шляхом переробки нафти і газу. З нафти та газу виробляється більше двох тисяч речовин, які застосовуються для виготовлення штучних волокон, синтетичних каучуків, технічних жирів, парфумерії, пластичних мас тощо.

Україна небагата на нафту. Можна виділити всього лише три райони: Прикарпатський (запаси нафти розвідані на глибині 5-6 тис. м., Дніпровсько-Донецький та Причорноморський).

Сьогодні перше місце з видобутку нафти належить Лівобережній частині України: Гнідинцівське та Прилуцьке родовища Чернігівської області; Охтирське та Казанське родовища Сумської області; Сагайдацьке, Зачеплівське та Радченківське родовища Полтавської області. Тут добувають більше половини нафти в Україні. На другому місці - Прикарпатське родовище, що є найстарішим (тут нафту добувають з другої половини 19 століття).

Причорноморський район охоплює Причорноморську впадину, Керченську затоку, північно-західну частину акваторії Чорного та Азовського морів. Тут останнім часом до пошуків нафти залучились морські геологи, що вивчають шельфи Азовського та Чорного морів. Цей район перспективний для нафтовидобутку; приблизні запаси – до 4-5 млрд. тонн нафти. На сьогодні добувається 200 тис. тонн нафти з родовищ «Штормове» та «Дельфін» за участю Британсько-Голандської компанії «Shell».

Що ж стосується природного газу, то за даними Геологічної служби США, оцінка світових запасів природного газу така: Росія – 43 млрд. т нафтового еквівалента (н.е.); Іран – 19,8 н.е.; Саудівська Аравія – 4,8; США – 4,25; Норвегія – 2,2; Канада – 1,75; Китай – 1,0; Великобританія – 0,65; Індія – 0,55 н.е. Щодо запасів нафти з газоконденсатом Україна займає третє місце в Європі (без Росії), поступаючись тільки Великобританії та Норвегії, але рівень річного видобутку значно нижчий, ніж у багатьох інших країнах. Причини цього:

- родовища вичерпані чи перебувають на завершальній стадії розробки;
- невисокий коефіцієнт вилучення (нафтовіддачі, газовіддачі);
- морально та фізично застарілий фонд експлуатаційних установок;
- великі глибини залягання нафтогазоносних пластів;
- низький дебіт видобувних свердловин (у 1999 р. середньорічний дебіт однієї нафтової свердловини в Україні складав всього 1,14 тис. т, що на один-два порядки нижче, ніж в основних нафтовидобувних країнах Європи і нижче середньосвітового показника більш, ніж у три рази).

На початку ХХІ ст. зріс світовий видобуток нафти та природного газу, який у 2005 р. відповідно склав 3,5 млрд. т та 3,1 трлн. м. куб. Пік видобутку нафти та природного газу прогнозується відповідно на 2010 і 2020 рр.

В Україні на початку ХХІ ст. розвідано 289 родовищ вуглеводнів, з яких 26 великих, 32 середні і 231 дрібне. Основна кількість (178 родовищ) розташована в Східному регіоні. У Західному і Південному регіонах розвідано відповідно 84 і 27 родовищ. Серед них природний газ складає близько 1,1 млрд. т, нафта і конденсат - 300 млн. т.

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 80 метрів і вище. У вогні згорають тисячі кубометрів найціннішої сировини. На рис. 1.1 показаний вогневий газовий фонтан, що палав протягом місяця на одній із газових свердловин Кримського району. Причиною пожежі стало порушення правил пожежної безпеки при виконанні ремонтних робіт. Для запобігання поширення пожежі на промислі всі 22 свердловини залили цементом.





Рис. 1.1 — Палаючий газовий фонтан

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

РОЗДІЛ 1. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПРОЦЕСІВ БУРІННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Нафта - рідка горюча корисна копалина, за хімічним складом це суміш різних вуглеводнів з домішками інших органічних речовин. Горючі породи органічного походження називають каустобіолітами (від грецького “каусто” – горіти, “біос”- життя, “літос” – каміння). Знаходиться нафта в земній корі під тиском 10-15 МПа і більше при температурі 100-200°C і вище.

Існує декілька теорій походження нафти. Дуже імовірно, що нафта утворилася із 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 теплота внутрішніх прошарків Землі. Дані прошарки перетворювалися таким чином у суміші вуглеводнів: рідка нафта накопичувалася у вигляді нафтоносних прошарків над непроникиними для неї гірськими породами. При цьому найчастіше нафтовий прошарок, що сполучається із прошарком газу, який виділяється при реакціях розкладання, залягає в опуклих (антиклініях) чи увігнутих (синклініях) прошарках.

Промисловий видобуток нафти почали більш ста років тому. За статистичними даними світовий видобуток нафти в 1857 році склав 320 м³. Ця нафта була в основному добута в Румунії. У Росії перше буріння нафтових свердловин було проведено в 1848 році російським нафтовиком Семеновим на березі Каспійського моря. Процес буріння свердловин в той час полягав у звичайному довбанні породи на невелику глибину. Сьогодні ж поряд з іншими способами широко використовується глибоке буріння свердловин. Понадглибокими свердловинами вважають свердловини глибиною більше 5000 м. Одна з найглибших свердловин була пробурена в 1989 році у морі (США, штат Міссісіпі) глибиною 7178 м. Найглибшою ж свердловиною на суші є свердловина глибиною 7871 м (штат Оклахома).

Основний напрямок удосконалення процесу буріння свердловин на нафту та газ в СРСР - створення конструкцій турбобурів, що забезпечували б збільшення проходки свердловини на рейс долота. В 1970 році створено безредуктивні турбобури, що дозволили здійснити оптимізацію режимів буріння шарошечними долотами в діапазоні найбільш ефективних оборотів (від 150 до 400 об/хв.). Створюються турбобури з високою частотою обертання (800-1000 об/хв.) для буріння алмазними долотами, що забезпечують при глибокому бурінні багатократне збільшення проходки та механічної швидкості буріння за рейс. Розробляються нові конструкції низу бурильної колони, що дозволяють бурити у складних геологічних умовах з мінімальним скривленням ствола свердловини. Проводяться роботи з хімічної обробки промивних розчинів для полегшення і підвищення безпеки процесу

буріння. Конструюються турбіни з нахиленою лінією тиску, які дозволяють отримувати інформацію про режим роботи турбобура на вибої свердловини та автоматизувати процес буріння.

Сьогодні нафтогазова промисловість активно залучена до процесу відбору нових технологій для розв'язання загальної проблеми: знизити рівень капіталовкладень та одночасно звести до мінімуму вплив на навколишнє середовище.

Обмеження бюджету заставило багато нафтовидобувних компаній шукати нові рішення, наприклад, в наземному використанні: буріння свердловини меншого діаметру (спосіб зменшення вартості свердловини шляхом буріння свердловини меншого діаметру, ніж це прийнято за заданою глибиною та типом ґрунту). До сучасних бурових установок відносяться: пересувні бурові установки, гідравлічні роторні бурові установки на гусеничному ході та інші.

Пожежна небезпека процесів буріння свердловин обумовлюється насамперед наявністю великої кількості горючих речовин - нафти і газу, що виходять на поверхню землі, а також можливістю викиду і появи відкритого нафтогазового фонтану за рахунок високого пластового тиску.

Щоб організувати ефективний протипожежний захист нафтогазових свердловин, необхідно мати відомості та знання про технологічні процеси нафтогазовидобувної галузі.

1.1. Сутність технологічних процесів буріння нафтогазових свердловин

Для розкриття нафтового чи газового пласта та видалення копалин на поверхню землі в земній корі бурять **свердловини**, що являють собою циліндричні гірничі виробітки в земній корі глибиною понад 5 м та діаметром звично 75-300 мм. Початок свердловини називається **устям**, а її кінець – **вибоєм**. Простір від гирла до вибою свердловини називається **стволом**. Глибини свердловин бувають від декількох метрів до 9 і більше кілометрів. При бурінні розвідувальних свердловин на тверді корисні копалини їх діаметр становить 59 та 76 мм, на нафту і газ – 100-400 мм.

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).

Процес буріння свердловин полягає в послідовному руйнуванні гірських порід спеціальним інструментом з наступним виносом розбурених часток на поверхню землі. У ряді випадків процес містить в собі кріплення стінок свердловини (як правило, глибоких) обсадними трубами із закачуванням цементного розчину до кільцевого зазору між трубами та стінками свердловин. Спосіб та режим буріння вибирають з врахуванням проектних параметрів свердловини, геолого-технічних умов проводки та забезпечення високих техніко-економічних показників буріння.

За характером руйнування породи способи буріння свердловин бувають:

- механічні – буровий інструмент безпосередньо впливає на гірську породу, руйнуючи її;
- немеханічні – руйнування відбувається без безпосереднього контактування з породою джерела впливу на неї (термічне, вибухове тощо).

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

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.

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.

Продовження таблиці 1.1

Спосіб буріння	Визначення
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.

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. У 1922 році академік Капелюшников сконструював турбобур - гідравлічну турбіну, 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 обертового моменту електробура використовують редукторні вставки, що монтуються між 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 розвиненою 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** (рис.1.2). 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 ГММ).

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 (рис.1.3). 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.

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).

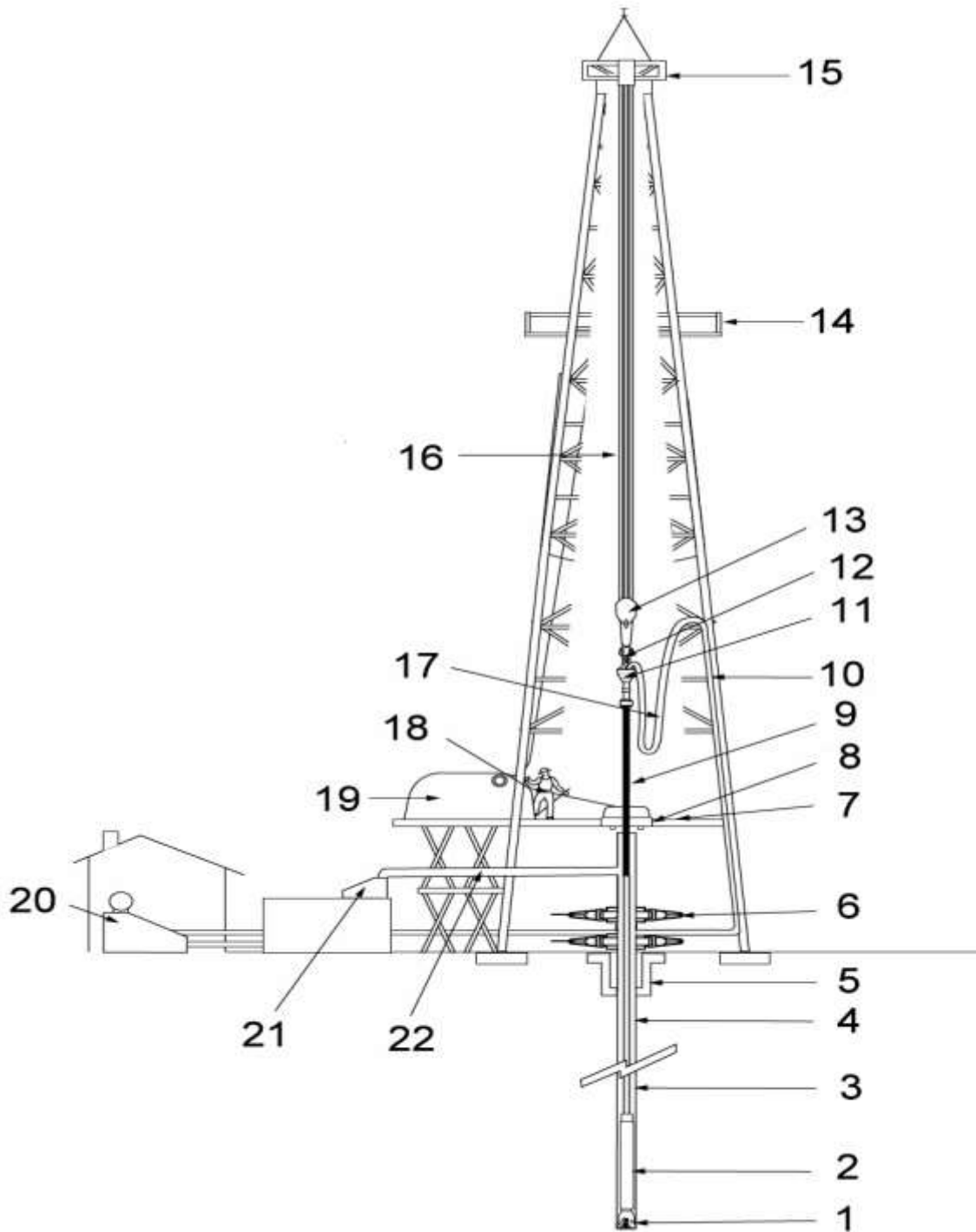


Рис. 1.2 — Загальна схема бурової установки:

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



Рис.1.3 — Бурова вишка

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;

- **вертлюга** (рис. 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;

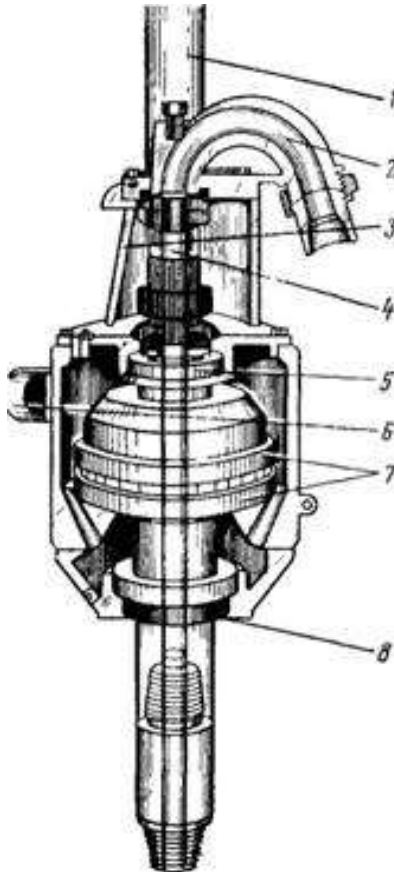


Рис. 1.4 — Вертлюг:

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

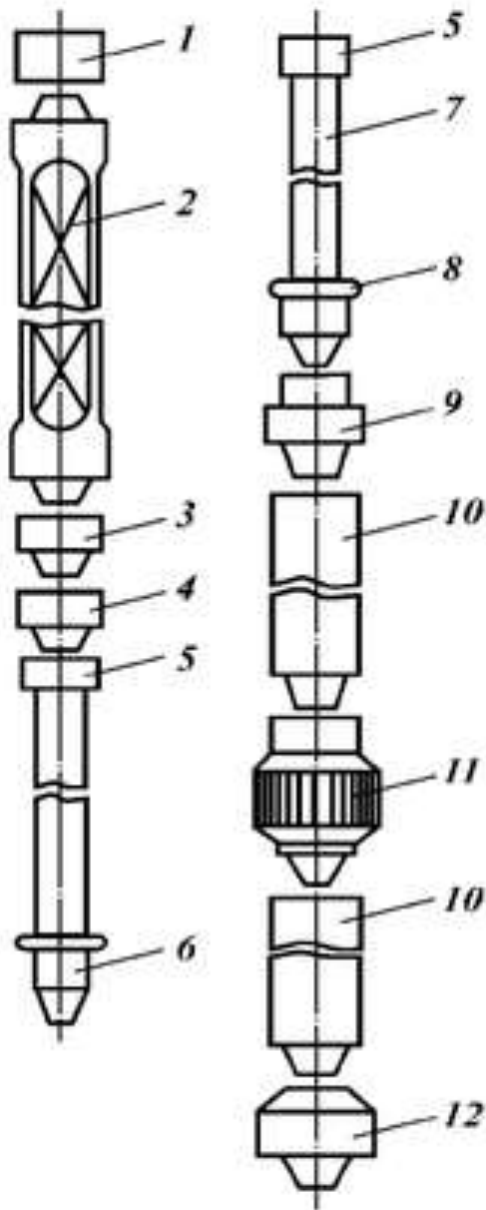


Рис.1.5 — Конструкція бурильної колони:

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 амортизатор

невід’ємною частиною бурильної колони, і його вірний вибір неможливо

- **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 (рис. 1.5) 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;

- **долота**, що обертається разом з колоною бурильних труб за допомогою бурильного верстата, встановленого над устям свердловини. Бурове долото є

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 (рис.1.6).



Рис.1.6 —Шарошкове бурове долото

Конструкція шарошкового долота залежить від типу та твердості породи, а також від діаметра свердловини, яку необхідно пробурити. Твердість породи визначає тип та склад матеріалу, що використовується для виготовлення ріжучих елементів. Сталь, що використовується, має високий вміст нікелю, і для міцності добавляється молібден. Шарошки долота можуть мати фрезеровані зубці, що виконані з тіла шарошки, або вставки з карбиду вольфраму. Долото може мати дві, три або чотири шарошки, що і обумовлює назву долота. Найбільш поширеним є трьохшарошкове долото (рис.1.7).

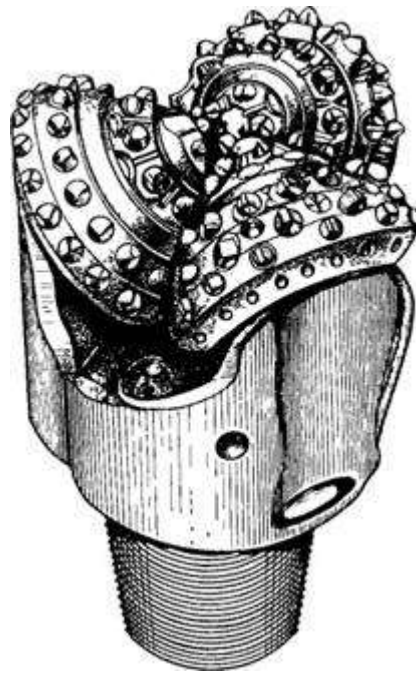


Рис.1.7 —Трьохшарошкове долото з вставками з карбіду вольфраму

Алмазні долота (рис.1.8) використовуються для буріння твердих та абразивних порід, а також тоді, коли необхідна значна проходка, щоб скоротити час на спускання та піднімання. Це особливо важливо для глибоких свердловин (під час морського буріння), де вартість часу роботи бурової установки досить велика. Досить важливою перевагою алмазних долот є те, що завдяки високій теплопровідності алмазу забезпечується швидке охолодження елементів долота, що попереджає його руйнування.

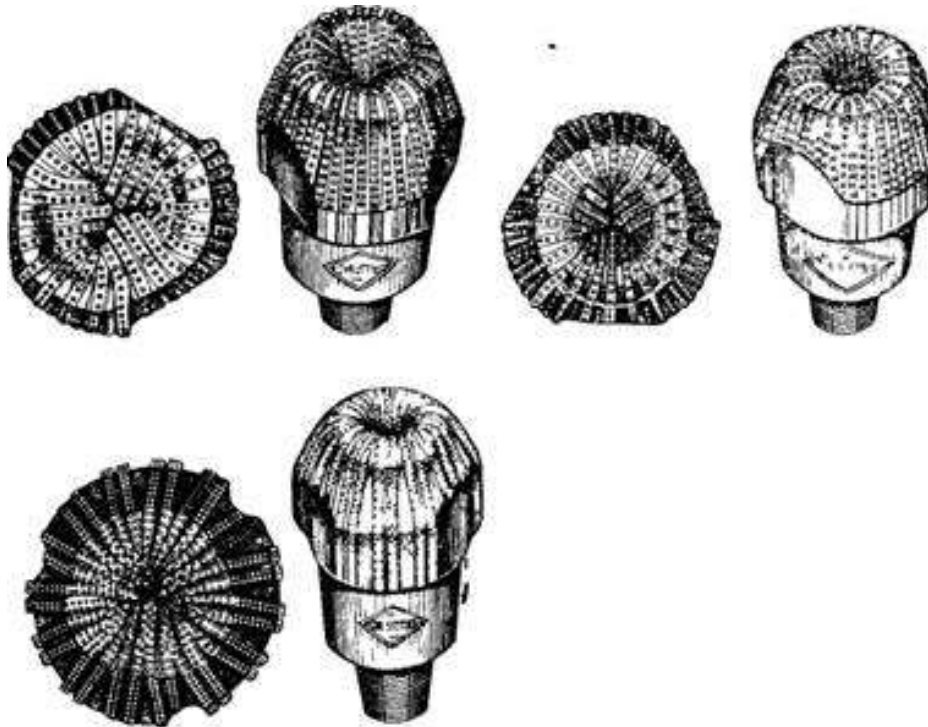


Рис.1.8 — Алмазні долота з різними профілями конусів

- **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. Так, наприклад, плашечний превентор типу ППРФ-2Ф-152х21 «Універсал» (рис.1.9) має суцільний литий корпус з легованої сталі та вантажозахватні пристосування на ньому. Поєднує в собі зручність і простоту та малі габаритні розміри і вагу;

- **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.



Рис.1.9 – Плашечний превентор типу ППШ -2ФТ-152x21 «Універсал»

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.

Кущове буріння свердловин. Кущом свердловин називається таке їх розташування, коли устя знаходяться поблизу один одного на одному технологічному майданчику, а вибої свердловин – у вузлах сітки розробки залягань. Сьогодні більшість експлуатаційних свердловин буряться кущовим способом. Це пояснюється тим, що кущове розбурювання родовищ дозволяє значно скоротити розміри майданчиків, що зайняті бурінням, а потім, при експлуатації свердловин, дорогами, лініями електропередач, трубопроводами.

Особливого значення ця перевага набуває під час будівництва та експлуатації свердловин на плодоносних землях, в заповідниках, де порушений поверхневий шар землі відновлюється через декілька десятиліть.

Бурове та допоміжне обладнання в цьому випадку монтується таким чином, щоб при пересуванні бурової установки від однієї свердловини до іншої бурові насоси, приймальні амбари та частина обладнання для очистки, хімічної обробки та приготування промивного розчину залишались стаціонарними до моменту закінчення будівництва всіх свердловин на даному кущі.

Число свердловин в кущі може коливатися від 2 до 20-30 та більше. Причому, чим більше свердловин в кущі, тим більше відхилення вибоїв від устя, збільшується довжина стволів, що призводить до зростання витрат на

проводку свердловин. Крім цього, виникає небезпека зустрічі стволів. Тому важливим є необхідність розрахунку необхідної кількості свердловин в кущі.

В практиці кущового буріння основним критерієм визначення числа свердловин в кущі є сумарний дебіт свердловин та газовий фактор нафти. Ці показники визначають пожежонебезпеку свердловини при відкритому фонтануванні і залежать від технічного рівня засобів пожежогасіння.

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 чвертини 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.

1.2. Пожежна небезпека процесів буріння нафтогазових свердловин

Пожежна небезпека процесів буріння нафтогазових свердловин обумовлюється насамперед наявністю великої кількості горючих речовин - нафти і газу, що за умов аварійної ситуації під великим тиском можуть утворювати нафтогазові фонтани. Загоряння викидів нафти і газу від можливих джерел запалювання призводить до виникнення неконтрольованих пожеж. Палаючі потоки нафти та газу нерідко досягають висоти 80 і більше метрів, а теплове випромінювання від них сприяє подальшому поширенню пожежі на великі площі.

Приклад пожежі. 6 листопада 2002 року на свердловині №8 Розумівського газоконденсатного родовища Полтавської області сталася пожежа з факелом полум'я до 7 метрів. Глибина свердловини - 2300 м, тиск на арматурі - 130-160 атм., продуктивність - 200 тис. м³ на добу. Для гасіння пожежі з метою відриву полум'я від гирла свердловини на місце події було викликано танк. Після пострілу (їх було 7) фонтан набув вертикальної форми заввишки 20 м. Завдяки введенню 7 стволів ПСЛ -20 пожежу ліквідували тільки через три доби. Зразу ж після ліквідації пожежі встановили запірну арматуру на гирло свердловини.

За результатами аналізу великих пожеж на нафтогазових промислах майже всім пожежам передувало утворення горючого середовища (ГС) на відкритому повітрі в результаті виходу нафти і газу назовні (фонтанування). В умовах відкритого фонтанування на поверхню землі викидається колосальна кількість нафти та газового конденсату, що заливає велику територію і створює надзвичайно небезпечну обстановку.

Пожежна небезпека процесів буріння свердловин обумовлюється перш за все наявністю великої кількості нафти і газу та їх пожежонебезпечними властивостями.

Розглянемо фізико-хімічні та пожежовибухонебезпечні властивості цих речовин.

Нафта – масляниста рідина від жовтого до чорного кольору з характерним запахом і густиною 730-1040 кг/м³. Нафти з густиною, яка більша за одиницю, зустрічаються дуже рідко. Густина нафти залежить від глибини її залягання, причому у ряді випадків зі збільшенням глибини вона зменшується, в інших, навпаки, - збільшується. Зменшення густини з глибиною залягання можна пояснити тим, що на великій глибині вплив такого фактору, як вивітрювання, що призводить до випаровування легких фракцій, значно послаблене та має місце адсорбція ґрунту смолистих сполук.

Щойно добута (сира) нафта складається із суміші різних вуглеводнів (від пентану до важких вуглеводнів), мінеральних і механічних домішок (піску, глини), органічних сполук, що містять сірку, кисень, азот тощо. Густина більшості нафт та нафтопродуктів менша за густину води. Під час зберігання нафти та нафтопродуктів вода відділяється від них і накопичується у нижніх частинах резервуарів та трубопроводів. За умов контакту з технологічно нагрітим темним нафтопродуктом (або під час пожежі) вода може швидко закипати, призводячи до збільшення внутрішнього тиску та до викидів. Взимку накопичення води часто призводять до розморожування трубопроводів. За цим нафта та нафтопродукти, що потрапляють до води, піднімаються наверх і розтікаються по її поверхні. Горіння таких плівок часто відбувається після аварійного розтікання нафти та нафтопродуктів у водні акваторії або до заповненого водою обвалування резервуару, що горить.

Нафта та інші темні нафтопродукти мають високу в'язкість за нормальної температури навколишнього середовища, і перш ніж транспортувати чи залишати на зберігання, їх підігривають, що підвищує пожежну безпеку.

Електропровідність всіх нафтопродуктів, особливо безводних, невелика. Фактично всі вони є діелектриками і під час руху схильні до електризації. Заряди статичної електрики виникають під час тертя нафтопродуктів у трубопроводах, насосах, арматурі, під час проходження струменю через шар повітря та удари об тверду поверхню тощо. Величина зарядів статичної електрики, що виникають, у деяких випадках достатня для утворення потужного електричного розряду, який може стати виробничим джерелом запалювання під час виникнення пожежі.

Особливо небезпечні нафти з великим вмістом сірки (0,6 % і більше). Сірка, взаємодіючи з металами, утворює пірофорні сполуки, що схильні на повітрі до самозаймання. Сірководень та діоксид вуглецю агресивно впливають на бурильні, обсадні труби та інше бурильне обладнання, викликаючи його корозію в процесі експлуатації. Особливо небезпечною є експлуатація обладнання під навантаженням, коли внаслідок водневого охрупчування та сульфідного розтріскування порушується герметичність обладнання.

Випаровуваність - це здатність нафтопродуктів переходити з відкритої поверхні рідкої фази у пароподібний стан. Випаровуваність нафтопродуктів характеризується тиском насиченої пари над дзеркалом рідини.

Фізико-хімічні властивості нафти та нафтопродуктів у пароподібному стані для пожежної безпеки більш важливі, ніж властивості рідкої фази, так як звичайне горіння виникає і розвивається тільки у паровій (газовій) фазі, і саме до цієї фази відносяться показники пожежної безпеки нафтопродуктів.

Нафта - легкозаймиста рідина (ЛЗР) з температурою спалаху ($T_{сп}$) від мінус 35 °С до 35 °С. Область спалахування парів нафти в суміші з повітрям від 1 % (φ_n) до 10 % (φ_v) (об. %). Питома теплоємність нафт при температурах від 0 до 50 °С коливається у вузьких межах – від 1,7 до 2,1 Дж/кг. Найчастіше з підвищенням густини нафти вона зменшується. Теплота згоряння нафт коливається від 40 до 45 МДж/кг, причому вона тим більша, чим менша густина нафти чи фракцій.

Основними горючими компонентами нафтових парів є вуглеводні, вміст яких складає, % (за об'ємом): 10,9-25,8 етану, 35,7- 46,9 пропану, 20,3-31,4 бутану, 7,7-15,8 пентану, 1,5-9,3 гексану. Вуглеводневий склад нафтових парів в значній мірі залежить від ступеня підготовки нафти. Так, в парі сирової нафти, а також після сепарації газу та знесолювання досить великий вміст метану і етану, причому відносний вміст компонентів у паровій фазі сильно змінюється після кожного завантаження нафти до резервуарів з дихальною арматурою на шляху руху з промислів. Але після стабілізації нафти коливання складу парів стають менш значними, в парах майже повністю

зникає метан, зменшується вміст етану, зростає вміст пентану та гексану, а основну масу парів багатьох стабілізованих нафт складають пропан і бутан.

Нафта здатна під час горіння прогріватися на глибину, утворюючи гомотермічний шар, що весь час збільшується. Швидкість вигоряння її складає 9-12 см/год, швидкість зростання прогрітого шару під час вигоряння – 24-36 см/год, температура прогрітого шару і полум'я відповідно 130-160 та 1100 °С.

Природний газ. До складу природного газу входять метан, етан, пропан, бутан, пентан, азот, діоксид вуглецю, конденсат. Гази метанові (82-96 %), наприклад, містять від 50 до 1000 г/м³ конденсату. Склад природного газу змінюється в залежності від місця родовища. Так, наприклад, до складу природного газу, що добувається в Дніпровсько-Донецькому регіоні (Дніпропетровська, Полтавська, Сумська, Харківська та Чернігівська області) входять: метан (61,0-99 %); етан (0,10-20,0 %); пропан (0,04-11,2 %); бутан (0,01-4,0 %); пентан (0,01-11,1%); азот (0,03-13,5 %). Крім того, газ містить 12,9-13,80 % конденсату.

Крім нафти та газу, 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, хімічні реагенти та нафта для промивного розчину, обтиральні матеріали тощо.

За нормальних умов експлуатації бурового обладнання горюче середовище не утворюється, тому що в навколишньому середовищі бурових немає парів нафти і газу в достатній кількості, необхідній для утворення вибухонебезпечних концентрацій (ВНК). Таким чином, не виконується умова пожежовибухонебезпеки (1.1).

$$\varphi_{\text{H}} \leq \varphi_{\text{p}} \leq \varphi_{\text{B}}, \quad (1.1)$$

де φ_{p} - робоча (дійсна) концентрація горючої речовини в суміші, %, (об. ч.);

φ_{H} та φ_{B} - нижня та верхня концентраційні межі поширення полум'я, відповідно, % (об. ч.).

Найбільш небезпечними на стадії буріння свердловин є операції порушення (збудження) свердловини шляхом продувки її газом або повітрям (при цьому існує можливість вільного утворення вибухонебезпечної суміші в свердловині), а також закінчення процесу буріння, коли свердловина знайшла нафту або газ, що знаходяться під великим тиском (10 МПа і вище). Пожежна небезпека процесу буріння різко зростає при ускладненнях, які порушують нормальний хід робіт і здатні призвести до відкритого фонтанування нафти і газу із свердловини.

До створення аварійної ситуації на свердловині може також призвести неконтрольований розвиток газонафтопроявів – надходжень нафти і газу на

поверхню землі в невеликих кількостях, що за нормальних умов не перешкоджають проведенню основних операцій буріння. Газонафтопрояви можуть також перейти в аварійне фонтанування за відсутності, несправності або неправильному використанні устаткування проти викидів (превенторів) на усті свердловин, а також при порушенні герметичності обсадних колон.

Основними місцями та причинами виникнення відкритого фонтанування нафти та газу на свердловинах є:

- обсадна колона за відсутністю в свердловині бурильних труб;
- колона бурильних труб за відсутністю або несправністю зворотного клапана;
- кільцевий простір між бурильною та обсадною колонами;
- нещільності роз'ємних з'єднань обв'язки устя свердловини;
- кільцеві зазори між колонами внаслідок неякісного цементування і порушення герметичності в нарізних з'єднаннях обсадних колон;
- тріщини та пласти, що виходять на поверхню за межами свердловини (грифони).

Основною причиною небезпечних газонафтопроявів та відкритого фонтанування нафти і газу є порушення оптимального співвідношення між пластовим тиском і протитиском, який створюється стовпом промивної рідини (бурового розчину) в стовбурі свердловини. Можливість відкритого фонтанування характеризується виконанням наступної умови:

$$P_{\text{пл}} \geq \frac{H \cdot \rho}{10} \quad (1.2)$$

де $P_{\text{пл}}$ - тиск пласта, Па;

H - глибина свердловини, м;

ρ - питома вага бурового розчину, кг/м³.

Зниженню протитиску бурового розчину і тим самим підвищенню рівня безпеки сприяють:

- підйом бурильного інструменту із свердловини без додаткової подачі бурового розчину;
- насичення бурового розчину газами (за рахунок цього зменшується питома вага розчину);
- раптовий відхід бурового розчину із свердловини в пористі породи (за умов недостатнього просочення стінок свердловини буровим розчином і при подачі його під великим тиском);
- захват бурильного інструменту (за умов прилипання інструменту до стінок стовбура свердловини, закупорки труб, обвалу опадів або оповзання породи в свердловині);
- обводнювання бурового розчину пластовою водою;
- невідповідність бурового розчину геологорозвідувальному наряду.

Приклад пожежі. На Грозненському нафтопромислі “Ташкаланафта” із глибини 2500 м здійснювали підйом бурильного інструменту без додаткової подачі бурового розчину. Вибій був настільки близький до нафтового пласта, що у зв'язку з високим тиском газу на вибій стався викид. Від іскри механічного походження (удар інструмента об металеву кришку) виникла пожежа, полум'я якої досягало висоти 40 м. Пожежа тривала протягом двох тижнів.

Таким чином, однією із умов запобігання викидів та відкритого фонтанування нафти і газу на свердловинах є контроль за густиною та подачею бурового розчину.

Пожежа і навіть вибух на свердловинах виникають при появі та утворенні джерел запалювання різного походження.

Характерними джерелами запалювання горючої паро-газоповітряної суміші під час буріння свердловин можуть бути:

- іскри внаслідок удару каменів, що викидаються, об сталеві частини обладнання, а також при підйомі або опусканні металевих пристроїв;
- розігріті частини, шайби, колодки гальмового пристрою бурильної лебідки (при швидкому спуску бурильного обладнання відбувається перегрів гальмових колодок до температури 600 °С);
- перегрів підшипників та масла в компресорах;
- самозаймання відкладень сірчистих сполук заліза, що утворюються на внутрішніх стінках технологічного обладнання в результаті хімічного впливу сірководню або вільної сірки на сталеві поверхні;
- самозаймання продукції свердловини;
- іскри двигунів внутрішнього згоряння;
- 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);
- розряди статичної електрики (при терті нафти об стінки труб) тощо.

Пожежа, що виникає на бурових, досягає грандіозних розмірів і може швидко поширюватися на інші споруди та сусідні бурові установки. Швидкому поширенню пожежі при бурінні свердловин сприяють також і аварійні викиди та розливи нафти і газу.

1.3. Пожежна профілактика буріння нафтогазових свердловин

Як свідчать вище наведені приклади, основною причиною виникнення пожеж на бурових є недотримання вимог пожежної безпеки.

Забезпечення пожежної безпеки технологічних процесів буріння свердловин досягається заходами, що запобігають утворенню горючого середовища, виникнення в цьому середовищі джерел запалювання та поширення пожежі на випадок її виникнення.

Для запобігання утворення горючого середовища під час буріння свердловин необхідно:

- дотримуватись режиму буріння;
- контролювати тиск в свердловині, насосах, компресорах;
- контролювати густину бурового розчину;
- контролювати температуру вуглеводневого розчину, що виходить із свердловини;

- влаштувати над устям свердловини арматуру проти викидів - **превентори** (рис.1.9);

- влаштувати на бурильних трубах зворотні клапани, що дозволяють уникнути викидів через колону бурильних труб. Звичайно клапан встановлюють на першій свічці бурильних труб, за допомогою якої буровий (глинистий) розчин безперешкодно проходить від устя до вибою свердловини. За умов припинення подачі глинистого розчину клапан під дією пружини спрацьовує і переріз труби перекривається;

- перевіряти (не рідше 1 разу в зміну) превентори на герметичність і надійність у роботі перед кожним спуском і підйомом інструменту, якщо буріння здійснюється з продувкою вибою повітрям;

- перевіряти перед початком буріння з продувкою вибою повітрям герметичність устя свердловини шляхом холостої продувки газоподібного агенту через свердловину;

- не допускати (заборонити) осушувати стовбур свердловини горючим стисненим повітрям у розкритих нафтогазоносних пластах;

- призупинити бурові роботи при виявленні в свердловині природного газу в кількості 20 % від нижньої концентраційної межі поширення полум'я;

- мати в наявності запас бурового розчину і хімічних реагентів у такій кількості, яка не менша за один об'єм свердловини;

- контролювати герметичність нафто- та газопроводів, що ідуть від свердловини (трубопроводи повинні виготовлятися із безшовних труб, поєднаних зварюванням).

Ці та інші заходи дозволяють запобігти утворенню горючого середовища під час буріння свердловин.

З метою виключення появи джерел запалювання на бурових необхідно дотримуватись наступних вимог:

- всі металеві пристрої, що опускаються в свердловину, обов'язково змащуються маслом, щоб уникнути іскроутворення;

- забороняється використовувати смолоскипи для визначення місць виходу газу;

- обов'язкове застосування надійного заземлення труб, що призначені для наливу нафти в ємності. Контроль за вірним виконанням заземлення здійснюється електротехнічним персоналом;

- контролювати системи змащення компресора;
- розташовувати бурові насоси з двигунами внутрішнього згорання в окремих приміщеннях із важкогорючих матеріалів;
- влаштовувати на вихлопних трубах двигунів іскрогасники;
- контролювати викиди газів двигунів внутрішнього згорання бурових установок. Викиди повинні здійснюватися на відстань, яка не менша, ніж 15 м від гирла свердловини та 5 м від стіни машинного приміщення (при горизонтальному прокладанні викидного трубопроводу) і 1,5 м вище за конька покрівлі (при вертикальному прокладанні).

Аналіз вище наведених прикладів пожеж показує, що у більшості випадків швидке поширення пожежі та труднощі, що виникали при їх гасінні, було обумовлене перш за все недотриманням вимог протипожежного захисту свердловин (наприклад, на гирлі свердловин відсутня запірна арматура).

Основними заходами щодо запобігання **поширення пожежі** на бурових є:

- дотримання протипожежних розривів між буровими вишками та іншими спорудами. У випадку розташування бурової в лісистій місцевості ліс повинен бути вирубаний від центру свердловини в межах 50 м., а вся площа очищена від горючих матеріалів;

- наявність на території устя свердловин обвалування;

- влаштування в бурильних трубах нижньої частини колони зворотних клапанів. Даний клапан дозволить запобігти потрапляння пластового газу в бурильні труби;

- влаштування спеціальних ліній для викидів або каналів для подачі нафти до відкритих сховищ (комор) на випадок перекриття устя свердловини. Відкриті сховища нафти (комори) розташовуються на відстані не менше 60 м від свердловини і огорожуються валом.

Важливе значення в системі протипожежного захисту нафтогазових свердловин має своєчасне виявлення пожежі та успішне її гасіння. До основних способів гасіння пожеж на свердловинах відносяться:

- охолодження верхів свердловини зрідженням азотом;

- використання вибухових методів;

- відрив факела полум'я високо напірними газоводяними струменями.

Останній спосіб розроблений і отримав розвиток в Україні. В Дніпропетровську в КБ „Південмаш” виконані дослідження по створенню нової техніки для подачі газоводяних струменів (дрібнорозпиленої води). Дані газодинамічні установки (ГДУ) створені на базі ракетних двигунів твердого палива, які забезпечують вихід продуктів згорання із швидкістю 3000 м/сек, що значно підвищує ефективність роботи установок пожежогасіння в порівнянні з автомобілями АГВТ -100(150) - (100 л/сек.). Також на цьому підприємстві розроблена автономна мобільна установка інертних газів на базі малогабаритного авіаційного двигуна.

Таким чином, пожежна небезпека процесів буріння свердловин обумовлюється, насамперед, можливістю відкритого фонтанування нафти, яка за наявності джерела запалювання може зайнятися і пожежа, що починається на буровій, набуває грандіозних розмірів. У зв'язку з цим профілактика пожеж під час буріння свердловин має велике значення.

Контрольні питання

1. Способи буріння нафтогазових свердловин.
2. Призначення та основні функції бурильного розчину.
3. Назвати основні апарати бурової установки.
4. Вказати місця та причини виникнення відкритого фонтанування нафти та газу на свердловинах. За яких умов відбувається відкрите фонтанування нафти та газу?
5. Пожежна небезпека відкритого фонтанування нафти.
6. Джерела запалювання та шляхи поширення пожежі при бурінні свердловин.
7. Профілактика пожеж і вибухів під час буріння нафтогазових свердловин.

РОЗДІЛ 2. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Твердження про те, що нафта протягом усього ХХ ст. була однією з головних причин спустошливих війн (зокрема, Першої та Другої світових війн), висловлювалось не один раз політиками, вченими і має під собою певний ґрунт. Саме такою була і іраксько-кувейтська війна 1990-1991 рр. Але так чи інакше роль нафтового чинника неможливо переоцінити. Сьогодні у світі добувається до 600 тис. барелів нафти на добу. Головним нафтосховищем у світі є Близький Схід, де видобувається від 550 тис. до 2 млн. 250 тис. барелів нафти за добу. Для порівняння, в Україні добувається до 40 тис. барелів за добу. За класифікацією, що відповідає міжнародним стандартам, поточні видобувні запаси нафти з газовим конденсатом в Україні становлять 123, 0 млн. тонн.

Нафтова промисловість України характеризується низькими показниками, хоча потенціальні можливості її видобутку можуть бути більшими. У зв'язку із значним спустошенням нафтових родовищ старих промислових районів поряд з пошуками та видобутком нафти у східних районах ширше розвертається геологічна розвідка шельфової зони Чорного та Азовського морів, а також Причорноморської низини, де останні роки добувають промислову нафту.

Поки що масштаби видобутку нафти невеликі через спустошення запасів та недостатнє проведення розвідувальних робіт. Слід відмітити, що на собівартість нафти досить впливає спосіб її видобутку. Нафта, що добута в Україні, має відносно високу собівартість, оскільки видобуток її прогресивним фонтанним способом майже зупинився. Для підтримання високого пластового тиску практикують закачування за контури пласта гарячої води, пари, хімічних компонентів, що дають можливість збільшити видобуток нафти до 60-70 %.

При експлуатації нафтогазових свердловин найбільш небезпечними є відкриті фонтани з неконтрольованими викидами та розливами рідких, газоподібних або змішаних вуглеводневих фракцій. Досить екологічно небезпечним є розробка родовищ нафти та газу з підвищеним вмістом сірководню.

2.1. 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 підвищеного 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 (рис.1.10), 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 позатрубною простору до насоса 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.

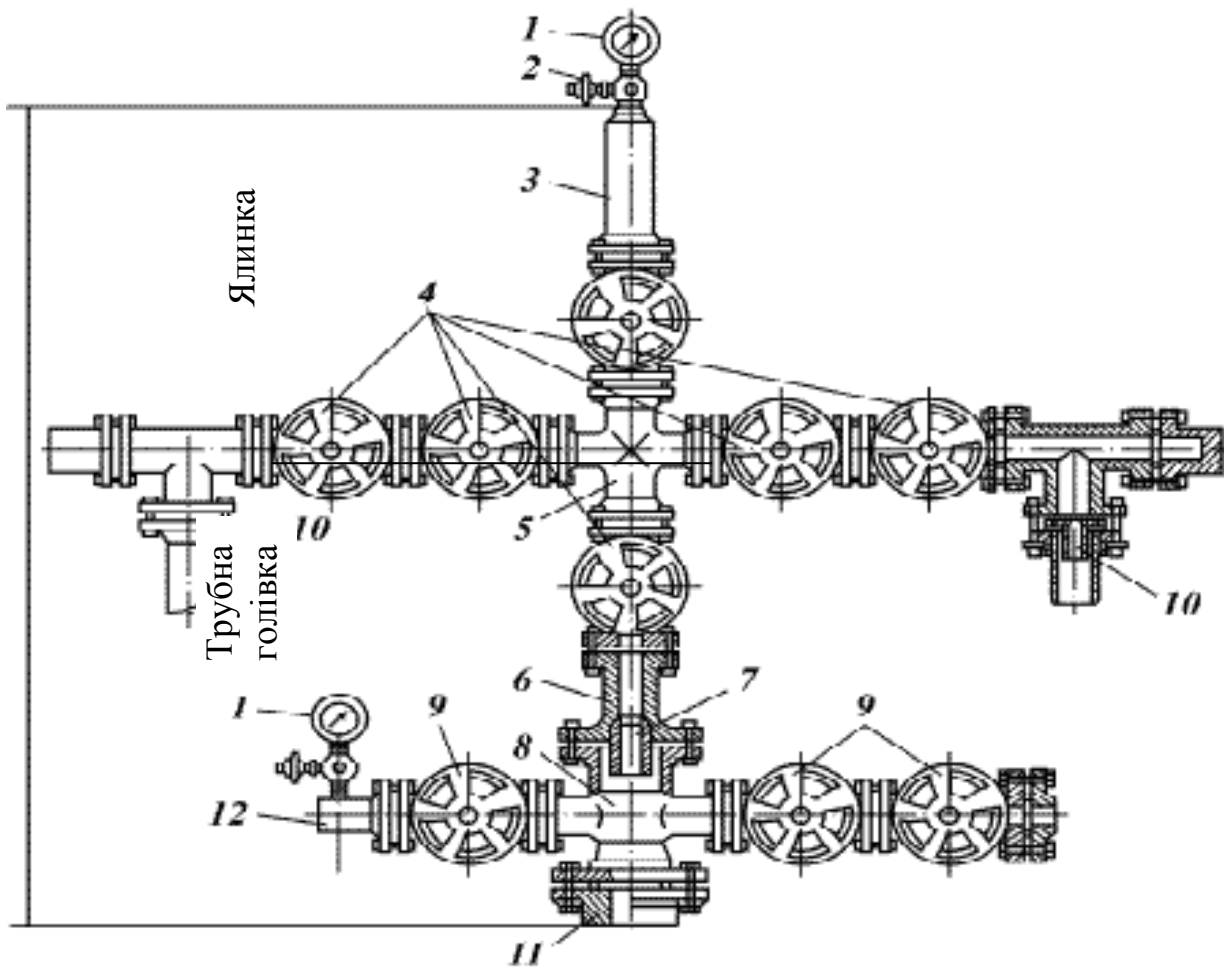


Рис. 1.10 — Арматура фонтанна:

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 газо-

рідинної 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 поміжремонтний 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 вибірними 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 (рис.1.11). 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 балансір станка починає рухатися, як качалка і підвіска вибірної 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 висуваються. 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.

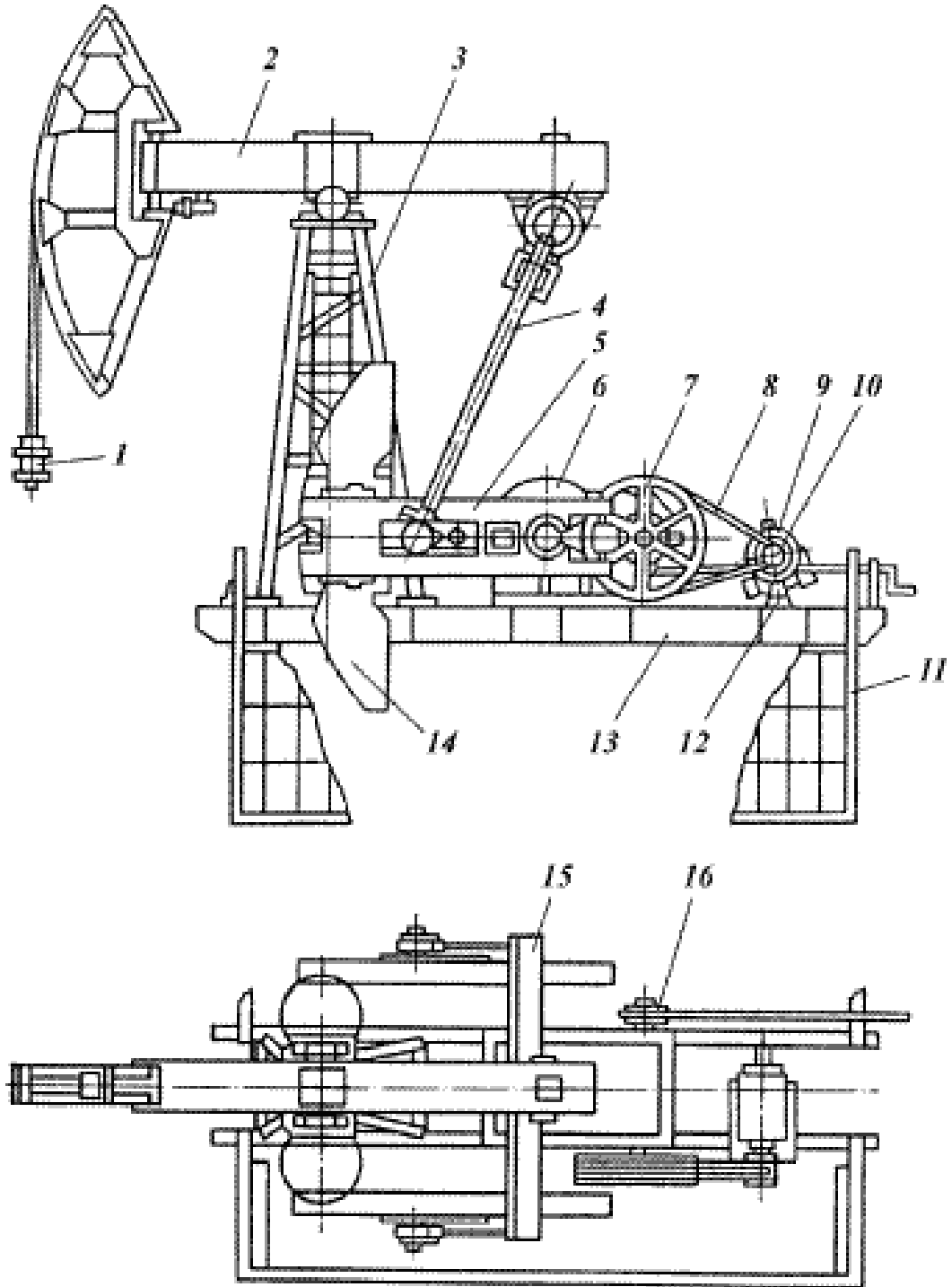


Рис. 1.11 — Станок-качалка:

1- підвіска устьового штоку; 2- балансир з опорою; 3- стійка; 4-шатун; 5- кривошип; 5- редуктор; 7- тяжний шків; 8-ремінь; 9- електродвигун; 10- тяговий шків; 38

11- огороження; 12- поворотна плита; 13- рама; 14- противаги; 15- траверси; 16- гальма

Свердловинний насос має 80-400 ступенів. Рідина надходить через сітку в нижній частині насосу. 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).

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.

2.2. Пожежна небезпека експлуатації нафтогазових свердловин

Пожежна небезпека процесів експлуатації нафтогазових свердловин (як і при бурінні свердловин) обумовлюється насамперед наявністю великої кількості горючих речовин - нафти і газу, що виходять на поверхню землі, а також можливістю викиду і появи відкритого нафтового фонтану за рахунок високого пластового тиску. Але при цьому слід враховувати, що на рівень пожежної небезпеки під час експлуатації нафтогазових свердловин значно впливають особливості технологічних процесів видобутку нафти та газу.

В той же час, слід відмітити, що пожежі, які виникають на нафтогазо-промислах, мають такий же характер, що і на бурових.

Приклад пожежі. У січні 1995 р. в південно-індійській пров. Андра Прадеш сталося загоряння природного газу на свердловині, в результаті якого почалося неконтрольоване горіння нафтогазового фонтану, висота якого досягала 100 м. Горіння нафтогазового фонтану продовжувалося 65 днів, протягом яких увесь цей час в радіусі 5 км від свердловини випадав

своєрідний «нафтовий дощ», що покривав землю і будівлі, причому сам смолоскип було видно з відстані до 3 км. Невдачею закінчилися спроби загасити палаючий фонтан шляхом подачі води з лафетних пожежних стволів із сумарною інтенсивністю подачі води до 120 м³/хв. Відірвати смолоскип полум'я від свердловини вдалося лише шляхом підриву за допомогою електродетонатора заряду вибухової речовини масою 400 кг.

Пожежна небезпека процесів експлуатації свердловин обумовлюється перш за все пожежонебезпечними властивостями нафти і газу, що розглянуті вище, та їх кількістю.

За нормальних умов експлуатації свердловин горюче середовище не утворюється, тому що в навколишньому середовищі відсутні пари нафти і газу в достатніх кількостях, необхідних для утворення вибухонебезпечних концентрацій (ВНК).

В той же час пожежонебезпечною є операція порушення («збудження») свердловини шляхом продувки її газом або повітрям, тому що існує можливість вільного утворення вибухонебезпечної паро- або газоповітряної суміші в свердловині. Пожежна небезпека процесів видобутку нафти та газу різко зростає при ускладненнях, що порушують нормальний хід робіт і здатні призвести до відкритого фонтанування нафти і газу із свердловини.

Розглянемо причини та умови утворення горючого середовища при експлуатації нафтогазових свердловин з використанням вказаних вище способів.

Пожежна небезпека **фонтанного способу** експлуатації свердловин визначається можливістю викиду горючих речовин (відкрите фонтанування) назовні внаслідок порушення щільності з'єднань, розриву арматури тощо.

Відкрите фонтанування нафти при видобутку її фонтанним способом також може статися:

- при пуску свердловини, коли стовп бурового розчину замінюють нафтою (при цьому протитиск на вибій знижується);
- при невірному улаштуванні вибою свердловини;
- при підйомі експлуатаційних труб з метою ремонту їх на поверхні землі;
- при руйнуванні фонтанної арматури (наявність у нафті піску, засмічення окремих ділянок арматури парафіном тощо).

Місцями аварійного фонтанування нафти є;

- нещільності фланців фонтанної арматури;
- міжколонні кільцеві зазори;
- тріщини та пласти з великою проникливістю, що виходять на поверхню за межами свердловини (грифони).

При експлуатації свердловин, що дають парафінисту нафту, одним з частих видів несправностей є запарафінування ствола свердловини та викидних ліній. Парафін, що розчинений у нафті, при охолодженні нафтогазової

суміші в процесі її руху від вибою до устя свердловини починає випадати в осад і відкладатися на стінках трубопроводів на всьому шляху проходження нафти аж до приймальних ємностей. Інтенсивному відкладанню парафіну сприяють: підвищений вміст газу в нафтогазовій суміші, що викликає охолодження нафти газом при його розширенні; низька температура навколишнього середовища; нестабільність процесу фонтанування; низька швидкість руху нафтогазової суміші; шорсткість внутрішньої поверхні труб. Відкладання парафіну на стінках апаратів, трубопроводів приводять до забивання ліній, зменшення площі перерізу отворів, яке викликає різке підвищення тиску та розгерметизацію обладнання, що є дуже небезпечним.

Небезпечними також є і процеси, що пов'язані з видаленням парафінових відкладень. Звичайно очистку обладнання від парафіну здійснюють за допомогою трьох основних способів: механічне видалення парафіну з внутрішньої поверхні труб спеціальними шкребками; розчинення парафіну різними розчинниками; теплова обробка трубопроводів нагрітими агентами. Особливо пожежонебезпечним є останній спосіб, що пов'язаний із застосуванням нагрівальних установок поблизу свердловини і полягає в закачуванні до свердловини пари або гарячої нафти.

Під час **компресорного способу** видобутку нафти основна пожежна небезпека виникає за умов:

- засмоктування повітря в робочу магістраль при роботі компресорів;
- пропускання газу через нещільності сальників, фланцевих з'єднань, вентилів і засувок;
- перевищення тиску в компресорі понад припустимий (може супроводжуватися вибухом).

Пожежна небезпека **глибинно-насосного** способу видобутку нафти обумовлюється можливістю виникнення аварійних ситуацій і аварій в стовбурі та навколо устя свердловини, розливами нафти, розгерметизацією ліній, що транспортують продукцію свердловини та зон загазування на території комплексу.

Ймовірність аварій зростає при значних надходженнях піску до свердловини. Пісок викликає заклинювання плунжера, сприяє інтенсивному зносу обладнання, призводить до розбалансування станка-качалки тощо.

Серед основних причин аварій глибинно-насосного способу видобутку нафти можуть бути:

- заїдання поршня в циліндрі;
- обрив штанг і балансирів;
- прорив газу із свердловини;
- перевантаження електродвигунів;
- самозаймання приводних ременів тощо.

До **джерел запалювання**, що можуть бути причиною пожежі і навіть вибуху при видобутку нафти та газу, відносяться:

- іскри від удару каменів, що викидаються, об сталеві частини устаткування;
- іскри, що утворюються при підйомі або опусканні металевих пристроїв за рахунок удару їх об тверду породу;
- самозаймання відкладень сірчистих сполук заліза, що утворюються на внутрішніх стінках технологічного обладнання в результаті хімічного впливу сірководню або вільної сірки на сталеві поверхні;
- іскри двигунів внутрішнього згорання;
- перегрів підшипників та масла в компресорі;
- відкрите полум'я апаратів з вогневим обігрівом (трубчасті печі пунктів комплексної підготовки нафти);
- відкритий вогонь під час проведення зварювальних та інших вогневих робіт (наприклад, зварювання обсадних труб над устям свердловини);
- самозаймання продукції свердловини ;
- розряди статичної електрики (наприклад, при терті нафти об стінки труб) тощо.

Приклад пожежі. На одній із свердловин Хар'ягинського родовища ВО "Коминнефть" (Росія) здійснювали видобуток нафти з великим вмістом газу (на 1т нафти - 400 м³ газу). Процес видобутку супроводжувався виходом газу через фланцеві з'єднання. З порушенням вимог пожежної безпеки на свердловині проводили зварювальні роботи. Пожежа виникла на фланцевих з'єднаннях і незабаром вогонь охопив всю свердловину. Висота полум'я смолоскипу досягала 45-50 м. Пожежу гасили протягом 10 діб.

Швидкому поширенню пожежі на нафтогазовидобувних комплексах сприяють викиди та утворення паро-газоповітряних хмар, розливи на великій площі нафти, теплове випромінювання від нафтових фонтанів, що горять.

2.3. Пожежна профілактика експлуатації нафтогазових свердловин

За статистичними даними гасіння пожеж на нафтогазових свердловинах протікає у досить важких умовах. За умов відкритого фонтанування на поверхню землі викидається колосальна кількість нафти, що заливає велику територію і горить. При гасінні таких пожеж до вогню на необхідну відстань не може під'їхати навіть техніка, не кажучи вже про людей. До такої пожежі слід віднести і пожежу, що сталася 22 квітня 2004 року на свердловині №111 Куличихинського нафтогазоконденсатного родовища ГПУ „Полтавагазовидобування” НАК „Нафтогаз України» в с. Ціпки, що на Гаддячині. Глибина свердловини становить понад 4000 м.

Якою ж була пожежа на свердловині? На полі під ногами двигить земля: з такою силою газоконденсат виривається на поверхню. Щодо тиску, то в трубі він, коли горів конденсат, становив 175 атм., поза нею – 225 атм.

Факел полум'я на початку пожежі досягав 7-10-метрової висоти, а потім досяг 20 м. Вогонь було видно на відстані 30-35 км.

Гасіння пожежі відбувалося у важких умовах. Для того, щоб підібратися до вогню, необхідно було збити арматуру газонафтової установки, щоб на її місце влаштувати нову. Для цього спочатку застосували гармати (гаубиці Д-30), які привезли з Сумського артилерійського училища. Стрільбу здійснювали осколочно-фугасними 122-міліметровими артилерійськими снарядами 1974 року випуску. Але за допомогою цього методу (було здійснено 16 пострілів) тільки частково вдалося відірвати факел полум'я. 9 пожежних стволів охолоджували арматуру водою, яку пожежні брали із спеціально створених 2-х басейнів загальним об'ємом 4000 м³.

Щодня біля осередку пожежі працювало 60 одиниць техніки, 120-150 ліквідаторів НС. Було прокладено та введено в дію 2200 м водогону для заповнення штучних озер та забезпечення водою.

Локалізувати пожежу вдалося через 5 діб. Після ліквідації пожежі було встановлено превентор на гирло свердловини.

Причиною пожежі стало загоряння газоконденсату внаслідок розгерметизації (під час крадіжки) з'єднання на газогоні.

Таким чином, недотримання вимог пожежної безпеки на нафтогазових свердловинах є однією із основних причин виникнення пожеж.

Основними заходами щодо запобігання утворення **горючого середовища** при освоєнні та експлуатації свердловин є:

- контроль за густиною, кількістю та циркуляцією бурового розчину, а також ступенем заповнення цим розчином свердловин. Особливу увагу необхідно приділяти під час операцій спуску та підніманню обладнання, коли знижується протитиск на пласт;

- герметизація устя свердловин за допомогою заслінок;

- контроль робочого тиску фонтанної арматури, що повинен відповідати максимальному тиску, який очікується на устя під час експлуатації свердловини;

- контроль за появою пластового газу в бурильних трубах. З цією метою в нижній частині бурильної колони влаштовують зворотний клапан;

- негайне підняття із свердловини свабу при появі ознак фонтанування;

- контроль за потраплянням нафти і газу із свердловини до компресора. Для цього на лініях газо- і повітророзподільних будок біля свердловини необхідно встановлювати зворотні клапани;

- влаштування на кінці колони труб спеціальних фільтрів з метою попередження заклинювання плунжера насоса, яке може бути внаслідок потрапляння до нього піску, ґрунту тощо;

- контроль рівня та тиску в трапах за допомогою регуляторів;

- контроль герметичності трапу тощо.

На випадок відкритого фонтанування свердловини необхідно негайно зупинити подачу електроенергії, експлуатацію обладнання, перекрити пре-вентори, засувки, клапани і викликати пожежні підрозділи.

Попередження виникнення **джерел запалювання** на нафтогазовидобувних комплексах досягається наступними заходами:

- контроль за змащенням всіх металевих пристроїв, що опускаються до свердловини (попередження іскроутворення);
- забороняється визначати місця виходу газу за допомогою смолоскипу;
- контроль температури газу і води в холодильниках ($t_{\text{води}} - 30-35 \text{ }^{\circ}\text{C}$) під час роботи компресора;
- регулярне змащення тертьових частин компресора;
- контроль за роботою механізмів станка-качалки (контроль за натягом приводних ременів для запобігання пробуксовування) при глибинно-насосному способі;
- розташування бурових насосів з двигунами внутрішнього згоряння в окремому приміщенні з важкогорючих матеріалів;
- захист вихлопних труб двигунів іскрогасниками тощо.

Для запобігання **поширення** пожежі у разі її виникнення при нафтогазовидобування важливе значення надається заходам, що спрямовані перш за все на обмеження площі розливів, викидів. Серед цих пожежно-профілактичних заходів слід відмітити наступні:

- дотримання протипожежних розривів між вишками та іншими спорудами;
- наявність обвалування на території усть свердловин;
- захист бурильних труб від потрапляння пластового газу зворотними клапанами;
- на випадок перекриття устя свердловини, влаштовують спеціальні лінії для викидів (або прокопують канали), по яких нафта направляєється у відкрите сховище (комору). Дане сховище повинно розташовуватися на відстані не менше 60 м. від свердловини і мати вал.

Поряд із діючими свердловинами пожежно-профілактичному обслуговуванню підлягають і свердловини, що законсервовані. Під час консервації свердловини заливають розчином, густина якого повинна перебільшувати тиск стовпа рідини на 25-30 % за пластовий тиск, а верхню частину колони заповнюють незамерзаючою рідиною. На фонтанній арматурі свердловини повинні бути закриті та запломбовані всі засувки, а їх маховики зняті. Перевірка свердловини здійснюється 1 раз на місяць.

Таким чином, пожежна небезпека процесів видобутку нафти та газу обумовлюється, насамперед, можливістю відкритого фонтанування нафти, яка за наявності джерела запалювання може зайнятися і пожежа, що починається, може стати некерованою. У зв'язку з цим профілактика пожеж, як

при бурінні, так і експлуатації нафтогазових свердловин, має велике значення.

РОЗДІЛ 3. НОРМАТИВНО-ТЕХНІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ КОМПЛЕКСІВ

1. Правила пожежної безпеки в газовій промисловості України. АТ «Укргазпром» К: 1997.
2. НПАОП 11.2-5.03-91. Інструкція щодо запобігання основним видам аварій і вибору методів їх ліквідації при бурінні свердловин на підприємствах ВО «Укргазпром».
3. ВБН А.2.1-00018201.01-96. Системи контролю екологічного стану об'єктів нафтогазового комплексу. Загальні вимоги.
4. НПАОП 11.1-1.20-03. Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України. Наказ №258 Держнаглядохоронпраці України від 19.12.2003.
5. НПАОП 11.1.-5.12-92. Інструкція щодо організації та безпечного ведення робіт під час ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів.
6. НАПБ В.01.014-96/850. Правила пожежної безпеки для геологорозвідувальних організацій та підприємств.
7. НАПБ А.01.-2004. Правила пожежної безпеки в Україні.

Контрольні питання

1. Способи видобутку нафти та газу.
2. Фонтанний спосіб видобутку нафти і газу та його пожежна небезпека.
3. Пожежна небезпека компресорного способу видобутку нафти та газу.
4. Особливості пожежної небезпеки глибинно-насосного способу видобутку нафти.
5. Профілактика аварій та пожеж під час експлуатації нафтогазових свердловин.
6. Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки нафтогазовидобувних комплексів.

ВСТУП

Однією з актуальних проблем сучасності є попередження надзвичайних ситуацій (НС) природного та техногенного характеру, які можуть супроводжуватися багаточисельними людськими жертвами, великими матеріальними втратами та порушеннями умов життєдіяльності. Вмілі дії по рятуванню людей, наданню їм необхідної допомоги та проведенню аварійно-

рятувальних робіт в осередках ураження при НС дозволяє скоротити число загиблих, зберегти здоров'я потерпілим, зменшити матеріальні втрати [1].

До надзвичайних ситуацій техногенного характеру відносяться ситуації, що пов'язані із пожежами та вибухами на промислових об'єктах.

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 транспортуванням продуктів нафтогазодобування, нафтогазопереробки, а також сировини, проміжних і кінцевих продуктів хімічних виробництв;
- об'єктів енергетики.

Внаслідок експлуатації таких об'єктів виникають умови виникнення пожеж та вибухів, що досягають іноді масштабів катастроф.

В цих умовах важливою задачею є підвищення пожежної безпеки об'єктів підвищеної небезпеки, невід'ємною часткою якої є пожежна профілактика на промислових та сільськогосподарських об'єктах, а також підготовка висококваліфікованих фахівців пожежної безпеки, здатних виконувати цю складну роботу.

Даний навчальний посібник відповідає навчальній програмі курсу „Пожежна безпека промислових та сільськогосподарських виробництв” для підготовки фахівця освітньо-кваліфікаційного рівня ”спеціаліст” з напрямку 0928 ”Пожежна безпека” і відображає зміст професії фахівця пожежної безпеки на основі системного підходу до оцінки вибухопожежонебезпечності технологічних процесів і апаратів небезпечних виробництв та засвоєння принципів забезпечення їх пожежної безпеки.

Зміст навчального посібника містить 4 частини, в яких розглядається пожежовибухонебезпека об'єктів підвищеної небезпеки нафтогазодобувної, нафтогазопереробної, хімічної та енергетичної галузей України.

ЧАСТИНА 2. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ

Подолання кризових процесів і економічне зростання України значною мірою залежить від енергозабезпечення та енергозбереження. Високорозвинуті країни надають великого значення розвитку нафтопереробної промисловості, поглибленню переробки нафти, енергозбереженню, поліпшенню екології й автоматизації нафтопереробних заводів (НПЗ).

Переробка нафти і газового конденсату та виробництво нафтопродуктів в Україні здійснюється на шести нафтопереробних підприємствах: ЗАТ „Укртатнафта” (м. Кременчук) (рис.2.1), ВАТ „ЛИНИК” (м. Лисичанськ), ВАТ „Херсоннафтопереробка” (м. Херсон), ВАТ „Лукойл – Одеський НПЗ” (м. Одеса), ВАТ „НПК Галичина” (м. Дрогобич), ВАТ „Нафтохімік Прикарпаття” (м. Надвірна) і Шебелинському газопереробному заводі, що входить до структури ДК „Укргазвидобування”. Загальна потужність шести вітчизняних нафтопереробних підприємств з первинної перегонки нафти становить понад 51 млн.тонн нафти на рік.

Нафта та газовий конденсат постачаються на нафтопереробні заводи, де виробляється понад 100 найменувань товарних нафтопродуктів: автомобільні бензини різних марок; дизельне, пічне та котельне пальне (мазут); нафтобітуми; скраплений газ; оливи і такі продукти, як бензол, толуол, парафін, що використовуються в хімічній та нафтохімічній промисловості.

Нафтодобування, переробка та транспортування нафтопродуктів – це джерела підвищеної пожежної та екологічної небезпеки.



Рис. 2.1 — Загальний вигляд нафтопереробного підприємства ЗАТ „Укртатнафта”

Згідно з прогнозами російських спеціалістів на ближчі 5-10 років передбачається зростання кількості аварій на нафтопроводах до 40-45 аварій за рік (сьогодні ця кількість досягає 7-9 аварій на рік). На думку спеціалістів, аварійні розливи нафти, незважаючи на заходи, що приймаються, викликають сильні і в більшості незворотні пошкодження природних екосистем. Якщо перші ростки листяних дерев з'являються через 6-7 років, то хвойні починають рости через 15 років.

Про наслідки аварій та пожеж на НПЗ можна судити за статистичними даними найбільш великих пожеж, що сталися.

Приклад аварії. До катастрофи відноситься аварія на Новоярославському НПЗ (Росія), що сталася 11 серпня 1990 р. Підвищення тиску в колоні ректифікації було викликане порушеннями дозування сировини і зрошення колони, температури зверху і знизу колони, а також рівня рідини. При підвищенні тиску не було зменшено подачу теплоносія, оскільки зниження подачі пари в теплообмінний апарат низу колони не було автоматично пов'язане із зміною тиску. Теплообмінна апаратура працювала під тиском 4 МПа. Підвищення тиску в ректифікаційній колоні поділу суміші вуглеводнів з 1,3 до 1,5 МПа призвело до спрацьовування запобіжного клапана, через який почався викид паро-рідкої суміші вуглеводнів до атмосфери через свічку. Хмара паро-рідкої суміші перемістилася за напрямком вітру до гарячих трубопроводів і зайнялася. Розгерметизація трубопроводів та викид великої кількості (до 1000-3000 кг) вуглеводнів призвели до вибуху. Викид стався на висоті 50 м від поверхні землі. Основний склад суміші викиду мав: водню – 73 %; метану – 7,2 %; пропану – 7,6 % тощо.

Еквівалент вибуху при аварії склав 2,5 тонни тринітротолуолу. В аварії загинуло 6 чоловік.

Приклад пожежі. 12 квітня 1990 р. на Лисичанському НПЗ на установці №3 первинної перегонки нафти ЕЛЗУ-АВТ-8 виникла пожежа, в результаті поширення якої на ректифікаційну колону відбулося руйнування апаратів повітряного охолодження та паливопроводу. Площа пожежі склала 432 м².

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, енергосуміст якого еквівалентний 3-5 мегатоннам тротилу.

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.

РОЗДІЛ 1. ПЕРЕРОБКА НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ

Нафта відома людині давно. В Росії перший нафтопереробний завод було побудовано в 1745 р. В Україні перший нафтопереробний завод побудовано у 1816 р. в м. Дрогобич (Львівщина). Але спочатку перегонка нафти полягала лише в одержанні освітлювального гасу, а такі цінні продукти, як бензин та мазут, не використовували. Тільки в 1902 р. було знищено (просто спалено) таку кількість бензину, на якому 20 тис. вантажівок змогли б проїхати від Москви до Владивостока та повернутися назад. Гас одержували в кубах періодичної дії або в кубових батареях безперервної дії.

В 1823 році кріпаки-селяни брати Дубініни побудували в м. Моздок відносно велику заводську установку для перегонки нафти. Ця установка періодичної дії стала прототипом нафтоперегонних заводів Росії та США другої половини XIX ст. У кінці цього століття великий російський вчений Д.І. Менделєєв та російський інженер В.Г. Шухов увели в нафтову технологію більш удосконалені перегонні установки безперервної дії.

Промислову переробку нафти почали в 1876 році з метою одержання із неї цінних органічних продуктів.

Сьогодні нафта є основною сировиною у світі для вироблення пального (глибина переробки у США становить до 92 %, а у нас – понад 50 %).

Нафта є складною сумішшю парафінових, нафтенових та ароматичних вуглеводнів, що відрізняються за молекулярною масою та температурою кипіння. Окрім цього, в нафті містяться сірчисті, кисневі та азотисті органічні сполуки. Для виробництва багатьох продуктів різного призначення із специфічними властивостями використовують методи розподілу нафти на фракції та групи вуглеводнів, а також зміни її хімічного складу. 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 варіанти переробки нафти:

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

За паливним варіантом нафта основним чином переробляється на котельні палива та палива для двигунів. На відміну від інших, паливний варіант характеризується найменшим числом технологічних установок, що беруть участь у процесі, та низькими капіталовкладеннями. Розрізняють глибоку та неглибоку паливну переробку. При глибокій переробці нафти прагнуть отримати максимально можливий вихід високоякісних та автомобільних бензинів, зимових та літніх дизельних палив для реактивних двигунів. Вихід котельного палива за цим варіантом зводиться до мінімуму. При цьому передбачається такий набір процесів вторинної переробки, за яким з важких нафтових фракцій та залишку – гудрону отримують високоякісні легкі палива для двигунів. Це такі каталітичні процеси: каталітичний крекінг, каталітичний риформінг, гідрокрекінг та гідроочистка, а також термічні процеси, наприклад, коксування. При неглибокій переробці нафти передбачається високий вихід котельного палива.

За паливно-мастильним варіантом переробки нафти поряд з паливами одержують мастила. В цьому випадку для виробництва високоякісних мастил необхідна мінімальна кількість технологічних установок. Мастильні фракції, що википають при температурі понад 350 °С, спочатку очищають вибірковими розчинниками - фенолом чи фурфуролом, щоб видалити частину смолистих речовин та низькоконденсатні вуглеводні, потім проводять депарафінізацію за допомогою сумішей метилетилкетону та ацетону з толуолом для зниження температури застигання мастила. Закінчують процес обробки мастильних фракцій доочищенням відбілюючими глинами.

Нафтохімічний варіант переробки нафти у порівнянні з попередніми варіантами відрізняється великим асортиментом нафтохімічної продукції і в зв'язку з цим найбільшою кількістю технологічних установок та високими капіталовкладеннями. Нафтохімічний варіант переробки нафти є складним поєднанням підприємств, на яких, поряд з виробництвом високооктанових палив для двигунів та масел, не тільки проводиться підготовка сировини (олефінів, ароматичних вуглеводнів тощо) до важкого органічного синтезу, але і здійснюються досить складні фізико-хімічні процеси, що пов'язані з багатотоннажним виробництвом азотних добрив, синтетичного каучуку, пластмас, синтетичних волокон, миючих речовин, жирних кислот, фенолу, ацетону, спиртів, ефірів тощо.

1.1. Нафта та нафтопродукти

Нафта та нафтопродукти мають велике значення у житті та діяльності людини. З нафти отримують пальне, паливо, мастила та інші речовини, які є сировиною для хімічної та інших галузей.

Нафта являє собою маслянисту горючу рідину від рухомої до густої консистенції, від жовтого до чорного кольору, із специфічним запахом. Складається вона із суміші різних вуглеводнів (від пентану - до важких вуглеводнів), мінеральних і механічних домішок (піску, глини), органічних

сполук, що містять сірку, кисень, азот тощо. До мінеральних домішок належить вода, в якій розчинені солі хлористого натрію, кальцію, магнію тощо.

Вміст вуглеводнів у нафті може досягати 97-98 %, але зустрічаються нафти (наприклад, нафтосховища Мексики), у яких вміст вуглеводнів складає, приблизно, 50 %. Уміст вуглецю в нафті складає 83-87 %, водню – 11-14 %. Але тому, що нафта є дуже складною багатокомпонентною сумішшю вуглеводнів різних класів, повністю розшифрувати її склад до цих пір не вдається. Найбільш детально досліджений індивідуальний склад бензинової фракції деяких нафт. До основних складових нафти відносяться: нафтові парафіни – суміші вуглеводнів (C_{20} - C_{23}), що виділяються з масляних фракцій і мають низьку температуру плавлення; церезини – більш високомолекулярні речовини (C_{36} - C_{55}), що виділяються із залишків від перегонки нафти і мають більш високу температуру плавлення; нафтові вуглеводні (циклопарафіни) – моно- та поліциклічні вуглеводні з 5-а та 6-а атомами вуглецю в циклі; ароматичні вуглеводні, що зустрічаються практично у всіх нафтах (з бензинових фракцій виділено та ідентифіковано понад 20 ароматичних вуглеводнів: бензол, толуол, ксилоли, етилбензол тощо); нафтові кислоти; сполуки, що містять азот і сірку; асфальто-смолисті речовини та інші.

Більш широко фізико-хімічні та пожежонебезпечні властивості нафти розкриті в розділі 1.2 першої частини посібника.

Нафтопродукти. В процесі переробки нафти отримують пальне та паливо (рідинне і газове), мастила, розчинники, окремі вуглеводні (етилен, пропілен, метан, ацетилен, бензол, толуол тощо), тверді і напівтверді суміші вуглеводнів (парафін, вазелін), бітуми та пек, сажу, нафтові кислоти та їх похідні тощо.

Пальне. Рідинне нафтове пальне поділяють на карбюраторне, реактивне, дизельне.

До карбюраторного пального належать авіаційні та автомобільні бензини, а також тракторне пальне (лігроїн та гас).

Авіаційний бензин готують з бензинових фракцій прямої перегонки, каталітичного крекінгу і риформінгу, алкілату та інших компонентів з добавкою антидетонаційних і антиокислювальних присадок. Марки авіаційних бензинів: Б-100/30, Б-95/130, Б-91/115. У чисельнику вказується октанове число, в знаменнику - сортність, тобто показник детонаційної стійкості на багатих сумішах.

Автомобільний бензин готують із сумішей бензинових фракцій прямої перегонки, термічного та каталітичного крекінгу, риформінгу, алкілату ізомеризату пентан-гексанової фракції. Марки автомобільних бензинів: А-72, А-76, А-93, А-95, А-98; цифри вказують на октанове число.

Октанове число характеризує властивості пального та масел, що полягають в стійкості до замерзання. За еталон прийнятий ізооктан з октановим числом 100. Одержання високооктанового пального можливе шляхом добавки до бензинів індивідуальних високооктанових вуглеводнів. Наприклад, ізо-

октан (ОЧ=100), бензол (ОЧ=108), толуол (ОЧ=103), етилбензол (ОЧ=98). Палива для автомобільних двигунів повинні мати високе октанове число (85-90).

Реактивне пальне складають газові фракції різного складу або суміші з бензиновими фракціями. Використовується це пальне в авіаційних реактивних двигунах.

Дизельне пальне складається із газойлів та солярових фракцій. Його використовують в авіаційних двигунах внутрішнього згорання.

Паливо. Котельне паливо – це мазут. Його використовують на теплових електростанціях, в промислових печах (наприклад, в мартенівських) тощо.

Газове паливо – це суміші пропану і бутану в різних співвідношеннях. Його використовують для комунально-побутових потреб.

Мастила використовують для змащування машин і механізмів. Залежно від призначення мастила поділяють на індустриальні (веретенні, машинні тощо), турбінні, компресорні, трансмісійні, ізоляційні, моторні. Спеціальні мастила використовують не для змащення поверхонь виробів (деталей, вузлів, механізмів), а як гальмівну рідину в гальмівних сумішах, гідравлічних установках, а також як електроізоляційне середовище в трансформаторах, конденсаторах тощо.

Окремі вуглеводні. Ці складові нафти використовують для виробництва полімерів і продукції органічного синтезу.

Крім цього з нафти отримують бітуми, пеки, кислоти, парафіни, вазеліни тощо.

1.2. Схема нафтопереробного заводу

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.

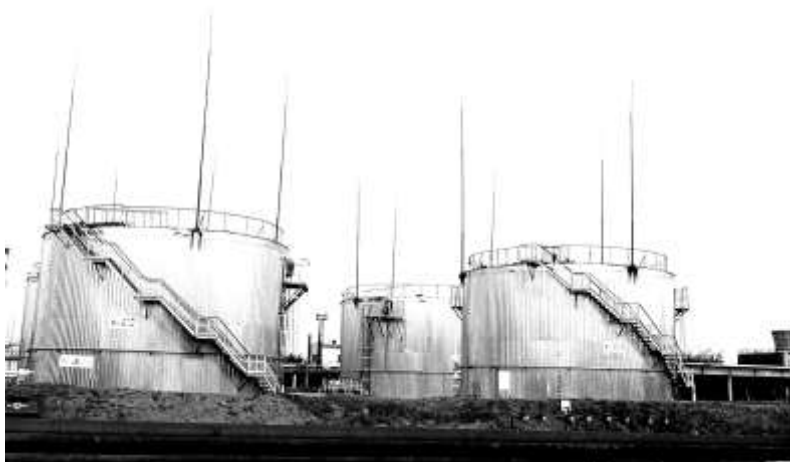


Рис.2.2 — Товарно-сировинна база НПЗ

Сировина, що приймається на завод, надходить до відповідних ємностей **товарно-сировинної бази** (рис.2.2), що поєднується трубопроводами з усіма технологічними установками.

Нафту переробляють фізичним та хімічним способами. До них належать дистиляція (фізичний спосіб) та крекінг (хімічний спосіб). Переробка нафти та нафтопродуктів здійснюється на нафтопереробних заводах, основу яких складають установки підготовки нафти, первинної переробки нафти, термічний і каталітичний крекінг, платформінг, гідроочищення, депарафінізація масел, переробка бітумів, що входять до складу майже кожного сучасного НПЗ (рис.2.3).

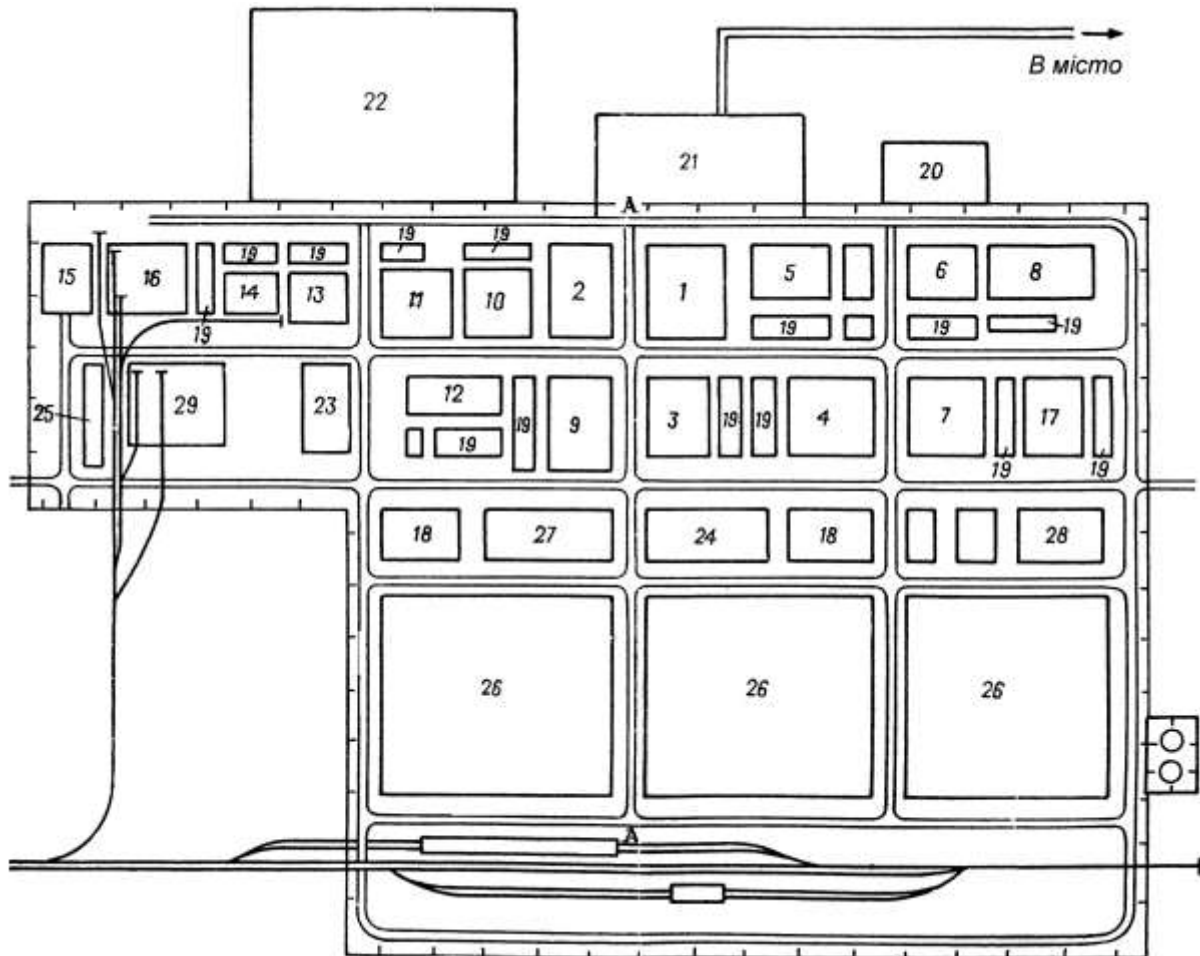


Рис. 2.3 — Генеральний план нафтопереробного заводу:

1 – установка ЕЛЗУ–АТ; 2 – установка ЕЛЗУ–АВТ; 3,4 – установки каталітичного риформінгу; 5,6 – установки гідроочистки; 7 – установка карбамідної депарафінізації; 8 – ГФУ; 9 – установка деасфальтизації; 10 – установка селективної очистки масел; 11 – установка депарафінізації масел; 12 – установка гідроочистки масел; 13 – установка знемаслювання масел; 14 – установка перколяційної очистки парафіну; 15 – виробництво елементарної сірки; 16 – виробництво бітумів; 17 – установка ізомеризації; 18 – блоки зворотного водопостачання; 19 – проміжні парки; 20 – ремонтно–механічна база; 21 – адміністративний блок; 22 – ТЭЦ; 23,24 – автоматичні станції змішування палив та масел; 25 – склади; 26 – товарно-сировинна база; 27 – центральна компресорна; 28 – факельне господарство; 29 – реагентне господарство

Сучасні процеси переробки нафти протікають за різних умов: в інтервалі температур від мінус 60 °С (виробництво масел) до 850-900 °С (піроліз етану) і при тисках від глибокого вакууму (перегонка важких нафтових залишків) до 150 МПа (виробництво поліетилену).

Перелік технологічних установок на НПЗ може відрізнитися один від одного в залежності від асортименту нафтопродуктів, що випускаються, і якості нафти, що надходить на переробку. На рисунку 2.4 надана принципова схема НПЗ, що дозволяє виділити основні технологічні установки нафтопереробного підприємства.

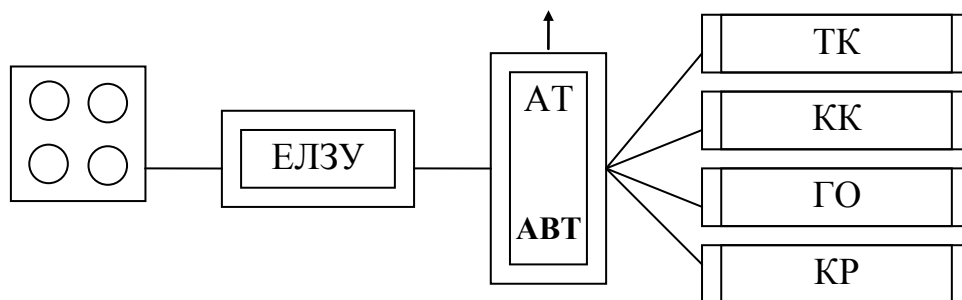


Рис.2.4 – Принципова схема НПЗ:

ЕЛЗУ - електрознесолуюча, електрозневоджувача установка для очищення нафти від води та солей.

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

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

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). 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.

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

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).

Платформінг – вид риформінгу, який проводять під тиском водню в присутності платинового або платино-ренієвого каталізатора. Процес дозволяє попередити закоксування каталізатора, що відбувається під впливом сірки, і продовжити термін його експлуатації до 1,5-2 років.

Аналізуючи схему НПЗ, технологічні процеси, що проходять на кожній ділянці, режим роботи, кількість і властивості речовин, що обертаються у даних процесах, можна зробити висновок про те, що на підприємствах нафтопереробки практично немає пожежобезпечних установок та апаратів. У зв'язку з цим розглянемо пожежовибухонебезпеку основних технологічних установок НПЗ.

Контрольні питання

1. Загальна характеристика нафтопереробної галузі України.
2. Склад нафти та її фізико-хімічні властивості.
3. Назвати основні способи переробки нафти.
4. Які продукти отримують з нафти? Розкрити їх значення для народного господарства?
5. Технологічні параметри процесів переробки нафти.
6. Принципова схема НПЗ.
7. Призначення та основні параметри роботи установок АТ та АВТ.
8. Призначення та основні параметри роботи установок термічного крекінгу.
9. Призначення та основні параметри роботи установок каталітичного крекінгу.
10. Призначення та основні параметри роботи установок гідроочистки.
11. Призначення та основні параметри роботи установок риформінгу.
12. Визначити найбільш пожежонебезпечні установки НПЗ.

РОЗДІЛ 2. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПРОЦЕСІВ ПІДГОТОВКИ НАФТИ ДО ПЕРЕРОБКИ

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. Наприклад, деякі важкі смолисті нафти містять до 15-20 % води, 1,5-2 % механічних домішок і до 2000 мг/л або до 0,6-0,8 % різних солей, частіше хлористого натрію та сірки.

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. Відомі випадки, коли скипання і викиди сильно обводненої нафти призводили до серйозних наслідків, аж до повного руйнування апаратів і ємностей з наступним розливом на великі площі та її займання.

Солі (найчастіше хлористі солі) також, як і механічні домішки, відкладаються, головним чином, у гарячій апаратурі - у трубах теплообмінників, зміювиках трубчастих печей, у колонах тощо. Розчинені у воді солі викристалізуються при нагріванні й осідають в наступній апаратурі, створюючи, нерідко, повну закупорку труб, теплообмінників і печей, відвідних отворів сепараторів та нижніх тарілок ректифікаційних колон. Внаслідок невеликої теплопровідності відкладень порушується температурний режим апаратів.

Відкладення ("накипання") солей відбувається настільки інтенсивно, що часто, уже за 4-6 днів роботи установки, труби або інші вузли апаратури цілком забиваються і їх треба зупиняти на ремонт.

Хлористі солі викликають корозію металу, передчасний знос і руйнування технологічного устаткування. Швидкість корозії чорних металів за наявності вологого хлористого водню складає 5-20 мм/рік, а спільна наявність H_2S і HCl підсилює корозію в 3-4 рази. Найбільш інтенсивно процеси корозії протікають у конденсаторах-холодильниках, верхній частині ректифікаційних колон, пічних трубах, трубопроводах гарячих залишків (мазуту). Наприклад, за даними однієї з нафтових компаній США, корозія апаратури нафтопереробних заводів від солей, що містяться в емульсійних нафтах, завдає збитків, які складають 125 млн. доларів за рік. Ось чому очищенню сирової нафти від домішок надається дуже велике значення.

2.1. Сутність технологічних процесів підготовки нафти до переробки

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 устатковується 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-вимірвальними приладами; контролюють температуру на вході до дегідратора і тиск на сировинному насосі.

Як недоліки способу відстоювання нафти слід відмітити: спосіб очищення нафти у відстійниках вимагає багато часу для відстоювання; нафта не повністю очищається від механічних домішок, особливо від води, що розподілена в нафті у виді мікрокрапель, які утворюють стійку емульсію. Таку суміш у відстійниках розділити не вдається навіть під час тривалого відстоювання. Також, у ряді випадків, неможливим є відділення води шляхом відстою в зимових умовах.

Процеси хімічного (термохімічного) очищення нафти, які здійснюються 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 неспинної роботи установок первинної переробки нафти протягом 2-х і більше років.

Процес зневоднювання і знесолення нафти проводять на електрозне-солюючих та зневоджуючих установках (ЕЛЗУ), де поєднують термохімічне відстоювання нафти та обробку нафто-водно-нафтової емульсії в електричному полі (рис.2.5). Очищення нафти на цих установках проходить ефективно за наявності навіть стійкої емульсії.

Сутність процесу знесолення та зневоднення нафти полягає в наступ-

ному. Сиру нафту попередньо змішують з гарячою водою (в об'ємі до 15 %), яка поступово розчиняє в собі солі, що містяться в нафті (рис.2.6). Для розчинення водонерозчинних солей до нафтової емульсії додають розчин лугу, 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.



Рис.2.5 – Електрознесолююча установка

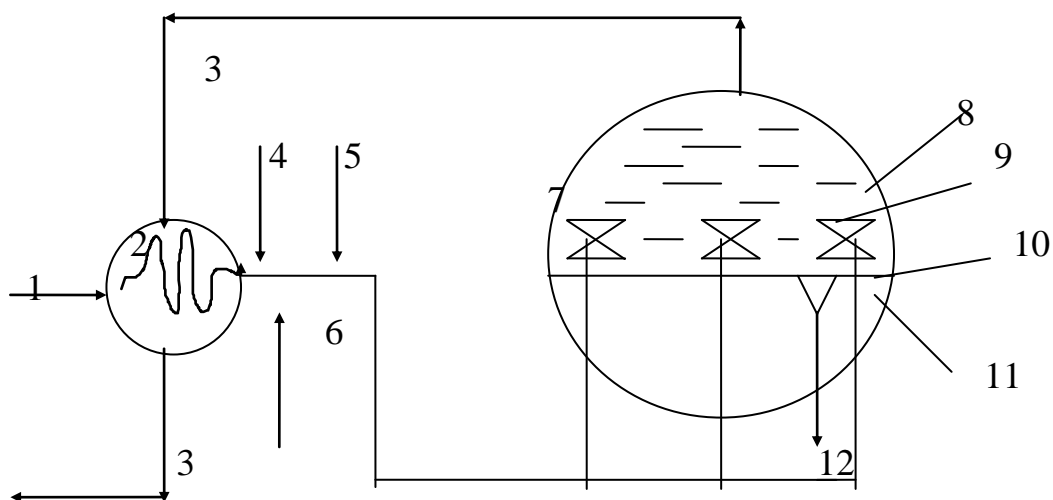


Рис.2.6 – Схема електрознесолюючої установки:

1 - сиру нафта; 2 - теплообмінник; 3 - знесолена і зневоджена нафта; 4 - гаряча вода; 5 - деемульгатор; 6 - розчин лугу; 7 - електродегідратор; 8 - нафта; 9 - пари електродів; 10 - рівень розподілу фаз нафта-вода; 11 - вода; 12 - переливна труба для скидання води в каналізацію

Для підвищення імовірності зіткнення водяних крапель на емульсію діють могутнім електричним полем високої напруги (понад 25 кВ). Цей процес проводять в апаратах – електродегідраторах (ЕД). Під дією електричного поля частки емульсії одержують електричний заряд різної полярності, що взаємодіє з полем. Часта зміна напрямку поля викликає коливання наелектризованого середовища, що руйнує зв'язки між частками води і нафти.

У результаті цього впливу дрібні крапельки води укрупнюються шляхом злиття й осідають з нафти під дією сили ваги. Процес ведуть при підвищеній температурі (100-120 °С).

Як видно з рис.2.6, основним апаратом процесу знесолення і зневоднювання нафти є 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 (рис.2.7) 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.

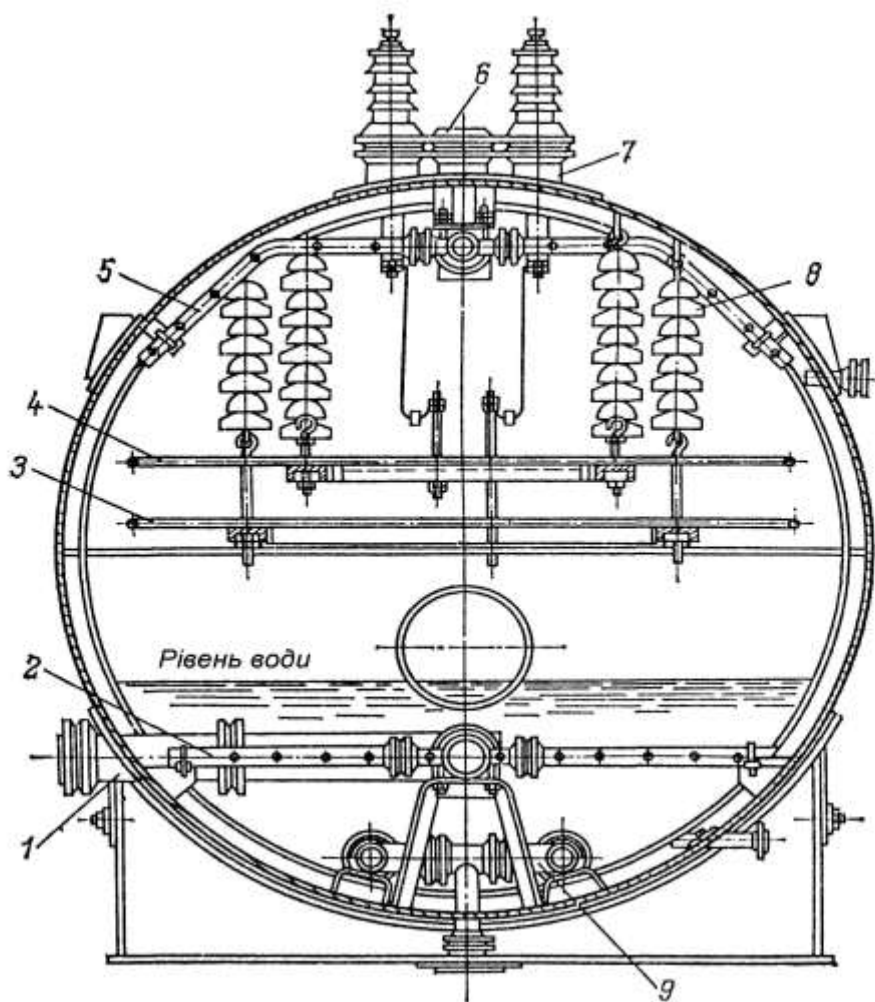


Рис. 2.7 — Горизонтальний електродегідратор:

1- штуцер для ведення нафти; 2- нижній маточник; 3-нижній електрод; 4- верхній електрод; 5-верхній маточник; 6-штуцер для введення знесоленої нафти; 7-провідний ізолятор; 8- підвісний ізолятор; 9-колектор для дренажування води

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

Розглянемо процес очистки нафти в електродегідраторі. Емульсійну нафту вводять до ЕД знизу по трубах, що мають на кінцях розподільні голівки для рівномірного розподілу потоку нафти в електричному полі. Спочатку сировина (нафта) потрапляє до шару відстоюної води, потім надходить у зону під електродами, а звідти - в міжелектродний простір. Знесолена та зневоджена нафта видаляється зверху електродегідратора, проходить теплообмінники, де охолоджується до 40 °С, і поступає до резервуарів товарної нафти або до сировинних насосів установок первинної переробки нафти.

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.

2.2. Пожежна небезпека електрознесолюючих установок

Пожежна небезпека електрознесолюючих та електрозневоджуючих установок характеризується наявністю великої кількості нафти, що обертається в технологічному обладнанні та її пожежонебезпечними властивостями, що описані вище.

Найбільшу пожежну небезпеку під час експлуатації ЕЛЗУ являє електродегідратор. За нормального режиму роботи ЕД горюче середовище усередині апарата не утворюється, так як в апараті відсутній пароповітряний об'єм і, крім того, робоча температура в ЕД перевищує верхню температурну межу поширення полум'я ($T_p > T_B$), але небезпека утворення горючого середовища усередині ЕД з'являється у періоди його пуску та зупинки. Горюче середовище може утворюватися також у каналізаційній системі в результаті попадання туди нафти через дренажну лінію скидання води при зниженні рівня розподілу фаз: нафта-вода.

Однак найбільшою небезпекою є пошкодження ЕД в результаті підвищення тиску, корозії і температурних впливів на стінки апарата, що призводять до виходу назовні нафти, яка нагріта більше за температури самоспалахування.

Приклад пожежі. У 1997 р. на Нижнекамському НПЗ (Росія) на установці ЕЛЗУ-АВТ-7 сталася пожежа, в результаті якої були зруйновані і деформовані конструкції будівель на площі 800 кв.м., насосна станція, апарати повітряного охолодження. Причина пожежі - аварія на продуктопроводі з утворенням отворів у фланцевих з'єднаннях та викидом назовні нафти з наступним її спалахуванням.

Значне підвищення тиску в електродегідраторі може статися через:

- порушення матеріального балансу;

- підвищене пароутворення від теплового впливу електричної дуги, що виникає при порушенні нормального режиму роботи або несправностях ЕД (підвищення рівня розподілу фаз до електродів, провисання верхніх електродів тощо). Коли підвищений рівень води до нижнього електроду, відбувається замикання останнього через воду на корпус, підвищується паротворення. При електричному пробіє може статися прогар корпусу і вихід нафти назовні. Зниження ж рівня води може привести до втрат нафти разом з водою через дренажну систему, загазованості території та забруднення стічних вод.

Корозія стінок ЕД обумовлюється наявністю в нафті сірки (хімічна корозія) і води (електрохімічна корозія). Інтенсивному корозійному зносу підлягають стінки нижньої частини апарата, де протіканню електрохімічної корозії сприяє вода, що має у своєму складі підвищений вміст різних солей.

Температурні впливи викликаються тривалою дією нормальної робочої температури та її коливаннями на матеріал прохідних ізоляторів (бушингів), що приводять до їхнього поступового зносу і розгерметизації у місцях ущільнення; електричною дугою, що утворюється при замиканні на корпус і приводить до прогоряння стінок ЕД.

Специфічними **джерелами запалювання**, що можуть виникнути при експлуатації ЕД, є теплові прояви:

- електричної дуги, що утворюється при пробіє бушингів, замиканні на корпус, міжелектродному замиканні тощо;

- короткого замикання через перегрів трансформаторів;

- самозаймання відкладень сірчистих сполук заліза.

За умов виникнення пожежі на ЕЛЗУ її прискоренню будуть сприяти:

- паро-газоповітряні хмари нафти та нафтопродуктів, що утворюються при аварії;

- дзеркало розлитої нафти та нафтопродуктів;

- технологічні комунікації та горючі конструкції;

- теплоізоляція апаратів і трубопроводів, що просочена горючими мастиками та нафтопродуктами, тощо.

Таким чином, пожежна небезпека ЕЛЗУ обумовлюється наявністю великої кількості нафти і нафтопродуктів (одинична потужність установок очищення нафти складає приблизно 6-12 млн. тонн за рік по сирій нафті), застосуванням змінного електричного струму, можливістю виникнення аварійних ситуацій внаслідок підвищення тиску в ЕД, впливу корозії і високих

температур на матеріал обладнання з наступною його розгерметизацією та викидами легкозаймистих і горючих рідин.

Для забезпечення пожежної безпеки ЕЛЗУ необхідний цілий комплекс протипожежних заходів.

2.3. Протипожежний захист установок підготовки нафти до переробки

Пожежна безпека процесів підготовки нафти до переробки, які полягають в очищенні її від води та солей, передбачає перш за все створення умов, які не допустять виникнення пожежі. З цією метою вживаються заходи щодо запобігання утворенню горючого середовища та виникнення в ньому джерел запалювання. Якщо ж не вдається створити умови для попередження виникнення пожежі, необхідно вживати заходи, щоб запобігти її швидкому поширенню. Важливе значення для таких небезпечних процесів мають заходи, що вживаються на стадії проектування виробництва.

Вимоги до систем забезпечення пожежної безпеки при проектуванні та експлуатації установок підготовки нафти до переробки регламентуються нормативними документами, поданими в розділі 5.

До основних вимог забезпечення пожежної безпеки ЕЛЗУ на стадії проектування нафтопереробних підприємств відносяться:

- улаштування ЕД на установках ЕЛЗУ групами загальним об'ємом не більшим 2400 м^3 у групі;

- контроль за відстанню між окремими ЕД - у групі відстань між ними повинна бути не меншою за величину діаметра найбільшого із сусідніх апаратів;

- контроль за відстанню між групами ЕД - приймається рівною двом діаметрам апаратів, але не меншою за 10 м;

- контроль за відстанню від групи ЕД до будівель, що обслуговують ці апарати - приймається не меншою 15 м, враховуючи відстань від стінки найближчого апарата;

- кожна група ЕД відгороджується з усіх боків земляним валом або негорючою стіною. Висота обвалування повинна бути прийнята з розрахунку на об'єм найбільшого ЕД, що знаходиться в групі, але не меншою 1 м. Ширина земляного валу зверху - 0,5 м; відстань від стінок ЕД до внутрішньої підшви валу або основи огорожуючої стіни приймається рівною половині діаметру найближчого ЕД, але не меншою за 1 м.

Основними пожежно-профілактичними заходами при експлуатації електродегідраторів є заходи, що запобігають виникненню пожежі. До них відносяться:

- автоматичне регулювання витрати нафти, води, деемульгатора, лугу та інших компонентів;

- постійний контроль температури, тиску в ЕД, рівня розподілу фаз і

режиму дренажу солonoї води в каналізацію;

- оснащення ЕД сигналізаторами верхнього рівня рідини, що знімають напругу з електродів при зниженні в апараті рівня нафти;

- встановлення систем аварійного скидання надлишкового тиску, які дозволяють відводити нафту через запобіжний клапан в аварійну ємність;

- продувка ЕД перед заповненням їх нафтою та перед подачею напруги; Скидання газів відбувається через газоповітряну трубку в закриту систему.

- влаштування на ЕД систем автоматичного регулювання напруги, що подається на електроди (для виключення пробою прохідних ізоляторів);

- використання сухих трансформаторів або трансформаторів з него- рючими (силіконовими) маслами;

- розташування трансформаторів на відособлених майданчиках;

- швидке знімання напруги на момент виникнення пожежі та інші.

До основних заходів протипожежного захисту відносяться вимоги, що обмежують перш за все розливи нафти на великі площі, викиди паро- газоповітряних сумішей, розгерметизацію технологічного обладнання, на- копичення великої кількості горючих речовин і матеріалів на невеликій площі, а також своєчасне виявлення та успішне гасіння пожежі у разі її ви- никнення.

Таким чином, пожежна безпека ЕЛЗУ забезпечується виключенням можливості утворення горючого середовища, виникнення джерела запалю- вання та шляхів поширення пожежі. Для цього необхідно контролювати перш за все технологічні параметри процесу, не допускати перевищення ти- ску, рівня рідини в апараті, а також слідкувати за справністю технологічно- го обладнання. Рівень протипожежного захисту повинен відповідати вимо- гам нормативних документів.

Контрольні питання

- 1.Способи очистки сирової нафти від води, солей та інших домішок.

- 2.Сутність процесу знесолення та зневоднення нафти на електрозне- солюючих установках.

- 3.Пожежовибухонебезпечні властивості нафти.

- 4.Пожежна небезпека електродегідраторів.

- 5.Специфічні джерела запалювання при експлуатації електродегідра- торів.

6. Нормативні документи та їх вимоги до забезпечення пожежної без- пеки ЕЛЗУ на стадії проектування нафтопереробних підприємств.

7. Пожежна профілактика під час експлуатації ЕЛЗУ.

РОЗДІЛ 3. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ УСТАНОВОК ПЕРВИННОЇ ПЕРЕГОНКИ НАФТИ

Знесолена нафта з ЕЛЗУ поступає на установки атмосферно-вакуумної перегонки нафти.

Атмосферна перегонка нафти призначена для відбору світлих нафтових фракцій і здійснюється за атмосферним тиском та поступовим підвищенням температури до 430 °С.

Вакуумна перегонка призначена для відбору з мазуту масляних дистилатів при знижених тисках.

Основними фракціями нафти, що відбираються у визначених температурних межах при її атмосферній перегонці, є:

- бензин - (90-200) °С;
- лігроїн - (150-230) °С;
- гас - (180-300) °С;
- легкий газойль (солярове масло) - (230-350 °С);
- важкий газойль - (350-430 °С);
- мазут - залишок атмосферної перегонки нафти (понад 430 °С).

Розглянемо сутність процесів первинної перегонки нафти.

3.1. Процеси первинної перегонки нафти

Для розподілу сумішей рідин та скраплених газових сумішей в промисловості використовують способи простої перегонки (дистиляції), перегонки під вакуумом та з водяною парою, молекулярної перегонки та ректифікації.

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. Принципова схема періодичного процесу простої перегонки зображена на рис. 2.8.

Ємність 2 (перегонний куб), що має кип'ятильник 1, заповнюється вихідною сумішшю. Суміш доводиться до кипіння, пара відводиться по трубопроводу, повністю конденсується в конденсаторі-холодильнику 3, а дистилат, що утворюється, збирається в збірниках 4. В першому збірнику збирається фракція, що кипить в діапазоні температур t_1 - t_2 , потім в другому – фракція, що кипить в діапазоні температур t_2 - t_3 , і т.д. Після завершення процесу перегонки в кубі знаходиться залишок, що кипить при температурі вище t_3 . Залишок зливають, куб заповнюють свіжою порцією вихідної суміші і процес відновлюють.

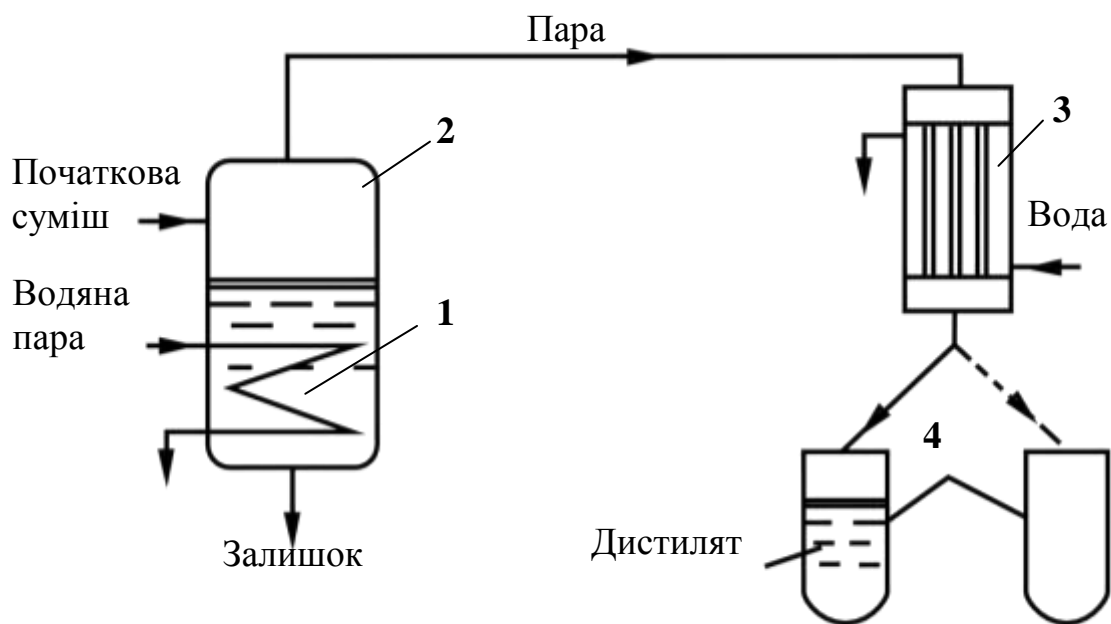


Рис. 2.8 —Схема простої перегонки:

1-кип'ятильник; 2-перегонний куб; 3-конденсатор-холодильник; 4-збірники

Розрізняють перегонку з однократним, багатократним та поступовим випаровуванням. При перегонці з однократним випаровуванням нафту нагрівають до визначеної температури і відбирають всі фракції, що переходять до парової фази. Перегонка нафти з багатократним випаровуванням відбувається поетапним нагріванням нафти та відбиранням на кожному етапі фракцій нафти з відповідною температурою переходу до парової фази. Перегонку нафти з поступовим випаровуванням основним чином використовують в лабораторній практиці для одержання особливо точного розподілу великої кількості фракцій. На відміну від інших методів, перегонка нафти має низьку продуктивність.

Процес, що дозволяє шляхом взаємодії потоків пари і рідини робити більш глибокий поділ сумішей, називається **ректифікацією**. В процесі ректифікації завжди існують дві фази – рідка та парова, і відбувається багаторазове часткове випаровування рідини та конденсація парів. Пари після конденсації в окремому апараті дають готовий продукт - **ректифікат**. Рідина, що виходить після часткової конденсації пари, називається **флегмою**, а апарати, де відбувається процес часткової конденсації - **дефлегматорами**.

Процес ректифікації здійснюють в ректифікаційній установці (рис.2.9), що містить ректифікаційну колону 1, холодильник-конденсатор 2, підігрівник вихідної суміші 5, збірник дистилату 3. Основним апаратом установки є ректифікаційна колона, в якій пари рідини, що підлягає перегонці, піднімаються знизу, а назустріч парам зверху стікає рідина, що подається до верхньої частини апарата у вигляді флегми. У більшості випадків

кінцевими продуктами є дистиляти (пари компонента, що мають низьку температуру кипіння і виходять з верхньої частини колони та конденсуються в дефлегматорі) та кубовий залишок (компонент в рідкій фазі, що має більш високу температуру кипіння і витікає з нижньої частини колони).

Процес первинної переробки нафти (прямої перегонки) з метою отримання нафтових фракцій, що відрізняються за температурами кипіння без термічного розкладання, здійснюють в кубових або трубчастих установках при атмосферному та підвищеному тиску або у вакуумі. Найбільш поширеними на сучасних НПЗ є трубчасті установки, бо працюють при більш низькій температурі сировини та мають більший ККД.

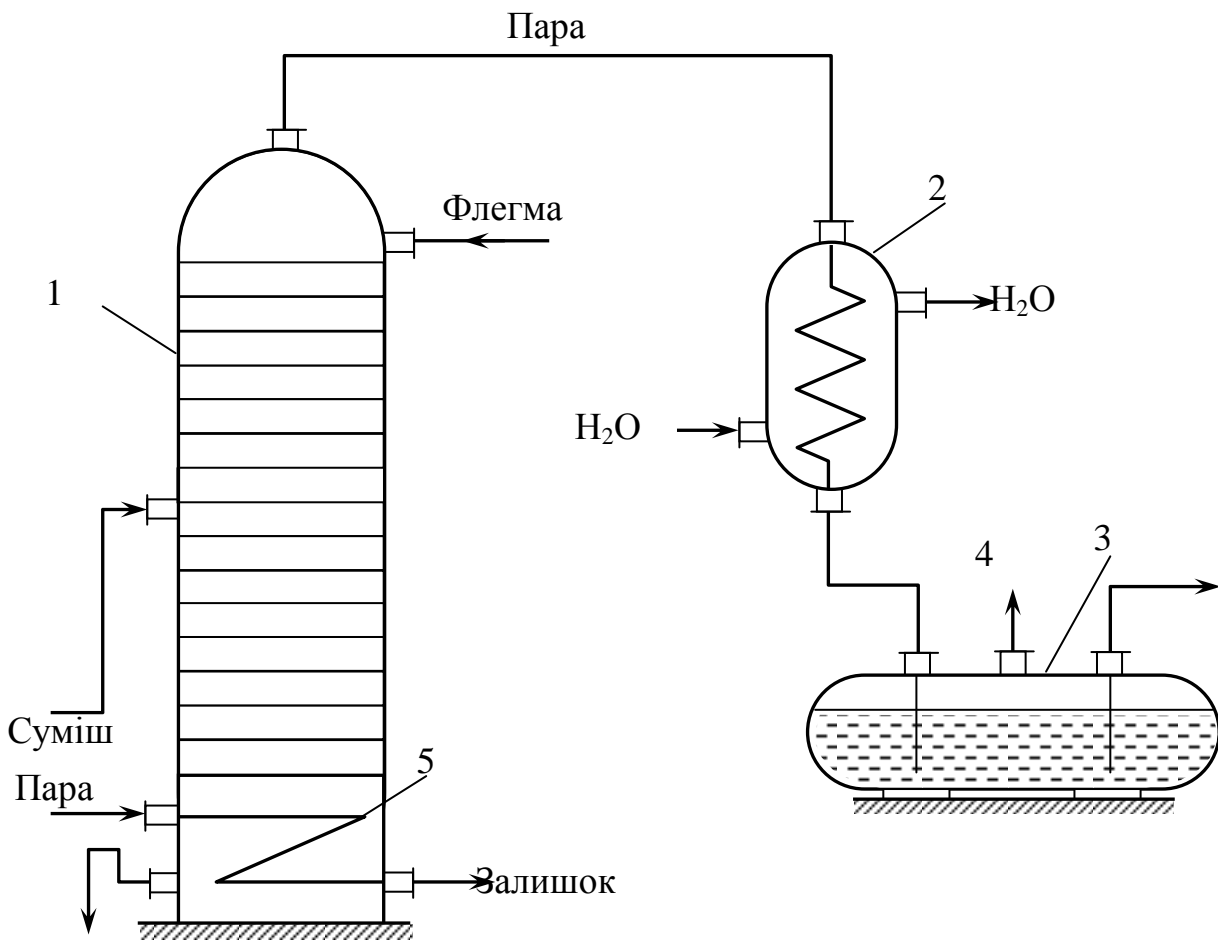


Рис. 2.9 – Ректифікаційна установка:

1- колона; 2-конденсатор-холодильник; 3-приймач конденсату; 4- повітряна труба ємності; 5- підігрівник

Розрізняють три принципові типи установок:

- **АТ (атмосферна трубчатка)**, в яких процес проводять під тиском дещо вищий за атмосферний (150-400 кПА), при цьому відбирають світлі нафтопродукти (дистиляти), що киплять до 350 °С);

- **АВТ (атмосферно-вакуумна трубчатка)**, в якій процес спочатку здійснюють на ступені АТ, потім залишок фракції, що кипить вище 350 °С, знову нагрівають і при низькому тиску (5-15 кПа) відбирають дистиляцією фракції, що киплять до 500-540 °С. Вакуумна перегонка (рис.2.10) призначена для відбору з мазуту масляних дистилятів (для НПЗ паливно-мастильного профілю, або широкої масляної фракції (вакуумного газойлю) на НПЗ паливного профілю). Залишок вакуумної перегонки – гудрон.

Необхідність відбору масляних фракцій під вакуумом обумовлена тим, що при температурі понад 380 °С починається термічне розкладання вуглеводнів (крекінг), а кінець кипіння вакуумного газойлю – 520 °С та більше. Тому перегонку здійснюють при залишковому тиску 40-60 мм.рт.ст., що дозволяє знизити максимальну температуру в апараті до 360-380 °С.



Рис. 2.10 — Установа вакуумної перегонки

Розрідження в колоні створюється за допомогою відповідного обладнання, основними апаратами якого є парові чи рідинні ежектори (рис.2.11);

- **комбіновані**, в яких блок АВТ поєднують з блоком електрознесолювання (ЕЛЗУ) сировини та вторинною дистиляцією на більш вузькі фракції дистилятів первинної перегонки.



Рис. 2.11 —Обладнання для створення вакууму. У верхній частині видно 2 ежектори, до яких зверху колони надходить пара

Спрощена схема установки ЕЛЗУ-АВТ наведена на рис. 2.12. Нафту подають насосом через блок ЕЛЗУ до теплообмінників, де нагрівають до 200-220°C (частка парової фази 10-15 % по масі), і направляють до колони 1 (діаметр до 4,5 м, тиск 300-400 кПа, 20-25 тарілок), з якої відбирають зверху в парах (105-115 °С) легку бензинову фракцію та вуглеводневий газ. З нижньої частини цієї колони відбензинену нафту (230-240 °С) прокачують через трубчасту піч 7, нагрівають в ній до 350-365 °С (частка парової фази 45-55 %) і подають до основної атмосферної колони 2 (діаметр до 7 м, тиск 120-160 кПа, 40-50 тарілок). З верхньої частини колони в парах (115-125 °С) відбирають бензин (VI), у вигляді бокових дистилатів через відпарні колони 3 – гас (X), зимове дизельне паливо (XI) та компонент літнього дизельного палива (XI). Суміш парів бензину, що сконденсувалися, з колон 1 та 2 після нагрівання до 80-100 °С надходить до колони стабілізації 5 (діаметр до 2 м, тиск 700-800 кПа, 40 тарілок), в якій зверху (60-70 °С) виділяють легкі вуглеводні в газовій фазі (C₁ - C₃) і в скрапленому стані (C₃-C₄). Стабільний бензин в колоні 6 (діаметр до 2,8 м, тиск 300 кПа, 30 тарілок) розділяють на

легкий головний погін та бензинову фракцію (85-150 °С) для каталітичного риформінгу.

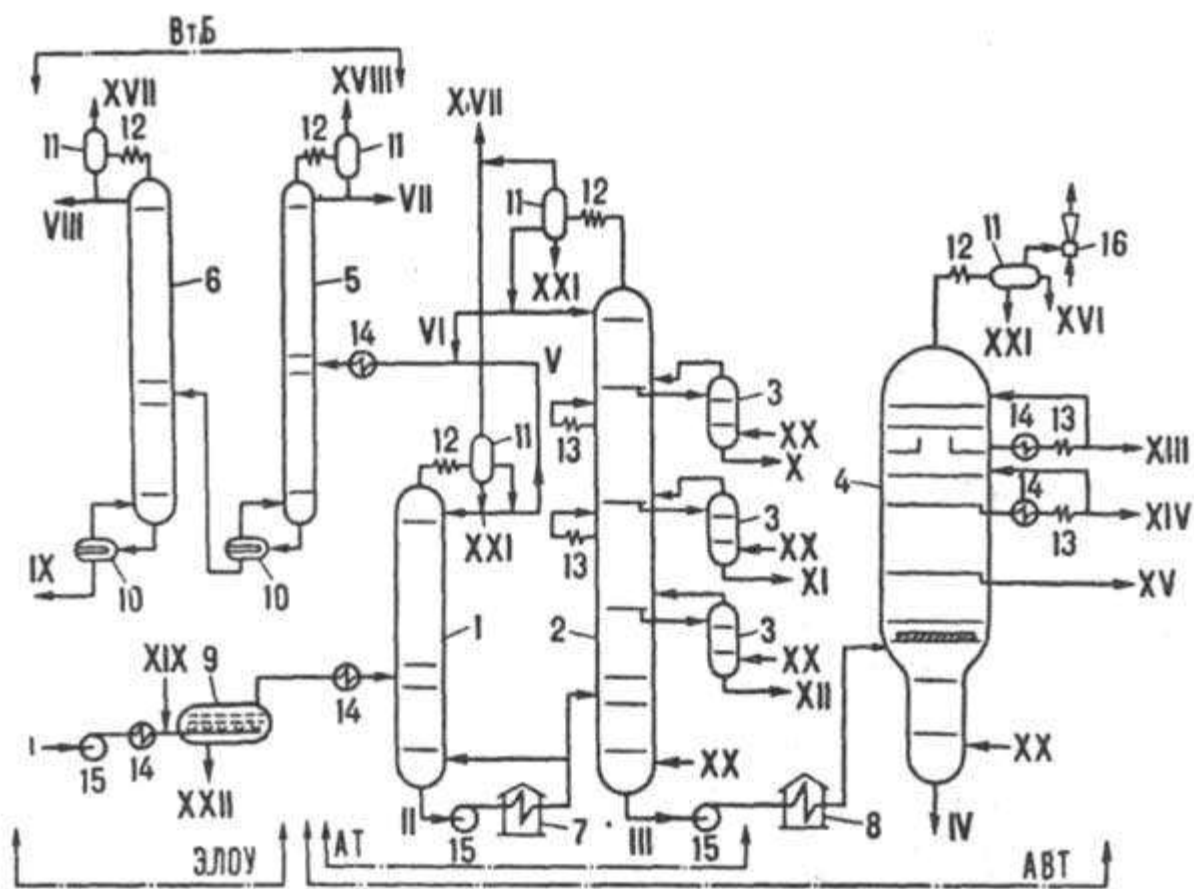


Рис. 2.12 — Принципова схема комбінованої установки електрозне­солювання та дистиляції нафти:

1-6 – ректифікаційні колони відповідно відбензинення, атмосферна, випарна, вакуумна, стабілізаційна та вторинної перегонки бензину; 7-8 - відповідно атмосферна і вакуумна трубчасті печі; 9 - електродегідратор; 10 – кип’ятильники; 11 - сепаратори; 12 - конденсатори; 13 - холодильники; 14 - теплообмінники; 15 - насоси; 16 - ежектор; АТ, АВТ - відповідно атмосферна і атмосферно-вакуумна трубчасті установки; ВтБ - блок вторинної перегонки бензину; ЕЛЗУ - блок електрозне­солювання; I, II - відповідно сира та відбензинена нафта; III - мазут; IV - гудрон; V-VIII - бензинові фракції відповідно легка (початок кипіння 85 °С), головка (кипить при 85 °С), 60-150 °С і 85-150°С; IX – скраплений газ (пропан-бутанова фракція, С₃-С₄); X - гас (150-230°С); XI - зимове дизельне паливо (180-320°С); XII - компонент літнього дизельного палива (240-360°С); XIII-XV - відповідно легкий (270-360°С), середній (325-460°С) і важкий (380-510 °С) вакуумний газойлі; XVI - компонент легкого газойлю; XVII, XVIII – газ, відповідно низького (С₁-С₄) і високого (С₁-С₃) тисків; XIX - деемульгатор; XX - водяна пара; XXI - конденсат; XXII - вода і мінеральні солі

Залишок (мазут) з нижньої частини колони 2 – фракцію з температу­рою 315-330 °С, що кипить вище 350 °С, прокачують через піч 8, де вона на-

гріваться до 400-410 °С (частка парової фази 60-65 %), і направляють до вакуумної колони 4 (діаметр до 10 м, тиск у верхній частині 6-8 кПа, 18-14 тарілок). В якості бокових дистилатів в ній отримують вакуумні газойлі – легкий (XIII), середній (XIV) і важкий (XV) – вихідні продукти у виробництві масел або сировина для каталітичного крекінгу (суміш потоків XIV і XV). У цьому випадку легкий газойль використовують як компонент дизельних палив в суміші з потоком XII. Тиск у вакуумній колоні знижують ежектором, що відкачує суміш легких вуглеводневих газів (утворюються в кількості 0,1-0,2 % при нагріванні в печі 8 мазуту за рахунок часткового його розкладання) і повітря, що підсмоктується через нещільності системи. Пари легких газойлевих фракцій (70-90 °С), що виходять в невеликій кількості з верхньої частини колони в суміші з водяною парою, конденсуються до ежектора в апараті 12. До колон 2-4 під нижні тарілки в якості інертного агента для відпарювання подають перегріту водяну пару (відповідно 1,5, 1,0 та 0,8 % в перерахунку на сировину). Для створення градієнтів температур і концентрацій по висоті колони теплоту відводять на верхніх тарілках шляхом «гострого» зрошення флегмою, що випаровується, (колони 1, 2, 5, 6) або циркуляційним зрошенням без випаровування (колона 4). Окрім того, в колонах 2 та 4 за допомогою циркуляційного зрошення теплота відводиться на проміжних тарілках.

Потужність сучасних ЕЛЗУ-АВТ, за описаною схемою, складає 6-8 млн. тонн переробленої сировини за рік.

До основних елементів таких установок відносяться:

- трубчаста піч для нагрівання та часткового випаровування нафти;
- випарник, в якому відбувається розподіл рідкої та парової фаз нафти;
- ректифікаційна колона з додатковими колонами для розподілу парової фази нафти на окремі фракції – дистилати;
- теплообмінники, холодильники, збірники, насоси, трубопроводи тощо.

Найбільш небезпечним технологічним обладнанням установки первинної перегонки нафти є ректифікаційні колони, трубчасті печі, теплообмінники.

Хоча за весь процес перегонки нафти та нафтопродуктів відповідають всі елементи установки, процес розподілу суміші на фракції відбувається в ректифікаційній колоні.

Ректифікаційна колона (РК) – вертикальний циліндричний апарат із зварним (або збірним) корпусом, в якому розташовані масо- та теплообмінні пристрої (горизонтальні тарілки або насадка). В нижній частині колони є куб, в якому відбувається кипіння кубової рідини. Нагрівання в кубі здійснюється за рахунок глухої пари, що знаходиться в змійовику або кожухотрубчастому підігрівнику – кип'ятильнику. Невід'ємною частиною ректифікаційних колон є дефлегматор, що призначений для конденсації пари, яка

виходить з колони. Дефлегматор представляє собою кожухотрубчастий теплообмінник, через який циркулює холодна вода або інший холодоагент. Пари з ректифікаційної колони виходять до дефлегматора через шоломну трубу, що знаходиться у верхній частині колони.

Оскільки в процесі ректифікації повинні брати участь два потоки парів і рідини, що складаються з тих самих компонентів, але з різними концентраціями, для забезпечення процесу ректифікації з верхньої частини колони відводять тепло, а в нижню частину підводять тепло. Підведення тепла в нижню частину колони забезпечує випаровування рідини та утворення парового потоку. Середня частина колони, до якої вводиться сировина, називається живильною секцією. Частина колони, що знаходиться вище введення сировини, називається концентраційною.

Дифузійний процес розподілу рідин ректифікацією можливий за умови, коли температури кипіння цих рідин різні (температура рідини повинна бути нижчою за температуру пари). Для здійснення дифузії пара і рідина повинні якнайкраще контактувати між собою, рухаючись в ректифікаційній колоні назустріч одна одній: рідина під власною вагою зверху вниз, пара - знизу вгору. Для забезпечення ефективного контактування фаз колони мають внутрішні пристрої – тарілки або насадки, вигляд яких визначає назву ректифікаційної колони. Конструкція тарілок ректифікаційних колон різноманітна. Частіше за все використовуються тарільчасті (ковпачкові), сітчасті та насадкові колони (рис. 2.13).

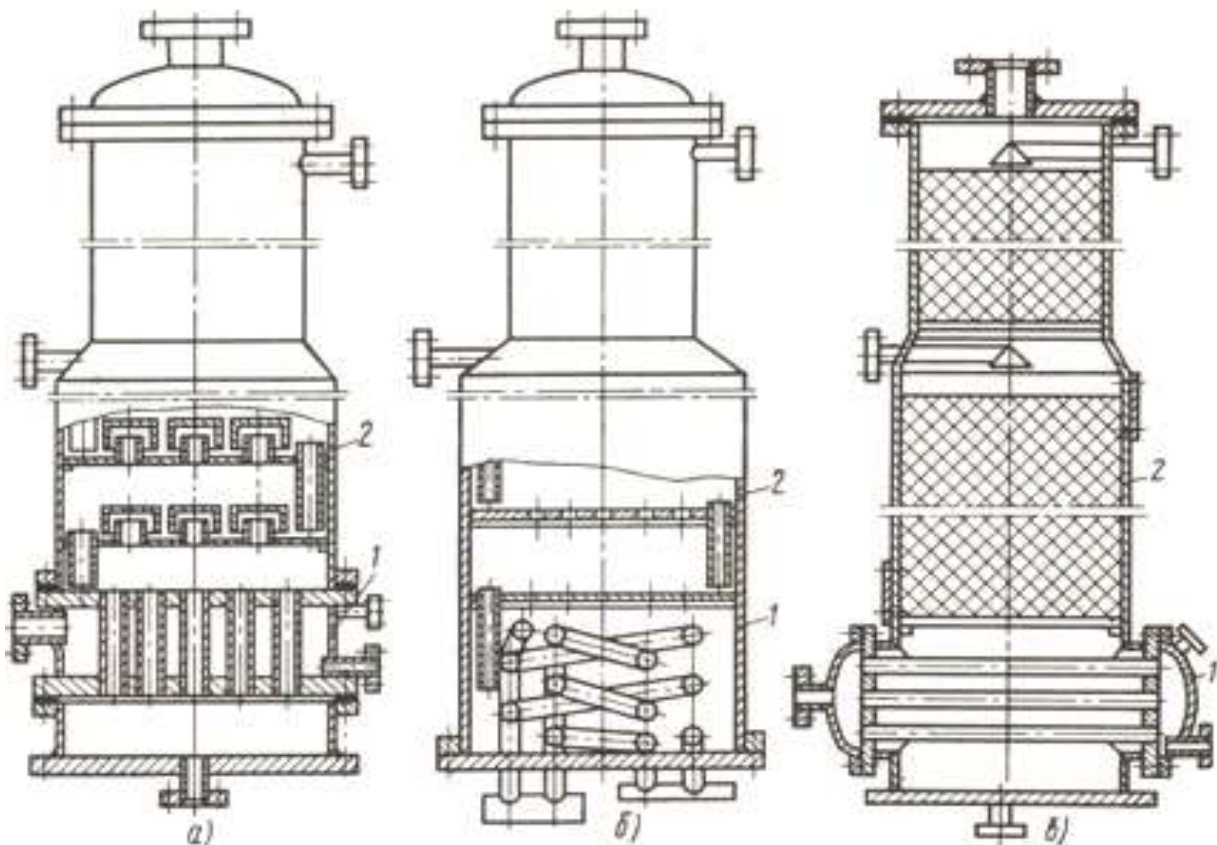


Рис. 2.13 — Типи ректифікаційних колон:

а) тарільчасті (ковпачкові); б) сітчасті; в) насадкові. 1- корпус; 2- відповідно тарілка, сітка чи насадка

Габаритні розміри (діаметр та висоту) ректифікаційних колон визначають в залежності від фізичних властивостей рідин, що поділяються, продуктивності колони відносно пари, чіткості ректифікації, конструкції пристроїв, що забезпечують масотеплообмін.

Діаметр колони визначають з рівняння витрати для потоку парової фази:

$$D = \sqrt{\frac{4W}{\pi \cdot \omega}}, \quad (2.1)$$

де W — витрата пари, що проходить через колону, $\text{м}^3/\text{с}$; $W = G_p(R+1)/\rho_p$;

ρ_p — густина пари за робочих умов, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ω — швидкість пари у вільному перерізі колони, $\text{м}/\text{с}$.

Для тарільчастих (барботажних) колон оптимальну швидкість пари розраховують за формулою:

$$\omega = C \sqrt{\frac{\rho_p - \rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}}}}, \quad (2.2)$$

де C — коефіцієнт, що залежить від конструкції тарілок, відстані між ними, робочого тиску, навантаження на колону відносно рідини. Значення коефіцієнта змінюються від 0,02 (для ковпачових тарілок з капсульним ковпачками при відстані між тарілками 150 мм) до 0,1 (для сітчастих тарілок при відстані між ними 700 мм);

ρ_p — густина рідини, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Так як швидкість пари в колонах невелика (в тарільчастих вона звично перевищує 0,5 м/с, а в насадкових -1,5 м/с), діаметр колон лімітується витратою пари: чим більша масова продуктивність колони по парі, тим більший її діаметр.

Висота ректифікаційних колон залежить від багатьох факторів і, в першу чергу, від чистоти дистиляту (чіткості ректифікації) та різниці температур кипіння компонентів, що розділяються. Чим вища чистота дистиляту та менша різниця температур кипіння чистих компонентів, тим більшою буде висота колони.

Висота колон може досягати 100 м і залежить від можливості їхнього монтажу та ремонту, а також від урахування необхідності відбору рідкого залишку внизу колони.

Діаметр колон досягає до 5-7 м і визначається кількістю парів, що піднімаються, їх швидкістю руху (діаметр колони тим менший, чим більша

швидкість парів). При швидкостях, що істотно перевищують розрахункову, може відбутися віднесення потоком пари рідини на тарілку, що розташована вище. На практиці умови експлуатації прийнято вважати нормальними, якщо швидкості парів знаходяться в таких межах: 0,5-1,2 м/с – для атмосферних колон; 1,5-3,5 м/с – у вакуумних колонах.

Колони виконують, як одне ціле з опорою. Висота опори забезпечує необхідний підпір рідкого залишку в колоні на всмоктувальній лінії насоса, що відкачує його (тому у вакуумних колонах висота опори досягає 10 м), а також забезпечує вільний доступ обслуговуючого персоналу до роз'ємних з'єднань під днищем колоні для огляду і ремонту.

Конструктивне виконання корпусів колон залежить від їхнього призначення і режиму роботи. Так, наприклад, в залежності від тиску в процесі експлуатації колони поділяються на:

- атмосферні (тиск в атмосферних колонах незначний – 0,05 МПа - є результатом опору руху парів і рідини усередині колоні та в комунікаціях після колоні);

- вакуумні ($P = 4-10$ кПа, вакуум в колонах створюється за допомогою насосів або парострумних ежекторів);

- ті, що працюють під тиском ($P =$ до 4 МПа).

Використовують вакуумні колони для поділу вуглеводневих скраплених газів, бо вони мають низьку температуру кипіння при атмосферному тиску, а підвищення тиску призводить до підвищення температури в колоні, а отже, і зниження температури конденсації. Перегонка під вакуумом дозволяє знизити температурний режим розподілу сумішей, схильних до термічного розкладання або полімеризації, а також замінити в процесах конденсації спеціальні дорогі холодоагенти (аміак, пропан, фреони) на більш доступні та дешеві холодоагенти (вода, повітря).

Ректифікаційні колони, що працюють під тиском, обладнують запобіжними клапанами; для розподілу скраплених газів встановлюють два запобіжні клапани – робочий і контрольний. Запобіжні клапани для колон вибирають за розрахунковим тиском, а встановлюють (регулюють) - за робочим тиском. Пропускна здатність клапана або групи клапанів повинна бути такою, щоб тиск у колоні не перевищував при робочому тиску в колоні:

- до 0,03 МПа – 0,05 МПа;

- від 0,3 – 0,6 МПа - 15 %;

- вище 6 Мпа – 10 %.

Відвідні лінії від запобіжних клапанів доцільно сполучати з лініями утилізації газів або з лініями загальнозаводських факелів. Лінії скидання повинні бути герметичними, а ємність для скидання не повинна знаходитися під надлишковим тиском.

Додатково РК обладнані штуцерами, патрубками, люками-лазами та іншими пристроями, що необхідні для експлуатації і ремонту колон.

Трубчаста піч – один з найбільш пожежовибухонебезпечних апаратів, що використовується в установках перегонки нафти, мазуту, установках термічного та каталітичного крекінгів, дегідрування, піролізу та гідроочистки вуглеводнів. У сучасній промисловості використовують переважно печі безперервної дії, тому що вони є більш економічними і мають більш високу продуктивність (рис.2.14). Працюють печі або тільки на газі, або на комбінованому паливі – рідкому та газоподібному. В трубчастій печі сировина, що нагрівається, рухається по трубах зміювика, а гарячі продукти згоряння омивають труби ззовні.



Рис. 2.14 – Загальний вигляд трубчастої печі на нафтопереробному підприємстві ЗАТ „Укртатнафта”

Трубчаста піч має дві камери: радіантну, у якій згорає паливо і тепло передається трубам в основному випромінюванням від нагрітих продуктів згоряння та кладки стін; конвекційну, в якій тепло трубам передається головним чином при контакті гарячих продуктів згоряння (топкових димових газів) з трубами, тобто конвекцією. Сировина, що нагрівається, послідовно проходить труби конвекційної і радіантної камер печі. Температура продуктів згоряння на виході з радіантної камери досить висока (600-900 °С). Тепло цих газів може бути ефективно використане для початкового

нагрівання сировини в конвекційних трубах, одержання перегрітої водяної пари та підігріву повітря для спалювання палива.

Основними конструктивними ознаками трубчастих печей є: форма корпусу (печі коробчасті та циліндричні); число топок (однокамерні та багатоканальні); розташування труб в камерах (вертикальне, горизонтальне); спосіб з'єднання труб (на приварних гнутих двійниках або на ретурбендах) та інші.

До основних вузлів трубчастої печі відносяться: каркас, обмуровка, прилади для спалювання палива, зміювик та гарнітура.

Основу печі складає каркас, який витримує на собі основне навантаження від основних елементів печі та температурних напружень. Це - система вертикальних колон, пов'язаних між собою горизонтальними та нахиленими балками, що утворюють жорстку просторову конструкцію. Конструкція печі виконана з жароміцного бетону, що приймає значну частину навантаження. Елементи сталевих каркасів печі винесені за зону високих температур і захищені від їхнього впливу обмуровкою і тепловою ізоляцією.

Обмуровка печі містить шар з фасонної вогнетривкої ізоляційної цегли товщиною до 250 мм та зовнішній шар теплової ізоляції. Цегляна кладка має три шари: зовнішній шар із червоної цегли, середній – з теплоізоляційної, внутрішній – з вогнетривкої. Для надання міцності та захисту від атмосферних впливів обмуровку печі ззовні закривають сталевим кожухом.

Для спалювання рідкого палива в печі використовуються форсунок, а для газоподібного палива - пальники. Рідке паливо розпорошують водяною парою або стисненим повітрям. Кількість пальників (або форсунок) залежить від потужності печі, її призначення, продукту, що нагрівається, та палива, що використовується (до 16 та більше форсунок або пальників).

Зміювики трубчастої печі, по яких рухається продукт, що нагрівається, ззовні обігріваються полум'ям та продуктами згоряння палива. В залежності від технологічного процесу в трубчастих печах використовують зміювики з труб різного діаметра - від 60 до 219 мм і стінками товщиною від 6 до 15 мм. Труби для зміювиків виготовляють з вуглецевої та низьколегованої сталі, а також з високолегованої сталі. Довжина труб досягає 18 м. Труби з'єднані в зміювик за допомогою приварних калачів або двійників, що закріплені на кінцях труб розвальцьовуванням. Двійники розміщують у спеціальні коробки-шафи з металевими дверцятами, що закриваються. Застосування двійників для з'єднання труб дозволяє легко здійснювати очистку труб, але вимагає більш ретельної підготовки печі до експлуатації (ущільнення, обпресування).

До гарнітури трубчастої печі входять трубні решітки та трубні підвіски, що використовуються для влаштування труб. Трубні решітки виготовляють з чавуну або легованих сталей. Іноді трубні решітки

покривають теплоізоляцією. Трубні підвіски запобігають провисанню труб, що знаходяться в радіантній камері печі. Вони працюють при високих температурах (близько 1000 °С) і для їхнього виготовлення використовують жароміцні та окалиностійкі сталі.

До гарнітури печі відносяться також оглядові, вибухові та інспекційні вікна, лази, що забезпечують безпечну експлуатацію і нагляд за станом трубчастої печі. Ці елементи печі виробляють з чавуну.

Трубчаста піч на НПЗ становить собою приміщення, що викладене усередині вогнетривкою цеглою. Усередині печі розташований багатократно зігнутий сталевий трубопровід. Довжина труб у печі досягає кілометра. Коли завод працює, по цих трубах безперервно, за допомогою насоса, подається нафта з великою швидкістю – до 2-х метрів за секунду. В якості палива в печі використовується мазут, що подається на форсунки. В трубопроводі нафта швидко нагрівається до 350-370 °С. За такої температури найбільш леткі речовини нафти перетворюються в пару.

Таким чином, процеси первинної перегонки нафти є складними технологічними процесами, протікають в спеціальних апаратах з великою кількістю горючих речовин і матеріалів, що обумовлює їх підвищену пожежо-вибухонебезпеку.

3.2. Пожежна безпека установок первинної перегонки нафти

Пожежна безпека установок первинної перегонки нафти характеризується пожежонебезпечними властивостями горючих речовин, що обертаються на установці (ЛЗР, ГР, горючі зріджені гази), їх кількістю (через переріз колони середньої продуктивності при первинній перегонці нафти за 1 год. проходить до 60 тонн парів і близько 20-40 тонн флегми), режимом роботи установки (температура, тиск), складністю апаратурного оформлення (найбільш небезпечними є колони висотою від 6-8 до 60 м і більше та діаметром - від 1 до 6 м), можливістю пошкодження апаратів, наявністю джерел запалювання та шляхів поширення пожежі.

Розглянемо пожежовибухонебезпеку найбільш небезпечних апаратів установки – ректифікаційної колони та трубчастої печі.

Пожежна безпека ректифікаційних колон. Підвищена безпека ректифікаційних систем у багатьох випадках пов'язана з присутністю в апаратурі великої кількості горючих та вибухонебезпечних парогазоповітряних сумішей, що знаходяться в перегрітому стані під високим тиском, що особливо небезпечно при розгерметизації обладнання.

Відома велика аварія, що сталася на установці ректифікації складної вуглеводневої суміші (1969 р., США). Уламки колони масою від декількох десятків грамів до декількох сотень кілограмів були розкидані в радіусі до 500 м, а одна секція впала за 914 м від епіцентру вибуху. Повністю або частково була зруйнована значна частина виробних і житлових будівель, а в бу-

динках, що знаходяться в радіусі 20 км, було вибите скло. Пожежа, що сталася від вибухового горіння, тривала протягом 60 годин. Витрати тільки на відновлення зруйнованих технологічних установок склали понад 5 млн. дол.

Розглянемо більш детально причину аварії. За нормального режиму роботи агрегату ректифікації, на якому сталася аварія, в кубовому продукті (важкій фракції) містилось близько 35 % досить нестабільного вінілацетату; легка фракція, що відганялась, являла собою бутадієн високої чистоти. Важка фракція кубової рідини з вмістом вінілацетату до 56 % була достатньо стабільною за нормального режиму процесу.

Порушення режиму роботи системи ректифікації призвело до більш глибокої зміни складу рідини в нижній частині колони – вміст вінілацетату в кубовій рідині перевищив 60 %. Зниження рівня рідини в кубі колони нижче за допустимий призвело до оголення трубок випарної камери (кип'ятильника), що нагрівалася паром під тиском 105 кПа. Збільшення концентрації вінілацетату в кубовій рідині та перегрів залишкового продукту на оголених поверхнях теплообмінних трубок кип'ятильника призвели до вибуху в кубовій частині ректифікаційної колони. Вибухом були відірвані кип'ятильники від колони, що призвело до інтенсивного витоку вуглеводню із системи через отвори, що утворилися. Вибух, що стався в колоні, призвів до детонації нестабільної частини вуглеводневої суміші, яка містила до 48 % вінілацетату, і знаходилася на нижніх тарілках вичерпної частини колони (в зоні 10-ої -15-ої тарілок).

Таким чином, оцінюючи вибухонебезпеку ректифікаційної колони, необхідно враховувати термостабільність вихідних сумішей та індивідуальних речовин, що входять до їх складу, кубового залишку та легкої фракції в рідкій і паровій фазах. За інших рівних умов вибухонебезпека ректифікаційних колон характеризується стійкістю технологічного режиму.

Продуктивність ректифікаційної установки визначається кількістю ректифікату, який необхідно отримати за одиницю часу або кількістю самої суміші, яку необхідно переробити за одиницю часу. Для оцінки пожежної небезпеки процесу необхідно знати кількість та властивості всіх речовин, що обертаються на ректифікаційній установці, - вихідної суміші, ректифікату, флегми, кубового залишку, пожежонебезпечні властивості яких неоднакові.

Кількість речовин, що обертаються в ректифікаційній колоні, визначають з рівняння матеріального балансу ректифікаційної установки:

$$G_{\text{см}} = G_{\text{рек}} + G_{\text{зал}} \quad (2.3)$$

де $G_{\text{см}}$ - кількість вихідної суміші, кг/год;
 $G_{\text{рек}}$ - кількість ректифікату, кг/год;

$G_{\text{зал}}$ - кількість кубового залишку, кг/год.

В кубовій частині великогабаритних колон і на тарілках колони може знаходитися велика кількість ЛЗР і ГР, що досягає декількох десятків тонн. Так, наприклад, під час перегонки нафти на установці середньої продуктивності одночасно знаходиться до 20 тонн ЛЗР і ГР. Об'єм рідини, що знаходиться в тарілчастій ректифікаційній колоні, можна визначити за формулою:

$$V = \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - md_{\text{кп}}^2) \cdot h_{\text{Т}} \cdot n + \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot H_{\text{куб}} \quad (2.4)$$

де V - об'єм рідини в колоні, м³;
 D - внутрішній діаметр колони, м;
 $d_{\text{кп}}$ - зовнішній діаметр ковпачка, м;
 $H_{\text{куб}}$ - висота рідини в кубі, м;
 $h_{\text{Т}}$ - висота рідини на тарілці, м;
 n - кількість тарілок в колоні;
 m - кількість ковпачків на тарілці.

Показники пожежної небезпеки нафтопродуктів коливаються в широких межах. Так, температура спалаху для нафти становить від мінус 35 до 35 °С і вище, бензинів – від мінус 36 до мінус 7 °С, лігроїнів – від мінус 7 до 17 °С, гасу – від 15 до 60 °С і вище, мазутів – від 60 до 120 °С, мінеральних масел – від 120 до 220 °С.

Аналіз цих даних показує, що у виробничих умовах навіть за нормальної роботи технологічного обладнання нафтопродукти можуть мати температуру, що лежить в температурних межах спалахування. Отже, горюча концентрація може утворюватися не тільки в пароповітряному просторі апаратів, але і при виході парів назовні.

За нормального режиму роботи РК горюче середовище усередині апаратів не утворюється, бо доступ повітря до колони не можливий через незначний підвищений тиск, що створюють пари киплячої рідини, які разом з нею заповнюють весь переріз колони. Крім того, температура кипіння рідини завжди перевищує верхню температурну межу поширення полум'я. Найбільшу небезпеку становлять апарати зі змінним рівнем рідини (мірники, проміжні ємності, збірники), якщо вони поєднані з атмосферою через дихальні клапани (труби), вакуумні ректифікаційні колони та апарати в періоди їх запуску до експлуатації, зупинки на ремонт, а також під час проведення ремонтних робіт. Неповне звільнення колон та інших апаратів від продукту, неповне відключення від усіх, пов'язаних з ними, апаратів та недостатня продувка водяною парою або інертним газом при відкриванні люків призводять до утворення горючого середовища усередині апаратів.

Головною причиною небезпеки працюючих колон та пов'язаних з ними апаратів є вихід назовні горючих парів і флегми через нещільності та місця пошкоджень. Наслідки витоків залежать від місця пошкодження, від робочої температури в колоні і температури самоспалахування горючої речовини. За цими умовами ректифікаційні колони умовно розділені на дві групи.

Перша група - РК, що працюють за температури, яка не перевищує температуру самоспалахування речовин (колони для виділення спиртів, ефірів, бензину, ароматичних вуглеводнів тощо). Виходячи назовні, горючі речовини можуть утворювати пожежовибухонебезпечні концентрації, але для

запалювання цих сумішей необхідне зовнішнє джерело запалювання. Під час ректифікації слабких водяних розчинів ЛЗР або ГР пожежна небезпека РК буде пов'язана лише з верхньою частиною колони, в якій знаходяться легкокиплячі фракції суміші (ЛЗР, ГР), а в нижній частині колони залишиться негорючий водяний розчин.

Друга група - РК, що працюють при температурі, яка перевищує температуру самоспалахування речовин (колони для перегонки мазутів, кам'яновугільних смол, колони крекінгу нафти тощо). Небезпека цих колон обумовлюється небезпекою нижньої частини колони, з якої відводиться перегрітий продукт, що спалахує, контактуючи з повітрям.

При експлуатації ректифікаційних установок можуть створюватися умови для утворення горючого середовища не тільки під час аварій, але і в результаті невеликих витоків. Цьому сприяє наявність в колонах великої кількості різного роду з'єднань. Колони мають значну кількість люків та патрубків для приєднання трубопроводів, контрольних трубок, захисних приладів тощо. Невеликі витокі через нещільності, що утворюються в корпусі колони, не завжди можна швидко виявити, бо колони для підтримання постійного температурного режиму та для зменшення втрат тепла в навколишнє середовище мають теплоізоляцію. Продукт, що виходить назовні, просочує теплоізоляцію, утворюючи на поверхні маслянисті плями. За умов нещільного прилягання теплоізоляції до корпусу колони горюча рідина стікає по стінці вниз, просочує теплоізоляцію на великій площі. Тому пожежа, що виникає, супроводжується поширенням вогню не тільки по рідині, що розливається, але і по теплоізоляції, просоченій горючими рідинами. Наслідки аварій та витоків продукту через нещільності і пошкодження будуть різними в залежності від кількості та властивостей горючих рідин, що виходять, а також умов розташування ректифікаційних колон.

До появи нещільностей та пошкоджень РК можуть призвести механічні, температурні та хімічні впливи на апарати та їх матеріал.

Часто причиною розгерметизації та пошкоджень є вібрація колон та трубопроводів за умов неякісного їх кріплення та впливу вітру (колони мають висоту до 60 м).

Пошкодження колони внаслідок ерозії частіше всього виникає в місцях подачі вихідної суміші до колони та у верхній частині колони, де відбувається найбільш інтенсивний рух струменя речовин.

Небезпечні температурні впливи на матеріал апаратів і трубопроводів спостерігаються за умов різкої зміни температур, через вплив атмосферних опадів, при пошкодженні теплоізоляції, а також під впливом теплоти пожежі.

Хімічній корозії піддаються в основному внутрішня поверхня корпусу колони, патрубки, ковпачки, тарілки та трубопроводи. Підвищенню хімічного зносу обладнання установок АТ, АВТ сприяє наявність у нафтопродуктах сірчистих сполук, вільної сірки, хлористих солей кальцію і магнію, висока температура та безупинний рух струменів.

Однією з найбільш поширених причин виникнення аварійних ситуацій та аварій на установках первинної перегонки нафти та нафтопродуктів є підвищення тиску в РК в результаті:

- порушення матеріального балансу апаратів;
- підвищення робочої температури;
- порушення процесу конденсації парів;
- попадання у високотемпературні колони рідин з низькою температурою кипіння;
- температурних впливів на матеріали апаратів і трубопроводів;
- хімічного зносу матеріалу апаратів і трубопроводів та інші.

Порушення процесу конденсації парової фази, що поступає з колони до дефлегматора та до конденсатора-холодильника, є однією з частих причин підвищення температурного режиму, а отже, і тиску в колоні та інших апаратах установки. При цьому зменшується кількість флегми, що подається до колони, та кількість тепла, що відводиться від колони з парою. Зменшення кількості тепла, що відводиться від колони з паровою фазою, при незмінній кількості тепла, що надходить з кип'ятильника, призводить до підвищення температури і тиску. Причиною порушення нормального процесу конденсації парів у дефлегматорі-конденсаторі є зменшення або повна зупинка подачі холодоагенту (води, розсолу, скрапленого газу) або надходження його з більш високою початковою температурою, а також зменшення коефіцієнта теплопередачі від пари до холодоагенту при сильному забрудненні теплообмінної поверхні малотеплопровідними відкладеннями. При цьому конденсація пари зменшується або зупиняється зовсім. Частина пари, що не сконденсувалася, може виходити назовні через дихальну лінію на ємності ректифікату, створюючи навколо неї горючу пароповітряну суміш.

Для аналізу пожежної небезпеки процесу ректифікації у випадку порушення нормального режиму конденсації парів у дефлегматорі необхідно

знати теплове навантаження дефлегматора ($Q_{дф}$), яке під час роботи колони за схемою з повною конденсацією можна розрахувати за формулою:

$$Q_{дф} = G_p \cdot (R + 1) \cdot r_{ф}, \quad (2.5)$$

де G_p - кількість дистилляту (ректифікату), що відбирається з колони в результаті ректифікації, кмоль/с;

R - флегмове число, що визначається відношенням кількості флегми (кількості продукту, що повертається в колону) до кількості дистилляту, що відбирається з колони;

$r_{ф}$ - теплота випаровування флегми, Дж/моль; величину визначають за формулою:

$$r_{ф} = r_{НК} \cdot x_p - r_{ВК} \cdot (1 - x_p), \quad (2.6)$$

де $r_{НК}$, $r_{ВК}$ - теплоти випаровування низько киплячого та високо киплячого компоненту відповідно, Дж/моль;

x_p - молярна частка ректифікату.

Приріст тиску, що виникає при порушенні процесу конденсації парової фази, можна розрахувати за формулою:

$$\Delta P = \frac{a \cdot G_{п} \cdot \tau}{100 \cdot V_{в} \cdot \rho_t} \cdot P_0, \quad (2.7)$$

де a - коефіцієнт неповноти конденсації парів, %;

$G_{п}$ - продуктивність апарата по парі, кг/с;

τ - тривалість порушення нормального режиму конденсації, с;

ρ_t - густина пари рідини за робочими температурою та тиском в апараті, кг/м³;

$V_{в}$ - вільний об'єм системи, м³;

P_0 - тиск навколишнього середовища, Па.

Попадання у високотемпературні колони рідин з низькою температурою кипіння. У практиці експлуатації високотемпературних колон при попаданні до них рідин з більш низькою температурою кипіння, ніж робоча температура в колоні, сталися деякі випадки значних аварій, що супроводжувалися руйнуваннями та пожежами. Така рідина, попадаючи до високотемпературної колони, перегрівается та швидко закипає, утворюючи велику кількість перегрітої пари.

Приріст тиску у високотемпературних апаратах при попаданні в них рідин з низькою температурою кипіння та швидкому їх випаровуванні визначають за формулою:

$$\Delta P = 0,082 \cdot \frac{m \cdot T_p}{M \cdot V_B} \cdot P_0, \quad (2.8)$$

де P_0 - тиск навколишнього середовища, Па;

m - маса рідини з низькою температурою кипіння, яка потрапила до апарата і випарувалася в ньому, кг;

V_B - вільний об'єм системи, м³;

T_p - робоча температура в апараті, К;

M - молекулярна маса рідини, що потрапила до апарата, кг/кмоль.

Подібне явище може виникати і в періоди пуску, якщо високо нагрітий продукт пускають до колони, в кубі якої знаходиться невелика кількість води, що залишилася після промивання або гідравлічного випробування.

Розрахунки та випадки аварій показують, що тиск та динамічність впливу, які при цьому виникають, достатні для руйнування корпусу колони.

Приклад аварії. На одному з НПЗ в період пуску установки після профілактичного ремонту стався вибух ректифікаційної колони, в результаті якого вона була повністю зруйнована. В момент руйнування колони відбулося спалахування нафтопродукту і горіння його на значній площі. При руйнуванні колони окремі уламки вагою 50-60 кг розлітались на відстані до 300 м. В результаті аварії були пошкоджені теплообмінні апарати, а також продуктові та мазутні лінії. Дослідження показало, що розрив колони стався під час пуску «гострої» водяної пари, разом з якою з парової лінії до кубу колони потрапила велика кількість конденсату. Причиною таких вибухів може бути і потрапляння до нижньої частини колони води чи іншої рідини при невірному переключенні ліній.

До **джерел запалювання**, що можуть виникати при експлуатації установок первинної перегонки нафти та нафтопродуктів, слід віднести:

- самоспалахування перегрітих горючих рідин та парової фази при викидах назовні;

- високонагріті поверхні печей, реакторів, конструкцій;

- вогневі ремонтні роботи на території або на прилеглих технологічних установках;

- самозаймання горючих відкладень на внутрішніх поверхнях колон і трубопроводів, утворення пірофорних сполук;

- іскри під час роботи із небезпечним інструментом, ударах, терті;

- розряди статичної та атмосферної електрики тощо.

У разі виникнення пожежі на установках первинної перегонки нафти та нафтопродуктів їй швидкому поширенню будуть сприяти: дзеркало розлитих рідин; паро-газоповітряні хмари, дихальні лінії та технологічні комунікації; теплоізоляція трубопроводів, комунікацій і колон, що просочена нафтопродуктами, поверхні етажерок колон.

Особливості пожежної небезпеки вакуумних колон. Процес ректифікації під вакуумом здійснюють для зниження температурного режиму при розподілі суміші речовин, що схильні до термічного розкладання або полімеризації. Величина робочого вакууму РК залежить від того, наскільки сильно необхідно знизити температуру перегонки розчину. Чим глибшим буде вакуум, тим нижча робоча температура перегонки. Розрідження в колоні створюють інтенсивною конденсацією парової фази в конденсаторі-холодильнику і за рахунок відсмоктування з нього газоподібних продуктів конденсату та пари.

Пожежна небезпека під час експлуатації вакуумних колон виникає при порушенні встановленої величини вакууму, що призводить до підвищення температурного режиму.

Підвищення температурного режиму, а також поява нещільностей і пошкоджень особливо небезпечні для РК, що працюють під великим розрідженням, бо це призводить до ряду побічних небажаних процесів, в тому числі і до полімеризації або термічного розкладання речовин, що підлягають перегонці. Полімеризація супроводжується виділенням значної кількості тепла і відповідно підвищенням температури та прискоренням побічних реакцій. Це, в свою чергу, призводить до утворення полімерних пробок, виникнення високих тисків, виходу із ладу апаратів. Порушення вакууму в колонах може статися за відсутністю нормальної конденсації парів в конденсаторах або при зупинці роботи пристроїв, що відсмоктують пари та газу, які не конденсуються.

Нещільності та пошкодження у вакуумній колоні та безповоротне відсмоктування повітря призведуть при цьому не тільки до підвищення тиску і температури, але і створять можливість утворення горючої концентрації в колоні або в лінії за вакуум-насосами (після конденсації основної маси пари в конденсаторі частка кисню в продуктах, що не сконденсувалися, може зростати і досягти небезпечних меж).

Пожежна небезпека трубчастих печей. Трубчасті печі на НПЗ становлять значну пожежну небезпеку. Це пояснюється рядом факторів: потужною паливною системою (мазут, природний газ тощо), паливо з якої поступає на спалювання в топку; великою кількістю горючого продукту, що надходить для нагрівання і рухається по змішувачу під високим тиском; високою температурою нагрівання продуктів, що інколи перевищує температуру їх самоспалахування; наявністю відкритого полум'я та розжарених продуктів горіння, температура яких досягає 1000-1100 °С; появою нещіль-

ностей та пошкоджень в трубах, в результаті чого з них може вийти назовні велика кількість продукту, що нагрівається. Високонегріті поверхні печі (кладка, труби, двійники) та відкрите полум'я в топці обумовлюють велику пожежну небезпеку не тільки самої печі, але і сусідніх технологічних апаратів з горючими речовинами.

В процесі експлуатації трубчастих печей можуть виникати:

- вибухи в топковому просторі та в димових каналах;
- пожежі при пошкодженні труб змійовика печі;
- пожежі при пошкодженні двійників змійовика;
- пожежі при витоках палива з паливних комунікацій.

Вибухи в топковому просторі відбуваються, в основному, в періоди пуску печей без їх продувки або в момент раптового обриву факелів полум'я з наступним відновленням подачі палива та його спалахуванням від нагрітих конструкцій печі.

Вибухи в димових каналах відбуваються в результаті випаровування та розкладання частинок рідкого палива, що не згорає, тощо. Продукти неповного згорання та розкладання змішуються в димових каналах з повітрям, що підсмоктується через нещільності, і спалахують.

Пожежі, що виникають при пошкодженні труб змійовика, можуть призвести до деформації цих труб, а також підвісок, обваленню футеровки та підвісної стелі, деформації каркасу печі. Пошкодження труб змійовика може бути в результаті їх прогару, корозії та ерозії матеріалу, а також при підвищенні тиску.

Тепловий вплив є основним фактором появи прогару, викликає сильний перегрів окремих ділянок теплообмінної поверхні, в результаті чого знижується механічна міцність металу, виникають текучість та незворотні деформації, відбувається зменшення та розрив стінок з виходом продукту в топковий простір. Розриву металу в слабкому місці сприяє підвищений тиск продукту, що нагрівається в системі.

Перегрів окремих місць теплообмінної поверхні відбувається в результаті утворення на внутрішніх поверхнях труб різних відкладень, що є поганими провідниками тепла. При високій температурі стінок труб, особливо в місцевих перегрівах, підвищується температура приграничного шару продукту усередині труби. Це, в свою чергу, призводить до відкладення на поверхні труб коксу, що утворюється при термічному розкладанні речовин, що нагріваються, а також солей, каталізаторного пилу, що можуть вноситися до печі разом із сировиною. Солі та кокс є поганими провідниками тепла, погіршують теплообмін.

Гідравлічні опори дуже сильно залежать від діаметра труби. Так, при зменшенні діаметра труби у 2 рази втрати напору збільшуються у 32 рази.

Відповідно до цього, швидкість потоку рідин за наявності відкладень і незмінній витраті зростає пропорційно зменшенню площі живого перерізу труби.

Необхідний напір для подолання опору і створення необхідної швидкості руху продукту ΔP визначається по формулі:

$$\Delta P = \left(\sum_{i=1}^n \zeta_i + \lambda \frac{l}{d} \right) \cdot \frac{\omega^2 \cdot \rho_t}{2}, \quad (2.9)$$

а загальний тиск з виразу:

$$P_k = P_n + \Delta P, \quad (2.10)$$

де ΔP – втрати тиску при збільшенні опору ліній, Па;

λ - коефіцієнт опору тертя під час руху продукту по трубі, визначається в залежності від режиму руху продукту;

l - еквівалентна довжина трубопроводу з урахуванням наявності місцевих опорів, м;

d - внутрішній діаметр труби, м;

ρ - питома вага речовини, кг/м³;

ω - швидкість потоку в трубі, м/с;

ζ - коефіцієнт місцевих опорів.

Прогару труб зміювика сприяє корозія матеріалу. Зовнішня поверхня радіантних труб підлягає корозії киснем та сірчистими сполуками, що знаходяться в димових газах. В конвекційній камері інтенсивна корозія спостерігається у трубах перших рядів (по ходу сировини) в тому випадку, коли спалюється сірчисте паливо, а температура продукту на вході нижча 50 °С. Відбувається конденсація парів води на поверхні труб. Конденсат поглинає з димових газів сірчистий ангідрид, утворюючи сірчану кислоту.

Внутрішня поверхня труб зміювика піддається корозії за рахунок продуктів, що нагріваються, або домішок, що знаходяться в них, а також ерозії через наявність в речовині, що рухається, твердих часток. Корозія та ерозія труб по довжині неоднакова. У більшості випадків раніше інших ділянок зношуються кінці труб. Ділянка підвищеного зносу має довжину до 1000 мм. Підвищений знос кінців труб пояснюється зміною гідравлічного режиму потоку перед входом до камери двійника і при виході з нього.

Пошкодженню труб зміювика, особливо в місцях їх перегріву або сильної корозії, сприяє наявність підвищеного проти норми тиску продукту, а також різкі зміни тиску та температури. Тиск в системі підвищується при порушенні нормального режиму роботи насосів, сильному закоксуванні

труб та в інших випадках, коли зростає гідравлічний опір системи при незмінній продуктивності насосів.

Пожежі при пошкодженні двійників можуть призвести до тривалої зупинки печі, а також до пошкодження апаратів та споруд, що розташовані поруч. Вихід продукту, що нагрівається, назовні через двійники може статися в разі нещільного прилягання пробки до корпусу двійника, викиді пробки, порушенні щільності з'єднань труб з корпусом двійника, при пошкодженнях корпусу. Частіше за все витіки продукту відбуваються через слабе затягування пробок зажимними болтами або через недостатню очистку конусних поверхонь від частинок коксу при збірці двійників.

Небезпечною є аварія при викиді пробки або порушенні розвальцьовування труб з корпусом двійника. Під час таких аварій під високим тиском викидається назовні потік гарячого продукту, що зразу ж спалахує чи призводить до загазовування території.

Пожежі при витіках палива з паливних комунікацій трубчастої печі можуть мати місце при несправностях фланцевих з'єднань, вентилів, засувок, а також при пошкодженнях трубопроводів. Рідина, що розливається, пари та гази, що виходять з паливних комунікацій, спалахують від полум'я форсунок (пальників) печі.

Трубчасті печі небезпечні не тільки можливістю виникнення пожежі при пошкодженнях безпосередньо в них самих. Вони досить небезпечні як можливі джерела запалювання під час аварій на сусідніх технологічних апаратах: парогазоповітряні хмари, що утворюються, можуть контактувати з високо нагрітими елементами печей. Відбувається спалахування парогазоповітряної хмари. Полум'я швидко поширюється по хмарі до місця аварії.

Існує й інша можливість спалахування парогазоповітряної хмари. Вона може бути підсмоктана усередину топки і там спалахнути. Полум'я внаслідок зворотного проскакування може вийти з печі і поширитися до місця аварії. Через повільне охолодження (для охолодження від 1000 до 250 °С необхідно від 3 до 6 годин – в залежності від того, використовується примусова вентиляція чи штучна циркуляція) піч залишається джерелом запалювання навіть при загасанні форсунок (пальників). По горючій суміші, що відсмоктується до печі, відбувається проскакування полум'я назовні за умови, коли швидкість поширення полум'я буде більшою за швидкість руху суміші.

З цього виходить, що зворотного проскакування полум'я найбільш сприятливі умови виникають при зменшенні швидкості руху суміші. Такі умови створюються при зниженні тяги в печі, тобто при загасанні форсунок (пальників), перекирванні засувки лежача, зупинці димососу.

3.3. Заходи пожежної профілактики на установках первинної перегонки нафти

Багато аварій, надзвичайних ситуацій на установках НПЗ викликані недотриманням вимог пожежної безпеки як під час проектування, так і при експлуатації технологічного обладнання. Особливу увагу при забезпеченні пожежної безпеки ректифікаційних установок необхідно звертати на фізико-хімічні та пожежовибухонебезпечні властивості сумішей, що розділяються, та індивідуальних речовин, що входять до їх складу, кубового залишку та легкої фракції в рідкій і паровій фазах, на особливості процесу ректифікації. При цьому вибухопожежобезпека процесу ректифікації повинна характеризуватися високим рівнем та надійністю автоматизації процесів, так як порушення режиму, особливо тиску, в багатьох випадках є причиною розгерметизації обладнання та викидів горючих і вибухонебезпечних продуктів в атмосферу.

Так, внаслідок перевищення тиску до 163 кПа в кубі ректифікаційної установки (регламентований тиск 65 кПа) стався вибух ректифікаційної колони по звареному шву, що призвело до великого залпового викиду з технологічної системи легкозаймистих рідин: оцтової кислоти, етилацетату та їх парів з наступною пожежею на виробництві.

Як було встановлено, підвищення тиску в кубі ректифікаційної колони викликане зупинкою конденсації парів, що виходили з колони, та подачі флегми на зрошення, оскільки раптово зупинилась подача охолоджуючої води до конденсаторів, а подача теплоносія до кубової частини колони не була припинена. Ректифікаційна установка не мала необхідних автоматичних систем блокування подачі пари до кип'ятильників та вихідної суміші до колони при зупинці подачі води на установку; відсутніми також були засоби сигналізації, що повідомляли б персонал цеху про зупинку подачі води, електроенергії та підвищення тиску в кубах колони.

Подібні аварії, що викликані перевищенням регламентованого тиску при переповненні рідиною або забиванні тарілок і насадок ректифікаційних колон відкладеннями, а також за інших причин відбуваються на багатьох виробництвах. Тому вибухобезпека процесу ректифікації повинна характеризуватися рівнем та надійністю автоматизації процесів, бо порушення, особливо режиму тиску, в багатьох випадках були причинами розгерметизації обладнання і викидів горючих та вибухонебезпечних продуктів до атмосфери.

Система запобігання виникненню пожежі на установках первинної перегонки нафти.

Ректифікаційні колони. Враховуючи складність технологічного процесу ректифікації однією з основних вимог забезпечення безаварійної роботи ректифікаційної установки є наявність та надійність засобів автоматичного регулювання: рівня та температури рідини в кубовій частині; температури вихідної суміші, що поступає на розподіл, та паро-газової фази верхньої частини колони; температури конденсату легкокиплячого компонента, що поступає на зрошення тарілок верхньої частини колони; тиску або

його зміни у верхній та нижній частині колони. У всіх випадках колони повинні бути постійно та надійно забезпечені теплоносіями і холодоагентами із заданими параметрами для обігріву кубової частини та конденсації. Слід постійно контролювати безперервне відведення кубового залишку (важкокиплячого компонента) та конденсату (легкокиплячого компонента). Ректифікаційні колони та інші апарати установок, що працюють під тиском, повинні бути захищені запобіжними клапанами. Також необхідно передбачати засоби сигналізації, що спрацьовують при зміні установленого перепаду тисків між нижньою та верхньою частинами колони.

Під час зупинки на ремонт РК необхідно повністю звільнити від залишків рідин, інтенсивно промити гарячою водою, пропарити водяною парою або продути інертним газом з обов'язковим контролем продувних газів щодо наявності в них горючих речовин. Перед відкриванням люків до колони подається пара або інертний газ з метою вилучення інтенсивної вентиляції внутрішнього об'єму колони повітрям. При цьому люки відкриваються зверху вниз.

Перед пуском до експлуатації РК продуваються парою або інертним газом і перевіряються на герметичність шляхом гідравлічного випробування.

Для запобігання порушення процесу конденсації пари необхідно постійно здійснювати контроль за температурним режимом у колоні і, зокрема, контролювати температурний режим роботи дефлегматорів і конденсаторів. В автоматичному режимі здійснюється контроль за подачею флегми до колони та холодоагентів до дефлегматора і до конденсаторів-холодильників. При зупинці подачі холодоагенту до дефлегматора роботу РК зупиняють. Своєчасне очищення від відкладень та забруднень теплообмінних поверхонь дефлегматорів і конденсаторів попереджає порушення процесу конденсації парів.

З метою попередження підвищення тиску в колоні в результаті скипання низькокиплячих рідин, що можуть потрапити до неї, здійснюють контроль за наявністю води і конденсату після промивання та продувки колони, а також після гідравлічних випробувань.

Профілактика розгерметизації ректифікаційної установки при виникненні високих температурних напружень в стінках її обладнання внаслідок впливу атмосферних опадів або температури пожежі досягається постійним контролем за справністю теплоізоляції опорних металевих конструкцій, трубопроводів. Технологічні трубопроводи обладнують на прямих ділянках температурними компенсаторами.

До профілактичних заходів, спрямованих на захист матеріалу апаратів ректифікаційної установки від хімічного та механічного зносу, відносяться: вірний вибір конструкційного матеріалу для виготовлення корпусу колони, тарілок, труб, прокладок; ізоляція металу від агресивного середовища захи-

сними покриттями; своєчасне очищення розчинів від механічних та корозійних домішок; контроль за швидкістю руху рідини в апаратах тощо.

Для запобігання появи або утворення джерел запалювання на ректифікаційних установках ремонтні та вогневі роботи необхідно проводити тільки після відповідної підготовки технологічного обладнання, приміщень, території та дослідження повітря на відсутність небезпечної кількості газів та парів.

Чистку колон здійснюють обережно з використанням іскробезпечного інструменту. Якщо в колоні є відкладення, що схильні до самозаймання в повітрі, очистку необхідно проводити при постійному змочуванні поверхні водою.

Корпус ректифікаційної колони заземлюють для захисту від розрядів статичної електрики та вторинних проявів атмосферної електрики.

На випадок значних пошкоджень та аварій пожежа, що виникає, може прийняти великі і особливо великі масштаби, бо на сучасних ректифікаційних установках одночасно переробляються великі об'єми пари та горючої рідини, нагрітої до температури кипіння. Тому необхідно передбачати заходи профілактики щодо зменшення кількості горючих речовин, що обертаються на РУ, як на стадії їх проектування, так і на стадії експлуатації.

Трубахчасті печі. Однією з основних вимог запобігання вибуху в топковому просторі печі є суворе дотримання правил пуску печі, що викладені в технологічному регламенті та спеціальній інструкції. Трубахчасті печі обладнуються спеціальними пристроями для продувки камер печі від горючих газів і парів перед розпалюванням і після зупинки

Для запобігання руйнування печі при можливому вибуху в топковому просторі (в стінах радіантної камери) встановлюють запобіжні клапани.

Попередити небезпеку вибуху в димових каналах трубахчастої печі можна таким шляхом:

- контролю за дотриманням вірного ведення процесу горіння за допомогою газоаналізаторів. Процес є найбільш безпечним за умови, що в топкових газах є максимальний вміст діоксиду вуглецю і відсутні оксид вуглецю та водень;

- контролю за справністю кладки, своєчасним її ремонтом. Для захисту кладки лежака печі на випадок можливого вибуху влаштовують запобіжні клапани мембранного типу;

- попередження підсмоктування повітря до димових каналів.

До заходів щодо зменшення швидкості утворення коксу в трубах відносяться: забезпечення високих швидкостей руху продукту по змішувачу (2-3 м/с); забезпечення рівномірного обігріву труб по всій довжині шляхом раціонального їх розташування, а також пальників та випромінюючих панелей; суворе дотримання температурного режиму роботи печей.

Контроль за станом труб здійснюють візуально та за допомогою приладів. Перегріті ділянки труб помітні: вони мають більш світле забарвлення. Під час планових ремонтів виконується огляд труб, за яким виявляються місця деформацій, набухань.

Профілактичні заходи щодо зниження шкідливого впливу корозії та ерозії містять:

- підтримання оптимального коефіцієнта надлишку повітря при спалюванні палива та помірної теплонапруги поверхні труб;
- регулювання факелів полум'я форсунок таким чином, щоб вони не доходили до поверхні екранів і не створювали місцеві перегріву, що призводять до перенагріву металу;
- очистка продукту, що нагрівається, від корозійних домішок, введення до продукту інгібіторів корозії;
- очистка продукту, що нагрівається, від твердих домішок для зниження ерозійного зносу матеріалу труб.

Для попередження пошкодження двійників необхідно дотримувати вимоги до якості виготовлення корпусу двійника та розвальцювання труб, проводити гідравлічні випробування змійовика.

При витоках палива з паливної системи та комунікацій з метою попередження виникнення пожежі необхідно постійно контролювати стан паливної системи, попереджати появу нещільностей та пошкоджень, встановлювати додаткові засувки (на відстані 10 м від печі) на паливній лінії для швидкого відключення подачі палива, швидко зупинити роботу печі.

Система протипожежного захисту на установках первинної перегонки нафти. Важливе місце в системі протипожежного захисту установок первинної перегонки нафти мають заходи по запобіганню поширення пожежі на інші установки та апарати. З цією метою:

- **ректифікаційні установки** розміщують у приміщеннях або на відкритих площадках;
- для запобігання розливу ЛЗР і ГР площадки етажерок із суцільним настилом обладнують бортиками висотою не менше 0,14 м, а прорізи в сусідні приміщення і при виході назовні - порогами з пандусами;
- при розміщенні апаратів РУ на відкритих площадках блоки колон, підігрівників-теплообмінників і ємностей обладнують бортиками по периметру кожного блоку;
- при розміщенні РУ на відкритій площадці для гасіння пожежі та аварійного охолодження апаратів використовують стаціонарні установки водяного і пінного гасіння;
- колони великої висоти (80-100 м) обладнують локальними стаціонарними системами водяного чи повітряно-пінного охолодження і гасіння, передбачають можливість аварійного зливу рідин із РК та інших апаратів установки в дренажні чи спеціальні аварійні ємності.

Стационарні лафетні стволи для гасіння та охолодження апаратів і конструкцій розташовують на даху насосних або інших розташованих поблизу будівель (операторні, вентиляційні камери, підсобні приміщення тощо) або на спеціальних вишках таким чином, щоб кожна точка колони зрошувалась не менше, ніж двома потоками води. Локальні стаціонарні системи водяного чи повітряно-пінного охолодження і гасіння виконують з труб у вигляді кілець з діаметром дещо більшим за діаметр самої колони. Кільця розміщують на відстані не більше 10 м один від одного і сполучають із стояком, що їх живить. Для рівномірного розподілу води або піни по периметру колони кільця мають перфорацію (отвори) або відповідні насадки (розпилювач води, пінні головки). Пуск таких систем в дію може бути автоматичним (від теплових датчиків) або ручним. Інтенсивність зрошення та витрата вогнегасної речовини визначається розрахунком. Виходячи з практики проектування, інтенсивність подачі води для верхнього та нижнього кілець зрошення беруть 0,5 л/с на 1 м периметра колони, а для проміжних кілець – 0,2 л/с на 1 м. Напір води на верхньому кільці зрошення повинний бути не менше 0,05МПа.

В деяких випадках високотемпературні колони ректифікаційних установок при розташуванні їх на відкритій місцевості обладнують напівстаціонарними установками парогасіння. Така установка парогасіння являє собою вертикальні стояки з штуцерами (з гвинтовою нарізкою) на кожному проміжному майданчику (іноді з відводами до люків). За необхідністю до штуцера парового стояка приєднують гумовий шланг зі стволом. За допомогою шланга водяну пару можна подати в будь-яку точку колони, де з'явиться факел полум'я або займеться просочена нафтопродуктом теплоізоляція. Поряд із вказаними стаціонарними або напівстаціонарними засобами пожежогасіння ректифікаційні установки забезпечують необхідною кількістю первинних засобів пожежогасіння.

У разі виникнення пожежі на установці одночасно з діями по гасінню пожежі вживають заходи до зниження внутрішнього тиску в апаратах, подають водяну пару усередину колони та захищають сусідні апарати від нагрівання.

Протипожежний захист трубчастих печей полягає в її паровому захисті (рис. 2.15), що передбачає:

- зовнішню парову завісу для запобігання проникнення до печей хмари горючої парогазоповітряної суміші під час аварії на сусідній технологічній установці;
- систему внутрішнього пожежогасіння для локалізації і ліквідації пожежі безпосередньо в камері печі;
- евакуацію продукту із змішувача;
- систему зовнішнього парогасіння.

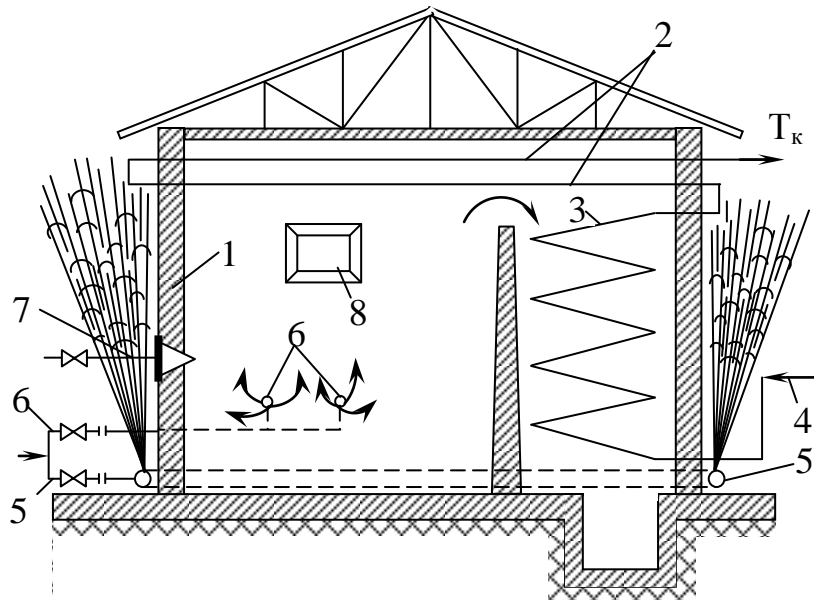


Рис.2.15 — Вогнева трубчаста піч з паропроводом для внутрішнього пожежо-гасіння і для створення парової завіси:

1 - корпус печі; 2 - радіантні труби; 3 - конвекційні труби; 4 – лінія подачі водяної пари до змієвика; 5 - система подачі водяної пари для створення завіси навколо печі; 6 - система для парогасіння; 7 - пальники печі; 8 - запобіжні клапани шарнірно-відкидного типу

Зовнішня парова завіса може бути виконана у двох варіантах: як безперервна відбиваюча завіса для захисту однієї, трьох або чотирьох сторін окремої печі або блоку печей; як локальна флегматизуюча завіса для захисту окремих зон або елементів печі, які небезпечні як джерела запалювання.

Для створення парової завіси використовується перфорований паропровід з отворами, що дозволяють випускати струмені пари під кутом 45° до відповідної горизонталі. Якщо висота зони, що захищається, складає понад 10 м, завіса влаштовується з двох ярусів. Діаметр випускних отворів $d_{\text{отв}}$ (при тиску пари в колекторі 0,2 МПа, його питомій витраті $100 \text{ кг}/(\text{м}^2 \text{ с})$ та швидкості повітря 1 м/с) визначають за формулою:

$$d_{\text{отв}} = 0,001H, \quad (2.11)$$

де H - висота зони, що захищається, м.

Відстань між випускними отворами l та кількість отворів n в перфорованому трубопроводі визначають за формулами:

$$l = 50d_{\text{отв}}; \quad n = \frac{L}{l} + 1, \quad (2.12)$$

де L - довжина перфорованого паропроводу, мм.

Загальна витрата водяної пари на створення парової завіси становить:

$$G = f \cdot n \cdot i, \quad (2.13)$$

де G - витрата пари, кг/с;

f - площа перерізу отвору для випуску пари з труби, мм²;

n - кількість отворів в перфорованому трубопроводі;

i - питома витрата пари, що дорівнює 0,0001 кг/(мм² с).

Пуск парової завіси може здійснюватися автоматично (за допомогою стаціонарних сигналізаторів) або вручну (з операторної).

Коли вогнева піч розміщена пальниками в бік апаратів зі скрапленими горючими газами або легколеткими рідинами, між ними влаштовують глуху стіну висотою 2 – 2,5 м і зверху неї прокладають трубу для створення парової завіси (рис. 2.16).

Трубчасті печі обладнують **стаціонарною системою парогасіння** (рис.2.17). Парові лінії підводять до радіанної камери 6, до камер двійників 2, до основи димової труби 3 та до лежачка. Інтенсивність подачі пари беруть 0,002 кг/(с м³), розрахунковий час роботи системи парогасіння - 5 год. Парові лінії обладнуються пристроями для продувки від конденсату. В системі парогасіння пара під тиском 0,2...0,4 МПа.

Під час аварій необхідно перш за все звільнити змійовики від продукту. Для цього передбачається система видавлювання продукту із труб парою. Схема сполучення парових ліній із змійовиком печі для аварійного видавлювання продукту показана на рис. 2.18. Пара з парової лінії 1 подається до лінії введення продукту до печі 8. Злив продукту здійснюється по відводу 7 до аварійної ємності чи по відводу 9 до каналізації. У системі передбачений зворотний клапан 4 для запобігання потрапляння продукту до парової лінії (за умов падіння тиску пари) та лінія продувки від конденсату для запобігання потрапляння конденсату до змійовика. Система дозволяє здійснювати видавлювання і в зворотному напрямку, тобто у бік лінії введення продукту до печі.

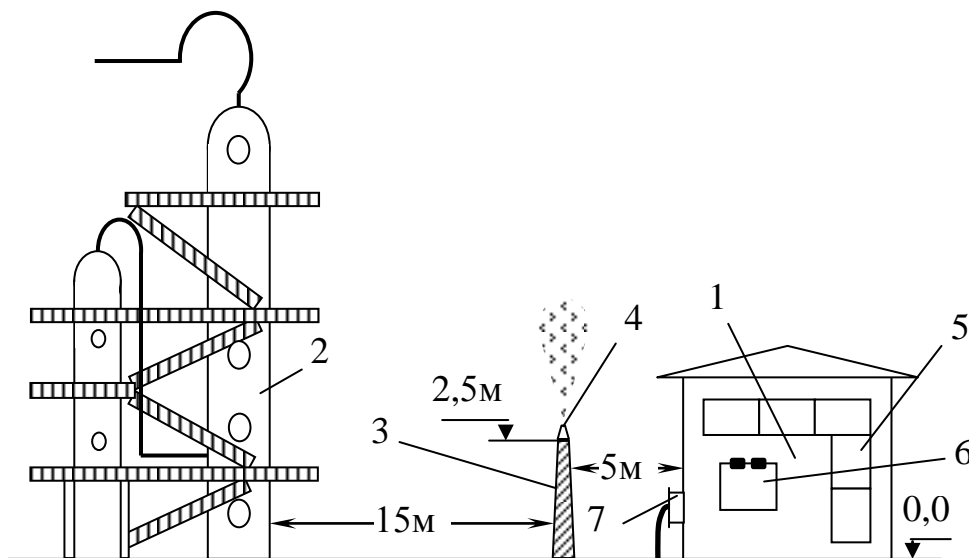


Рис. 2.16 – Глуха стіна (екран) між вогневою піччю і колонами:

1 - піч; 2 - колони; 3 - глуха стіна (екран) з боку пальників; 4 - труба для створення парової завіси; 5 - дверцята двійникових шахт; 6 - противибухові клапани; 7 – пальники

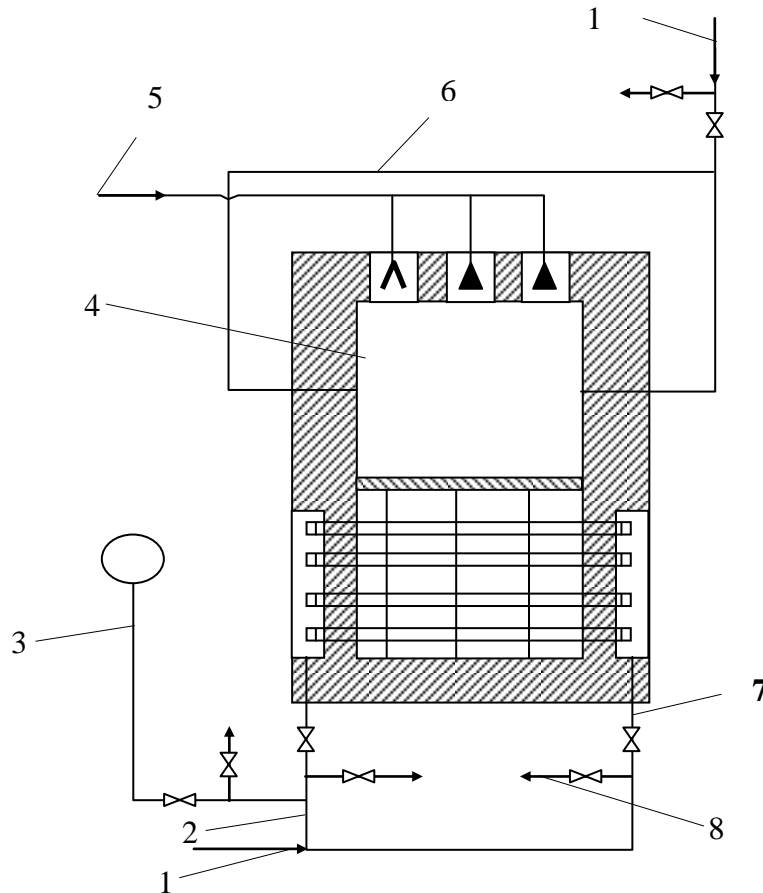


Рис. 2.17 — Схема стаціонарної системи парогасіння трубчастих печей:

1-магістраль водяної пари; 2 - лінія подачі пари; 3 - лінія подачі пари до димової труби; 4 - піч; 5 - пара форсунки; 6 - лінія подачі пари до радіанної камери; 7- лінія подачі пари до камери ретурбендів; 8 - лінія продувки від конденсату

Сучасні нафтоперегінні установки та системи їх захисту. Сьогодні в нафтопереробній галузі більшим попитом користуються установки перегонки нафти та газового конденсату, що мають більш високу економічну ефективність поряд з низькими витратами на їх експлуатацію. Серед таких установок значне місце займають сучасні міні НПЗ потужністю 50000 тонн нафти (наприклад, НПУ-50, що розроблена в Росії). Установка переробляє 150 тонн нафти за добу.

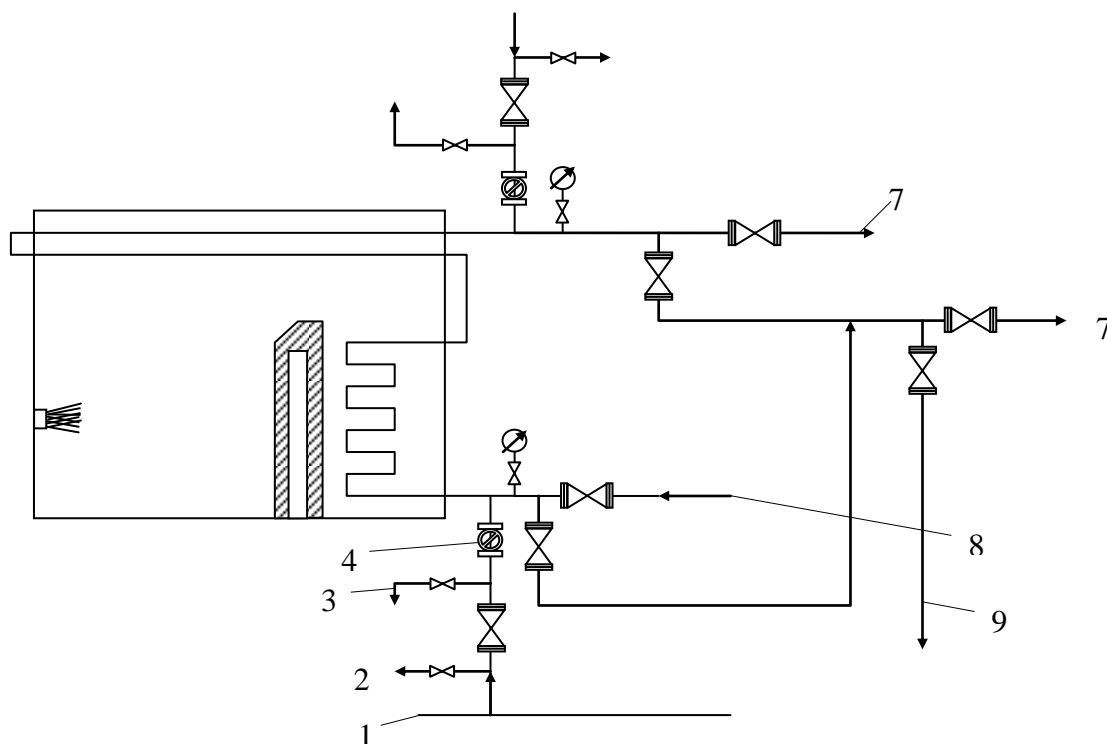


Рис. 2.18 — Схема видавлювання продукту із змійовика печі під час аварій та пожеж:

1- лінія водяної пари; 2-лінія продувки від конденсату; 3- повітродувка; 4- зворотний клапан; 5 – трубчаста піч; 6 – вихід сировини із печі; 7 – лінія зливу до аварійної ємності; 8 – введення сировини до печі; 9 – лінія випуску до каналізації

Прийнята технологія для даної установки являє собою атмосферну перегонку нафти з однократним випаровуванням. З метою зниження витрати теплової енергії (палива, електроенергії) на нагрівання та випаровування нафти, її попередній підігрів здійснюється за рахунок послідовного відбору тепла від фракцій дизельного палива і мазуту, що виходять з колони. Фракції дизельного палива та мазуту віддають нафті тепло в підігрівниках, охолоджуються до необхідних температур. В технологічній схемі використовується нагрів нафти в змійовику трубчастої печі.

Сировиною для установки є сира нафта, газовий конденсат або їх суміш.

Модульна конструкція установки дозволяє доставляти до місця монтажу окремі блоки звичним вантажним транспортом.

Повітряна система охолодження дозволяє експлуатувати установку в безводній місцевості і не забруднювати навколишнє середовище. Пальник печі комбінований. При пуску установки пальник працює на дизельному паливі. Після виходу на робочий режим пальник переключається на живлення прямогонним газом, що отримується на установці. Можливі варіанти

використання в якості додаткового палива нафти та мазуту.

Нафтоперегінна установка ПНУ-50 працює повністю в автоматичному режимі. Запуск установки здійснюється в ручному режимі.

Нафтоперегінна установка повністю герметична, що запобігає забрудненню навколишнього середовища .

Для експлуатації установки не використовується пара для збільшення виходу світлих нафтопродуктів та підвищення температури спалаху дизельного палива. Регулювання температури спалаху дизельного палива в колоні здійснюється за рахунок спеціальної відпарної секції, що є частиною самої колони.

Малий вміст вуглеводнів у ректифікаційній колоні в 50-100 разів значно підвищує її пожежовибухобезпеку у порівнянні з існуючими аналогами.

Установка керується за допомогою сучасної автоматизованої системи управління (АСУТП), яка контролює стан всіх вузлів установки за допомогою датчиків температури, тиску та витрати, керує виконавчими механізмами (пальник, клапани, насоси) та виконує функції протиаварійного захисту (ПАЗ).

Управління та спостереження за установкою здійснюється з автоматизованого робочого місця оператора, реалізованого на комп'ютері з пакетом візуалізації WinCC фірми Siemens. Інформація подається оператору на мнемосхемах у цифровій, текстовій та графічній формах, а також у вигляді звукових повідомлень. На екран виводяться показники датчиків температури, тиску і витрати, стан насосів, холодильників, клапанів тощо. Управління процесом здійснюється за допомогою «миші» та клавіатури. Установка може працювати в автоматичному і ручному режимах. Є можливість вибіркового переведення в ручний режим окремих агрегатів установки і навпаки. Весь процес безперервно контролюється системою ПАЗ, яка блокує спроби невірних дій оператора, що можуть призвести до виникнення аварійної ситуації. Поряд з цим програма управління містить елементи навчальної та експертної системи, що прискорює засвоєння людиною всіх особливостей технологічного процесу і здатна вказати на вірне рішення при виникненні нестандартних або аварійних ситуацій.

Система автоматичного управління постачається двома ідентичними комп'ютерами, один з яких знаходиться в активній роботі, другий знаходиться в резерві. При виході одного комп'ютера з ладу - другий негайно стає до експлуатації. Поряд з цим кожний з комп'ютерів має особисті системи резервування. Цим досягається висока надійність роботи системи автоматичного управління.

Система управління має електричне живлення за першою категорією надійності.

Обладнання системи управління (виробництва фірми Siemens) розташовується в чотирьох герметичних шафах і складається з системи живлен-

ня, резервних джерел живлення, швидкодіючого контролера, силового та низьковольтного комутаційного обладнання, силових частотних перетворювачів, перетворювачів сигналів датчиків. Також на шафі управління розташовується резервна панель управління установкою, що має клавіатуру та рідкокристалічний дисплей.

Отже, пожежна безпека установок первинної перегонки нафти забезпечується виключенням можливості утворення горючого середовища, виникнення джерела запалювання та шляхів поширення пожежі. Для цього необхідно контролювати перш за все технологічні параметри процесу, не допускати перевищення температури, тиску, слідкувати за справністю технологічного обладнання. Рівень протипожежного захисту установки повинен відповідати вимогам нормативних документів, що розглянуті в розділі 3.

Контрольні питання

1. Чим відрізняються процеси перегонки та ректифікації?
2. Технологічні параметри процесів первинної перегонки нафти.
3. Основні типи технологічних установок для первинної перегонки нафти та їх апаратне оформлення.
4. Ректифікаційні колони. Призначення, класифікація та принцип дії.
5. Трубчасті печі. Призначення, класифікація та принцип дії
6. Пожежна небезпека ректифікаційних колон.
7. Причини аварій та аварійних ситуацій на ректифікаційних установках.
8. Джерела запалювання при експлуатації ректифікаційних колон.
9. Назвати шляхи поширення пожежі за умови її виникнення на установках первинної перегонки нафти.
10. Особливості пожежної безпеки вакуумних ректифікаційних колон.
11. Причини та місця виникнення вибухів в трубчастих печах НПЗ.
12. Профілактика підвищення тиску в ректифікаційних колонах.
13. Захист трубчастих печей від руйнування під час вибуху.
14. Паровий захист трубчастих печей. Вимоги до його облаштування.

РОЗДІЛ 4. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА УСТАНОВОК ГЛИБОКОЇ ПЕРЕРОБКИ НАФТИ

Продукти первинної переробки нафти, як правило, не є товарними нафтопродуктами. Наприклад, октанове число бензинової фракції складає близько 65, вміст сірки в дизельній фракції може досягати 1,0 % та більше, тоді як норматив складає, в залежності від марки, від 0,005 % до 0,2 %.

Первинний прямий перегін нафти дає порівняно мало бензину – 4-25 % з різних нафт. Збільшення виходу бензину досягається застосуванням вторинної переробки більш важких нафтових фракцій, а також мазуту за допомогою методів деструкції, що дозволяє підвищити вихід бензину в кілька разів. У залежності від виду сировини і необхідної якості одержуваної продукції в нафтопереробній промисловості застосовують різні технологічні способи переробки сировини:

- без застосування каталізаторів: термічний крекінг в рідкій і паровій фазах, піроліз, коксування, окислювальний крекінг і окиснювальний піроліз;

- із застосуванням каталізаторів: каталітичний крекінг, гідрогенізаційний крекінг (деструктивна гідрогенізація), каталітична ароматизація (дегідрогенізаційний крекінг).

В основі цих методів лежать процеси перетворення вуглеводнів, які складають нафту чи нафтопродукт, під впливом нагрівання до температур 400-700°C та вище і під різним тиском, у результаті чого одержують газоподібні, рідкі і тверді продукти.

Сьогодні найбільш поширеними процесами у нафтопереробній галузі є процеси деструктивної переробки нафтових фракцій з метою отримання більш низькомолекулярних продуктів, що є основною сировиною для органічного та нафтохімічного синтезу. Поряд з цим дані процеси є більш небезпечними, бо протікають за умов високих температур та тиску і є досить складними в апаратурному оформленні.

4.1. Сутність технологічних процесів глибокої переробки нафти та нафтопродуктів

У процесі первинної перегонки відбуваються тільки фізичні зміни нафти. Від неї відганяються легкі фракції, що киплять при низьких температурах. Самі ж вуглеводні залишаються при цьому незмінними. Вихід бензину у цьому випадку становить лише 4-25 %. Така кількість бензину не може задовольнити зростаючий попит на нього авіації й автомобільного транспорту.

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 малі 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 *crack*, що означає розщеплювати, розбивати, колоти, ламати) – процес глибокої зміни будови молекул нафти та нафтопродуктів, у результаті якого утворюються вуглеводні з меншим числом атомів вуглецю в молекулі. Процес ведеться при більш високих температурах (до 600 °С), часто при підвищеному тиску. При таких температурах великі молекули вуглеводнів «подрібнюються» на менші. Апаратура крекінг-заводів - в основному та ж, що й для перегонки нафти. Це - печі, колони. Але режим переробки інший. Сировина теж інша – мазут.

Мазут – залишок первинної перегонки – густа і відносно важка рідина, його питома вага близька до одиниці. Зумовлено це тим, що мазут складається за складних і великих молекул вуглеводнів. Коли на крекінг-заводі мазут знову піддається переробці, частина складових його вуглеводнів подрібнюється на менші (тобто з меншою довжиною молекул), з яких саме й складаються легкі нафтові продукти – бензин, гас, лігроїн.

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.Зелінський, В.Г. Шухов, С.Н.Обрядчиков та інші. Але перша промислова установка для крекінгу була побудована в 1913 році в США Вільямом Бортоном, що складалася з кубу, з розміщеною під ним топкою. В куб заливали газойль (приблизно 25-35 тонн), нагрівали до 400-410 °С під тиском 10-15 атм. Продукти розпаду відводились по шлемовій трубці в холодильник. Куб працював періодично до закоксування. Тривалість циклу тривала 3 доби.

Після першої світової війни, з появою та зростанням авіації, набуттям великого значення автомобільного транспорту, перед нафтовою промисловістю постало складне завдання дати велику кількість моторного палива, яке неможливо було отримати простою перегонкою нафти. Вихід був знайдений через крекінг-процес.

Низькотемпературний крекінг (НТК) (легкий крекінг) - перетворення важких нафтопродуктів (мазуту, солярового масла) в бензин. Параметри процесу – температура 450-490 °С, тиск 2-7 МПа.

Високотемпературний крекінг (ВТК) (глибокий крекінг) - призначений для крекінгу легкої сировини (лігроїну, гасу, газойля, бензину низької якості) з метою отримання бензинів з більш високим октановим числом. При цьому крекінгу відбувається не тільки отримання більш легкокиплячих фракцій, але відбувається і зміна скелету молекули сировини – утворюється ароматика. Температура процесу - 500-550 °С.

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



Високотемпературний крекінг здійснюють під високим та низьким тиском.

ВТК під низьким тиском (парофазний крекінг) – температура - 550-600 °С, 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 є 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. Його проводять при атмосферному тиску та при високій температурі, при розпаді високомолекулярних вуглеводнів утворюються низькомолекулярні ненасичені сполуки (наприклад, ацетилен).

Процеси термічного крекінгу здійснюють в установках, що включають трубчасту піч, реакційний пристрій, випарники, ректифікаційні колони, газовідділювачі, теплообмінники, холодильники та інші.

При термічному крекінгу нафтової сировини в результаті складних реакцій полімеризації і поліконденсації з олефінів і аренів на стінках реакційних апаратів з'являються відклади нафтового коксу чи карбоїдів, що небажано. Внаслідок того, що на практиці крекінгу піддаються складні суміші і в результаті одержують продукти дуже складного хімічного складу, важко встановити безпосередній зв'язок між компонентами сировини й одержуваними продуктами. Швидкість крекінгу в однакових умовах зростає з підвищенням температури кипіння вихідних нафтових фракцій. У сумішах швидше за все крекінгуються термічно менш стійкі високомолекулярні алкани й ацени з довгими бічними ланцюгами.

Швидкість реакцій крекінгу, кількість і якість одержуваних продуктів залежать від температури, складу сировини, тривалості крекінгу при заданій температурі, а також тиску в реакційній зоні. При термічному крекінгу одночасно протікають реакції термічного розкладання з поглинанням тепла і реакції ущільнення з виділенням тепла. Сумарний тепловий ефект негативний, тому необхідно підводити тепло ззовні.

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 під час зберігання.

Подальші дослідження призвели до створення процесу каталітичного крекінгу, який і дозволив вирішити ці проблеми.

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

В КК реакції розщеплення протікають за іонним механізмом.

Каталітичні процеси відрізняються від термічних тим, що пара нафтової сировини пропускається над катализатором, що прискорює і направляє хід реакцій у бік утворення необхідних продуктів при більш м'яких умовах. При каталітичному крекінгу, у якому всі процеси перетворення вуглеводнів нафти протікають в умовах гетерогенного каталізу, отримують продукти, різко відмінні за складом від продуктів термічного крекінгу і піролізу.

Катализатори, які застосовуються в нафтопереробці, поділяють на метали (Ni, Pt, Pd), напівпровідники (Zn, Cr₂O₃, WS₂, MoO₂), ізолятор-алюмосилікатні катализатори (Al₂O₃). Як катализатори для крекінгу застосовують або алюмосилікати (природні глини), оброблені і збагачені присадками оксидів різних металів (Ni, Co, Cu, Mn і ін.), або спеціальні синтетичні маси на алюмосилікатній основі, так звані цеоліти і цеолітові системи. Сьогодні використовується близько 150 видів цеолітів, що дозволило залучити до переробки нові види сировини.

Отже, головним завданням каталітичного крекінгу, як і термічного, є розщеплення високомолекулярних вуглеводнів. За температури 200-300 °C переважають реакції деполімеризації, а при 300 °C і вище починається власне каталітичний крекінг.

КК на алюмосилікатних катализаторах є найбільш поширеним процесом в нафтопереробній галузі. За об'ємом сировини, що переробляється, він посідає друге місце після первинної перегонки нафти. Як сировину в цьому процесі частіше за все використовують нафтові фракції, що википають в інтервалі температур 300 – 500 °C (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 змашувальне масло).

Параметри процесу каталітичного крекінгу – температура – 300-500 °С, тиск – атмосферний або дещо підвищений (0,2-0,3 МПа).

Варіантом КК є гідрокрекінг, який проводять з використанням водню для переробки висококиплячих фракцій нафти (газойля, мазуту, гудрону) з отриманням скраплених газів, бензинів, дизельного палива, авіаційного палива, сировини для змащувальних масел. Параметри процесу: температура - 320-420 °С, тиск – 10-20 МПа. Каталізатори – суміші оксиду нікелю і вольфраму або оксиду кобальту і молібдену, що нанесені на цеоліти або аморфні алюмосилікати.

У 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 її 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.

Основним і найбільш небезпечним апаратом установки КК є **реактор**.

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.

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**.

Регенератор установки КК з рухомими гранульованим каталізатором призначений для випалювання коксу з каталізатора з метою відновлення його активності і являє собою вертикальний апарат квадратного перерізу 3,5x3,5 м висотою 24,4 м. По висоті має декілька зон (до 9), кожна з яких містить пристрої для введення повітря та виводу газу. Також є охолоджуючі змішувачі. Температура в печі може досягати 700 °С, і тому для захисту апарата його зсередини захищають футеровкою з вогнетривкої цегли товщиною 250 мм та ізоляцією з листового азбесту.

Типовий реактор КК представляє собою циліндричну судину однакового або різного діаметра, закритий на кінцях днищами (кришками). У середині корпусу розташовані опорні решітки для каталізатора, розподільчі,

направляючі та збірні пристрої, теплообмінні пристрої, сепаратори, пристрої для перемішування та тощо.

Під час проектування реакторів КК враховують їх функціональне призначення, розділяючи реакційну зону і зону регенерації каталізатора, бо в цьому випадку безперервність процесу можна забезпечити організацією циркуляції каталізатора між реактором і регенератором.

У 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. Інколи реактор виготовляють пустотілим у вигляді зміювика (наприклад, трубчаста піч для піролізу вуглеводнів) або циліндричної пустотілої судини (для коксування).

Поверхня теплообміну може бути виконана або у вигляді трубних поверхонь, вбудованих в реактор, або у виді 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 зазначити, що на установках КК реактор і регенератор розміщуються окремо, а якщо на установці КК однократний підйом каталізатора, тоді реактор і регенератор виготовляють як один апарат. В цьому випадку реакційна частина частіш за все розташовується зверху, а регенератор внизу.

Розглянемо деякі типи реакторів КК.

Реактор установки КК з рухомим шаром каталізатора. Реактор призначений для крекінгу газойлю при 450-500 °С та тиску 0,1 МПа за наявності гранульованого алюмосилікатного каталізатора. Діаметр корпусу складає 3,9 м, висота – близько 16 м. Усередині 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 (рис.2.19).

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

Слід відзначити, що тип реактора залежить від типу реакційного процесу. Так наприклад, реактор каталітичного риформінгу має діаметр 4,5 м (рис. 2.20), 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 становить собою ве-

ртикальний циліндричний апарат з діаметром 3 м і висотою 38 м, по висоті має 6 реакційних зон тощо.

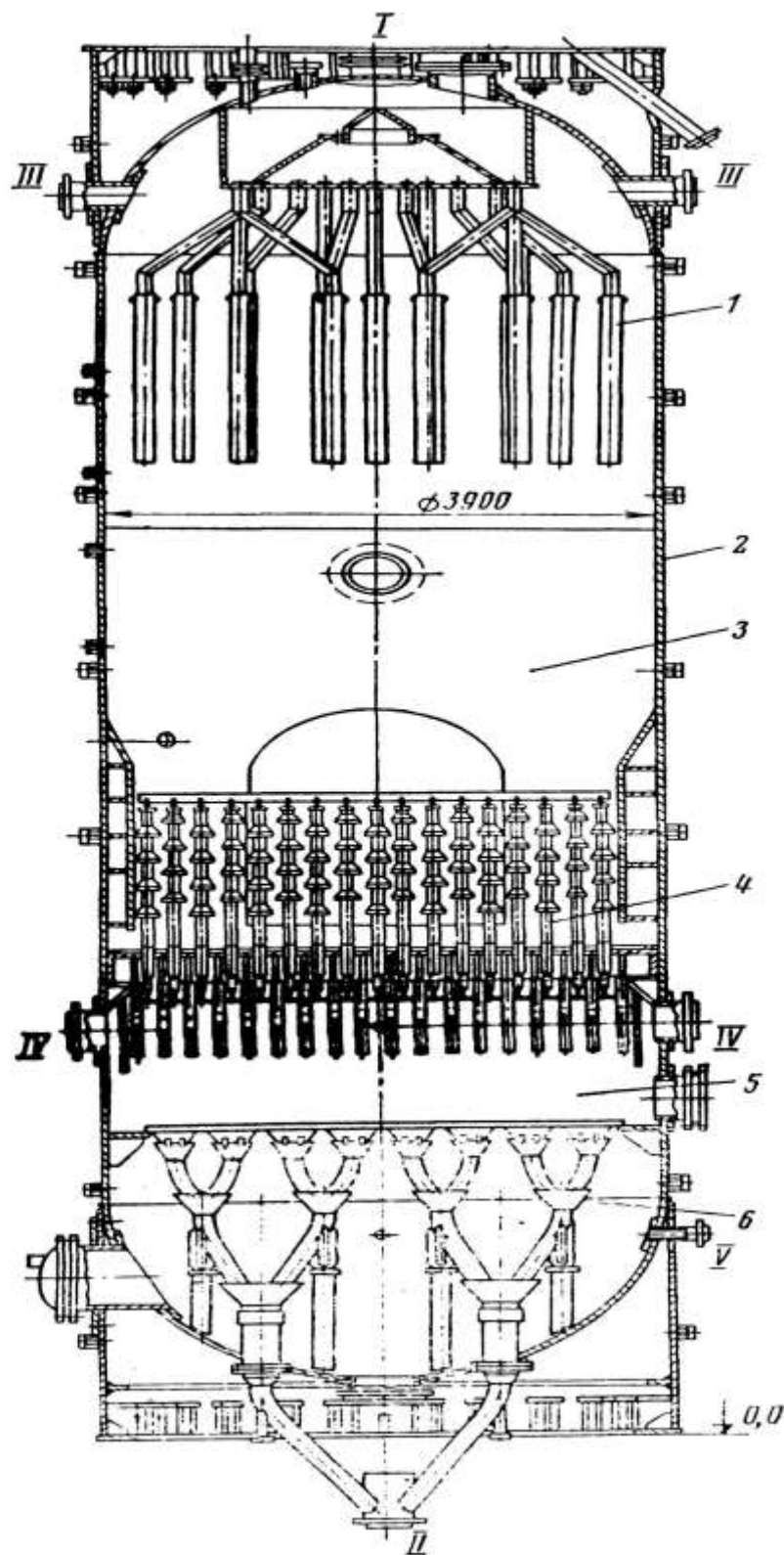


Рис. 2.19 — Реактор каталітичного крекінгу з рухомим шаром каталізатора:

I – введення каталізатора; II – виведення каталізатора; III – введення сировини; IV – виведення парів; V – введення водяної пари; 1 – верхній розподільчий пристрій; 2 – корпус; 3 – реакційна зона; 4 – сепараційний пристрій; 5 – зона відпарювання; 6 – нижній збірний пристрій

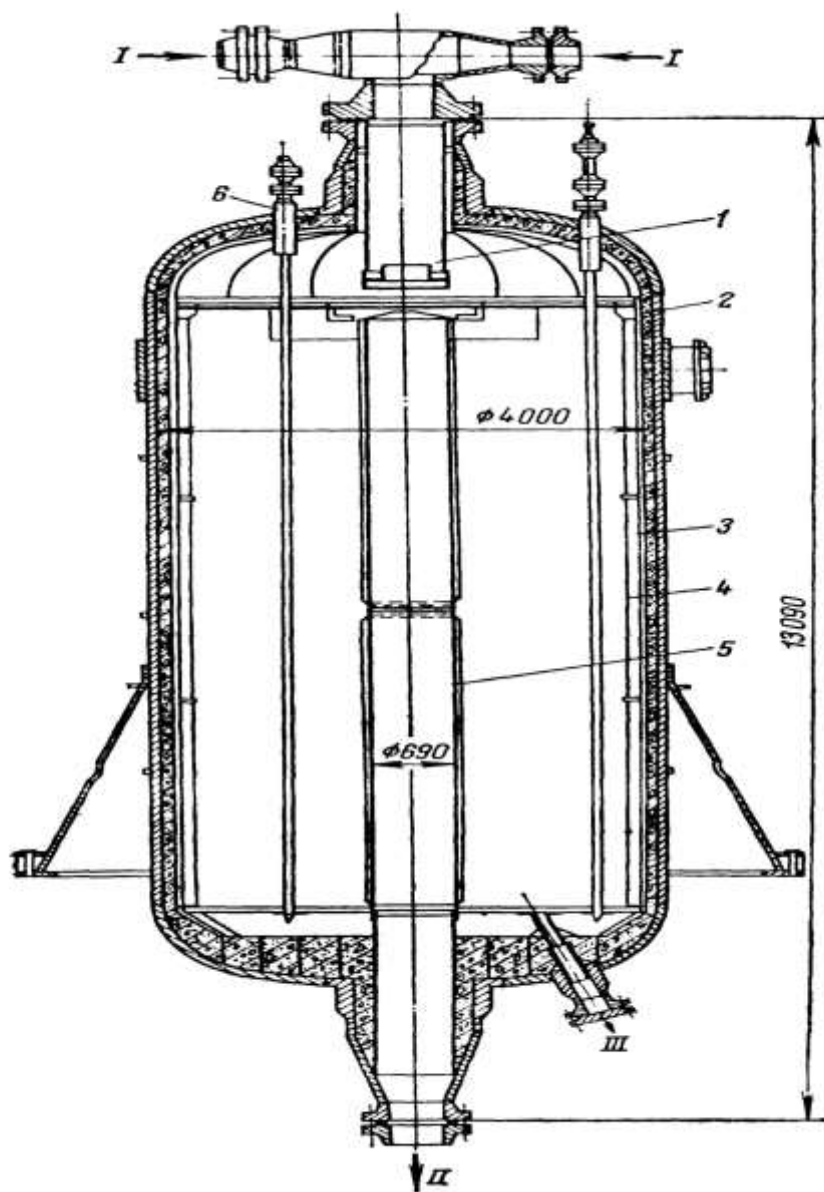


Рис. 2.20 — Реактор каталітичного риформінгу:

I- введення сировини, II - виведення продуктів реакції; III – розвантаження каталізатора; 1- розподільник сировини; 2- корпус; 3 – стакан захисний; 4 – короби; 5 – збірник продуктів реакції; 6 - термометри

Для отримання високооктанових моторних палив використовується каталітична переробка бензинових фракцій прямої перегонки нафти за допомогою водню під тиском з використанням каталізаторів, яка називається каталітичний **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, тем-

пературі – 500-530 °С. 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, метилциклогексан тощо).

Установки риформінгу бувають двох типів – з періодичною (рис.2.21) та безперервною регенерацією каталізатора (рис.2.22). Процес здійснюється послідовно в 3-4 окремих реакторах, об'ємом від 40 до 140 м³, перед кожним з яких продукти нагріваються в трубчастих печах. Суміш, що виходить з останнього реактора, відділяється від водню, вуглеводневих газів та стабілізується. Отриманий продукт – стабільний риформат охолоджується і відводиться з установки.



Рис. 2.21 —Установка каталітичного риформінгу з періодичною регенерацією каталізатора: апарати жовтого кольору - реактори; справа на передньому плані – блок повітряних холодильників

Потужність установок риформінгу складає від 300 до 1000 тис. тонн сировини за рік. Оптимальною сировиною є важка бензинова фракція з інтервалами кипіння 85-180 °С. Сировина підлягає попередній гідроочистці – видаленню сірчистих та азотистих сполук, що навіть в незначній кількості отруюють каталізатор риформінгу.

Процес **гідроочистки** бензинових, гасових та дизельних фракцій від сірчистих та азотистих сполук полягає в наступному. Сировина змішується з газом, до складу якого входить водень. Газ поступає з циркуляційних компресорів, підтримують тиск в системі. Отримана суміш нагрівається в трубчастій печі (рис.2.23) до 280-340 °С, в залежності від сировини, потім поступає до реактора. Реакція проходить на каталізаторах, що містять нікель, кобальт або молібден під тиском до 50 атм.. За таких умов відбувається руйнування сірчистих та азотистих сполук з утворенням сірководню та амі-

аку. В процесі за рахунок термічного розкладання утворюється незначна (1,5-2 %) кількість низькооктанового бензину, а при гідроочистці вакуумного газойля також утворюється 6-8% дизельної фракції. Продуктова суміш відводиться з реактора, відділяється в сепараторі від надлишку водневого газу, що повертається до циркуляційного компресора. Продукт поступає до ректифікаційної колони, з під-якої відкачується гідрогенізат – очищена фракція. Вміст сірки, наприклад, в очищеній дизельній фракції, може знизитися з 1,0 % до 0,005-0,03 %.



Рис.2.22 — Установка каталітичного риформінгу з безперервною регенерацією каталізатора. Реактори розташовані на етажерці вертикально, один над одним



Рисунок 2.23 — Установа гідроочистки дизельного палива: зліва видно пічну трубу; посередині – відгонну колону

Потужність установок гідроочистки може складати від 600 до 3000 тис. тонн на рік (рис. 2.24). Водень для реакцій гідроочистки надходить з установок риформінгу.



Рис. 2.24 — 130-тонний реактор гідроочистки дизельного палива, виготовлений фірмою ISGEC для заводу Indian Oil в Гуджараті

Таким чином, процеси термічного та каталітичного крекінгу характеризуються складністю апаратурного оформлення, жорсткими умовами про-

ведення процесів, наявністю великої кількості горючих речовин, нагрітих до високих температур, що часто перевищують температуру самоспалахування, а також наявністю різноманітних систем обігріву.

4.2. Пожежна безпека і протипожежний захист установок термічного та каталітичного крекінгу

Пожежна безпека установок термічного та каталітичного крекінгу обумовлюється перш за все наявністю великої кількості ЛЗР, ГГ та інших горючих речовин і матеріалів, високим температурним режимом та використанням додаткових небезпечних операцій (наприклад, періодичної регенерації каталізатора).

Основною сировиною та продуктами процесу ТК та КК є:

- мазут – залишок атмосферної перегонки нафти – суміш важких вуглеводнів, горюча рідина темного кольору, густина 890-995 кг/м³, температура спалаху – більша 80 °С, температура самоспалахування – 350 °С, теплота згоряння 42000-44000 кДж/кг, ГДК – 300 мг/м³. Клас безпеки – 4. Мазути здатні під час горіння прогріватися на глибину, утворюючи зростаючий гомотермічний шар. Швидкість вигорання мазутів 6 см/год, швидкість зростання прогрітого шару 24-42 см/год, температура прогрітого шару та полум'я відповідно дорівнює 230-300 та 1000 °С. Вакуумною перегонкою мазуту одержують мастильні матеріали з різною температурою кипіння та в'язкістю – солярове, веретенне, трансформаторне та інші;

- масла – в'язкі горючі рідини, тобто суміші високомолекулярних вуглеводнів. Густина мастил від 830 до 965 кг/м³. Масла переважно є горючими рідинами з високою температурою спалаху 172-259 °С, за винятком зеленого та сивушного масел, що мають температуру спалаху відповідно 65 та 40 °С;

- газойль - фракція нафти, що відбирається під час атмосферної перегонки при температурі 240-360 °С, складається з вуглеводнів C₁₁-C₂₀. Використовують як дизельне та котельне паливо, сировину для крекінгу. Горюча рідина з температурою спалаху понад 61⁰С та температурою самоспалахування – 300⁰С;

- бензин – суміш вуглеводнів C₆-C₁₁- фракція атмосферної перегонки нафти при температурі 40-180 °С, легкозаймиста рідина з температурою спалаху від мінус 44 °С до 30⁰С. Температура самоспалахування від 255 до 474 °С, область спалахування 0,76-8,1 %, ГДК – 100 мг/м³, клас безпеки – 4;

- бензол (C₆H₆) – легкозаймиста рідина без кольору з характерним запахом, температура кипіння – 80,1⁰С, температура спалаху - мінус 11⁰С, температура самоспалахування 580 °С, температурні межі поширення полум'я: нижня - мінус 14 °С; верхня 13 °С; концентраційні межі поширення полум'я: нижня 1,43 %; верхня 8 %. При горінні дає кіптяве полум'я. Прак-

тично не розчиняється у воді, добре змішується з органічними розчинниками. Пари бензолу отруйні, ГДК 5 мг/м³;

- толуол (C₆H₅CH₃) – легкозаймиста рідина, температура кипіння 110,8⁰С, температура спалаху 7 °С, температура самоспалахування 535 °С, температурні межі поширення полум'я: нижня 6 °С; верхня 37 °С; концентраційні межі поширення полум'я: нижня 1,27 %; верхня 6,8 %. За властивостями схожий з бензолом.

Пожежна небезпека установок ТК та КК обумовлюється не тільки наявністю великої кількості горючих речовин, що обертаються при високих тиску та температурі, але і особливостями самих процесів крекінгу. Коротко розглянемо їх.

1. Наявність великої кількості горючих речовин та матеріалів.
2. Процеси крекінгу мають ендотермічний характер, що обумовлює наявність великої кількості систем обігріву.
3. Температурний режим значно перевищує температуру самоспалахування сировини та продуктів крекінгу (500-800 °С).
4. Необхідність використання вогневого обігріву (наприклад, печі пролізу).
5. Наявність спеціальних пожежонебезпечних органічних теплоносіїв (масло, дітолілметан тощо, що використовуються для створення високих температур).
6. Застосування електрообігріву реакційної суміші.
7. Розміщення електронагрівальних елементів не тільки назовні, але і всередині реакторів.
8. Застосування реакторів з нерухомим шаром каталізатора
9. Застосування в процесах крекінгу технологічних систем реактор – регенератор.
10. Можливість зміни складу сировини за умов виникнення труднощів в автоматичному регулюванні оптимальних умов процесу (робота печей пролізу).
11. Порушення контролю за тривалістю контакту сировини з поверхнею теплообміну.

Практика роботи установок показує можливість вибухів та горіння вуглеводнів як в реакторах, так і в лініях відводу регенераційних газів. Небезпека вибухів виникає під час пуску реакторів, а також при переключеннях на регенерацію та контактування, якщо система повністю не звільнена від повітря або вуглеводнів.

Розглянемо пожежовибухонебезпеку системи „реактор-регенератор”. Така двоапаратна система характеризується специфічними особливостями пожежної небезпеки.

Реактор, що заповнений горючими продуктами та сполучений з ним регенератор, до якого подається повітря, являють собою дві судини, що поєднані між собою. Горючі пари та гази знаходяться в них в стані рухомої рі-

вноваги. Отже, порушення режиму тиску в реакторі або регенераторі буде сприяти утворенню горючих концентрацій усередині апаратів:

- при підвищенні тиску в реакторі горючі пари та гази можуть потрапити до регенератора;
- при підвищенні тиску в регенераторі повітря може перейти до реактора.

Причини підвищення тиску в системі (порушення динамічної рівноваги):

- попадання води через нещільності теплообмінної поверхні котла-утилізатора в систему відводу продуктів горіння (випаровування води призводить до підвищення тиску в регенераторі та переходу повітря до реактора);
- при зупинці подачі води в конденсатори-холодильники, до яких надходять продукти реакції з реактора (при цьому горючі продукти можуть потрапити з реактора до генератора);
- при раптовому відключенні компресорів, що влаштовані в наступних цехах розподілу продуктів реакції;
- при утворенні пробок (так назване „зависання” каталізатора) в лініях, по яких транспортується каталізатор (в залежності від того, в якому місці утворилася пробка, можливе попадання повітря до реактора або горючих газів та парів до регенератора);
- зниження рівня каталізатора в реакторі або регенераторі;
- збільшення подачі вихідної сировини;
- недостатня сушка вуглеводнів, що поступають на реакцію;
- порушення нормального відведення продуктів реакції.
- недостатня подача пари або відсутність подачі пари на відпарювання каталізатора від вуглеводнів;
- підвищення температури в реакційній зоні реактора;
- зменшення швидкості руху каталізатора;
- низька температура в зоні регенерації каталізатора.

Вибухонебезпечні суміші, як продуктів горіння, так і продуктів неповного горіння, можуть утворитися не тільки в реакторах, регенераторах, але і в апаратах, що розміщені за ними – котлах-утилізаторах, скруберах, електрофільтрах тощо.

Причиною утворення продуктів неповного горіння, що схильні до вибуху, є надлишок коксу на каталізаторі. Також, окрім коксу, на поверхні каталізатора відкладаються важкі (смолисті) вуглеводні. Регенерація сильно закоксованого каталізатора може привести до утворення продуктів неповного згоряння. За нормальних умов роботи на поверхні каталізатора після години контактування утворюється від 1 до 2 % вуглецю (коксу) відносно маси каталізатора. В деяких випадках кількість вуглецю може досягати до 2,5-3 %.

Також причиною утворення продуктів неповного горіння є недостатня подача гарячого повітря в регенератор.

Крім вище розглянутих динамічних впливів на систему каталітичного крекінгу „реактор-регенератор”, слід відзначити температурні впливи, що можуть призвести до пошкодження установки.

Високі робочі температури в апаратах (в реакторі – 500-600 °С, в регенераторі 600-650 °С), а також можливість різкого зростання температури при порушенні технологічного регламенту сприяють утворенню високих внутрішніх напружень в конструктивних елементах, деформації апаратів та транспортних ліній. Найбільший вплив температурні деформації мають на стан внутрішнього облицювання апаратів, а також на їх внутрішнє обладнання (решітки, циклони, розподільчі пристрої тощо).

На рис.2.25 показано графік залежності температури в регенераторі від кількості коксу на каталізаторі для однієї з установок дегідрування парафінових вуглеводнів. Згідно з графіком, за відповідного вмісту коксу на каталізаторі, що виходить з реактора, температура в регенераторі може піднятися до 900 °С, а в окремих випадках – до 1000 °С, тобто на 300-400 °С більша за робочу температуру. Це може привести до деформації не тільки реактора, але і пов’язаних з ним транспортних ліній.

Кількість тепла, що виділяється при регенерації каталізатора, залежить від кількості повітря, що поступає в регенератор, бо вона визначає співвідношення між СО та СО₂ в регенераційних газах. Тепловий ефект реакції окислення вуглецю до СО значно нижчий за тепловий ефект окислення до СО₂. При проведенні регенерації в бік значного утворення СО температурний режим в реакторі буде більш м’яким. Крім того, витрата повітря на згоряння вуглецю до СО в 2 рази менша. Це приводить до зниження експлуатаційних витрат. Тому у ряді випадків регенерацію нормально закоксованого каталізатора проводять з таким розрахунком, щоб згоряння коксу в регенераторі проходило з максимальним виходом СО. При цьому мінімальне співвідношення СО₂/СО підтримують в межах 1,05-1,25, що відповідає об’ємному вмісту СО в регенераційних газах, що дорівнює 9-10 %. Підвищення вмісту СО в газах регенерації призводить до значного збільшення пожежної небезпеки апаратів та транспортних ліній.

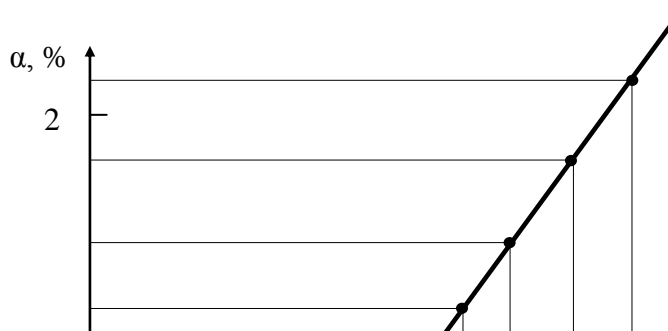


Рис. 2.25 — Залежність температури в регенераторі від вмісту коксу на каталізаторі

До джерел запалювання процесів термічного та каталітичного крекінгу відносяться:

- самоспалахування ГР і парової фази при виході їх назовні і зіткненні з повітрям;

- печі, реактори, вогневі ремонтні роботи на території або на прилеглих технологічних установках, нагріті елементи конструкцій, якщо їхня температура перевищує температуру самоспалахування пароповітряної чи газоповітряної суміші;

- самозаймання відкладень на внутрішніх поверхнях колон і трубопроводів, утворення пірофорних сполук;

- іскри, що утворюються при користуванні інструментом під час роботи та ремонту, іскри від електроустаткування, розрядів статичної електрики тощо.

Поширення пожежі на момент її виникнення швидко відбувається по: поверхні розлитих ЛЗР та ГР (частіше нагрітих); парогазоповітряній хмарі; дихальним лініям; трубопроводах промислової каналізації, трубопроводах, звільнених від продукту; поверхні теплоізоляції; поверхах, площадках етажерок та території установок.

Основні вимоги до профілактики аварій пожеж та вибухів на установках термічного і каталітичного крекінгу полягають у наступному:

- автоматичне регулювання витрати повітря, що подається на регенерацію каталізатора;
- контроль димових газів, що виходять з регенератора на вміст СО. При виявленні СО 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 установки (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;
- використання іскробезпечного інструменту;
- застосування системи автоматичного блокування електрообігріву на випадок підвищення температури;
- блискавкозахист, заземлення реакторів;
- використання вибухозахищених вентиляторів (з алюмінієвих сплавів);
- дотримання правил пожежної безпеки при проведенні вогневих ремонтних робіт;
- реактори з небезпечним виробництвом розміщують на відкритих технологічних площадках або в ізолюваному приміщенні, ізолюваних кабінах, розділених залізобетонними стінами;
- реактори з горючими рідинами повинні мати аварійний злив.

Категорично забороняється використовувати кисень для продувки реакторів ТК та КК.

Таким чином, підвищений рівень пожежовибухонебезпеки установок термічного та каталітичного крекінгу, що обумовлюється наявністю великої кількості горючих речовин і матеріалів, жорсткими умовами здійснення технологічного процесу та складністю його апаратного оформлення, вимагає суворого дотримання вимог протипожежного захисту.

РОЗДІЛ 5. НОРМАТИВНО-ТЕХНІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ НАФТОПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ

1. НАОП 1.33333.00-1.01-88. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

2.НАПБ В.07.003-88/112. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. ВУПП-88.

3.НАПБ В.01.027-85/112. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. ППБО – 116-85.

4.НАПБ 01.010-83 Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР. ППБО-104-83.

5.НАПБ В.01.058-2008/112. Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів.

6. ВБН В.2.2.58.1-94. Проектування складів нафти та нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа.

7. ВБН В.2.2.58.2-94. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти та нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа.

8.НАПБ 05.035-2004. Інструкція щодо гасіння пожеж у резервуарах із нафтою та нафтопродуктами.

9.НАПБ А.01.-2004. Правила пожежної безпеки в Україні.

Контрольні питання

1.Особливості здійснення технологічного процесу каталітичного крекінгу.

2.Типи реакторів каталітичного крекінгу та особливості їх експлуатації.

3.В чому полягає пожежовибухонебезпека системи „реактор-регенератор”?

4.Пожежна небезпека установок ТК та КК.

5.Причини та небезпека утворення коксу в реакторах КК.

6.Для чого використовуються процеси гідроочистки на НПЗ?

7.Небезпека підвищення тиску в реакторах крекінгу.

8.Вимоги до системи протипожежного захисту установок ТК та КК.

9.Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки процесів нафтопереробки.

ЧАСТИНА 3. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ХІМІЧНИХ ВИРОБНИЦТВ

На сьогодні у світі зареєстровано близько 7 млн. найменувань хімічних речовин. За даними Всесвітньої організації охорони здоров'я, близько 70 тис. хімічних речовин різних найменувань знаходяться в обігу щодобово, з яких 20-30 тис. найбільш поширені.

Аварійні та інші позаштатні ситуації під час виробництва, транспортування, зберігання та використання хімічних продуктів призводять до появи шкідливих хімічних речовин з небезпечними концентраціями у навколишньому середовищі. Під час пожеж і аварій з наявністю небезпечних хімічних речовин (НХР) можливе утворення зон хімічного забруднення, зон локальних вибухонебезпечних концентрацій як самих НХР, так і продуктів їх взаємодії з іншими речовинами та матеріалами, займання та вибухи органічних сполук, отруєння та хімічні опіки населення, яке опинилося в зоні хімічного забруднення, та особового складу пожежно-рятувальних підрозділів, який бере участь у гасінні пожежі або ліквідації наслідків аварії.

Аналіз характеру причин аварій у хімічній і нафтохімічній промисловості показує, що більшість їх (95 %) пов'язано з вибухами різних хімічних речовин: 54 % в апаратурі, 46 % у виробничих будівлях і на відкритих технологічних установках. Однак це співвідношення не однакове в різних галузях і змінюється в залежності від характеру виробництва.

Наприклад, в азотній промисловості число аварій, пов'язаних з викидами в атмосферу горючих газів і рідин через нещільності в апаратах, компресорах, насосах, комунікаціях, приблизно в 1,6 рази більше за кількість аварій, пов'язаних з вибухами усередині технологічних систем.

У хлорній промисловості вибухів, загорянь і пожеж, пов'язаних з викидами горючих продуктів в атмосферу, у 2,5 рази більше, ніж вибухів усередині устаткування.

У промисловості хімічних волокон найбільш характерними аваріями є пожежі і загоряння, викликані витокami горючих рідин і займанням волокон, причому пожежі іноді охоплюють значні площі.

Існування хімічної небезпеки в Україні пов'язане з наявністю об'єктів, що використовують хімічні речовини, забрудненням довкілля та утворенням відходів.

Сьогодні в Україні налічується близько 1,5 тис. хімічно-небезпечних промислових об'єктів, де зберігається, використовується понад 300 тис. тонн небезпечних хімічних речовин, зокрема понад 12 тис. тонн хлору, 250 тис. тонн аміаку та близько 90 тис. тонн інших небезпечних хімічних речовин.

Серед об'єктів, які зберігають або використовують у своїй діяльності хімічні речовини, найбільш потенційно небезпечними є:

- об'єкти з виробництва вибухових речовин та утилізації непридатних боєприпасів;

- великотоннажні виробництва неорганічних речовин (добрива, хлор, аміак, кислоти);
- нафто- та газопереробні заводи;
- об'єкти з виробництва продуктів органічного синтезу;
- об'єкти, що використовують хлор та аміак;
- склади і бази із запасами отрутохімікатів для сільського господарства;
- магістральні аміако- та етиленопроводи.

Найбільш великими хімічними об'єктами України є Горлівське ВАТ «Концерн Стирол», ВАТ «РівнеАЗОТ», Черкаське ВАТ «АЗОТ», Сіверодонецьке підприємство «СіверодонецькАЗОТ», ВАТ «Одеський припортовий завод», Дзержинський фенольний завод, ВАТ «Сумхімпром», ВАТ «Чернігівське хімволокно», ДП «Хімпром» (м. Первомайськ) та інші.

Більшість виробничих потужностей хімічної промисловості України створено за останнє десятиріччя. Так, наприклад, введені великі комплекси з випуску нових видів хімічної продукції – капролактаму, поліхлорвінілових смол, полістиролу, вінілацетату тощо. Випуск цієї та іншої продукції організовано в Горлівці, Черкасах, Калуші, Первомайську.

Переробку пластичних мас зосереджено в Сімферополі, Броварах, Луцьку. Великі заводи з випуску шин введені в дію у Дніпропетровську і Білій Церкві. Найбільшими в країні центрами видобутку сірки стали Новий Роздол і Новояворівське (Львівська область).

Хімічна промисловість зосереджена у Донбасі, Придніпров'ї та Прикарпатті. Серед інших районів виділяється Сумщина, Причорномор'я, Черкащина, Волинь. Тільки у Донбасі зосереджена майже третина виробництва всієї галузі. На Луганщину припадає 17 % випуску хімічної та нафтохімічної продукції.

Особливу небезпеку для населення і навколишнього середовища складають, зокрема, аміакопроводи, хімічне виробництво, відстійники, сховища небезпечних речовин тощо.

Найбільш поширеними небезпечними хімічними речовинами на підприємствах галузі є двоокис азоту, акрилонітрил, аміак, сірковий ангідрид, концентрована азотна кислота, фосген тощо.

Аміак є найбільш багатотоннажною сировиною у хімічній галузі України, зберігається в резервуарах з одиничною ємністю в декілька десятків тисяч тонн (ізотермічні сховища) і використовується в різних технологіях, причому виробничі об'єкти часто розташовані поблизу населених зон. Так, наприклад, на хімічних підприємствах (Одеський припортовий завод, ВАТ „РівнеАЗОТ”, ВАТ „АЗОТ” у м. Черкаси, ВАТ „Концерн Стирол”) у сховищах рідкого аміаку зберігається від 50 до 3000 тонн.

До одного з небезпечних хімічних об'єктів України відноситься аміако-провід для транспортування рідкого аміаку від виробничого об'єднання „Тольятті- Азот” і Горлівського ВАТ «Концерн Стирол» на Одеський при-

портовий завод, що проходить територією 8 областей України. Загальна протяжність аміакопроводу- 2427 км, територією України – 1022,7 км. Аміакопровід має пропускну спроможність 2,12 млн. тонн на рік (252 тонни в годину), діаметр трубопроводу – 14 дюймів (355,6 мм). При тиску аміаку в трубопроводі більше 80 кг/см^2 , кожний кілометр труби містить до 56 тонн аміаку. В зоні можливого ураження під час аварії на аміакопроводі може опинитися від 200 до 15000 чоловік, залежно від місця виникнення аварії.

Оцінка техногенного стану на даному об'єкті визнана на сьогодні задовільною, хоча і встановлений фірмою-виробником 20-річний гарантійний термін експлуатації аміакопроводу закінчився ще в 1997 році. Подовжено термін експлуатації лінійної частини аміакопроводу до 2010 року, а за станом електрозахисту та ізоляційного покриття - до 2017 року. Але слід відмітити, що не треба заспокоюватися і заздалегідь думати про забезпечення безпеки даного об'єкта. Про небезпеку об'єктів з наявністю аміаку свідчать факти про аварії та аварійні ситуації. Так, наприклад, тільки за 5 років на різних об'єктах Росії відзначено 19 аварій з викидом аміаку, у яких загинули 6 і постраждали 56 чоловік. Основними місцями аварій є компресорні станції, цехи холодокомбінатів і підприємств побутової хімії.

Техногенні аварії на хімічних об'єктах супроводжуються викидами хімічно небезпечних речовин, що призводять до отруєння та загибелі людей. В 1982 році в цеху по виробництву етилендіаміну Калушського ВО „Хлорвініл” в результаті корозії шпильок для кріплення виник відрив корпусу випарника ректифікаційної колони по відгонці аміаку від його днища, в результаті чого він був відкинутий на відстань 37 м, а з нього та колони стався викид в атмосферу під тиском 14 атм. нагрітої до $185 \text{ }^\circ\text{C}$ суміші, що складалася із амінохлоргідратів (38 %), хлористого амонію (2 %), води (56 %), та аміаку (3 %). В результаті цієї аварії одержали отруєння 14 чол., 8 з яких загинули.

Основною продукцією хімічної галузі України є: лакофарбові вироби; гумові та пластмасові вироби; пластмаси; добрива; фото та кінотовари; хімічні волокна; барвники; пігменти; мило, миючі засоби; сірка; хімічні препарати тощо.

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. Так, наприклад, 80 % аміачно-холодильних установок знаходяться в незадовільному стані через фізичне та моральне їх старіння, відсутність в Україні виробництва комплектуючих.

Застосування застарілих систем протиаварійного захисту, потенційно небезпечних технологічних процесів та ресурсне зношення основних фондів сприяло зниженню рівня безпеки хімічних, нафтохімічних виробництв.

Тому сьогодні перед хімічною галуззю України стоїть досить складне завдання щодо забезпечення її безпеки, що, перш за все, залежить не тільки від правильної оцінки пожежовибухонебезпеки процесів, але і знання характерних небезпек технологічних процесів, поглибленого їхнього аналізу, виділення найбільш небезпечних об'єктів, виходячи з особливостей розвитку галузі в цілому. В даному посібнику розглянуті найбільш поширені і пожежовибухонебезпечні хімічні виробництва – ацетилену, полімерних матеріалів, хімічних волокон.

Реалізація державної політики у сфері забезпечення хімічної та екологічної безпеки в Україні здійснюється за такими основними напрямками:

- здійснення перебудови та технічного переоснащення виробничого комплексу на основі впровадження новітніх наукових досягнень, енерго- та ресурсозберігаючих технологій, безвідходних та екологічно безпечних технологічних процесів, застосування відновлюваних джерел енергії, розв'язання проблем знешкодження і використання всіх видів відходів;

- налагодження ефективного екологічного контролю за науково-дослідними роботами зі створенням об'єктів штучного походження, їх проектуванням, будівництвом та функціонуванням з метою управління техногенними навантаженнями, раціональним використанням природних ресурсів і розміщенням продуктивних сил;

- проведення класифікації регіонів України за рівнями техногенно-екологічних навантажень;

- розробка методології визначення ступеня екологічного ризику для довкілля, обумовленого техногенними об'єктами;

- відновлення системи спостереження за станом об'єктів гірничо-хімічної галузі, забрудненням підземних і поверхневих вод та розробка технологічних варіантів утилізації розсолів шахт та кар'єрів;

- комплексна структурна перебудова гірничо-металургійної галузі з урахуванням екологічних проблем та запровадження поглибленого екологічного аудиту в цій галузі;

- здійснення наглядової діяльності за промисловою безпекою хлор-, аміаковикористовуючих, а також інших виробництв, де використовуються небезпечні хімічні речовини та обладнання з вичерпаним ресурсом експлуатації;

- дотримання вимог безпеки під час виконання ремонтних та регламентних робіт на хімічних виробництвах і газонебезпечних робіт на об'єктах водопровідно-каналізаційного господарства;

- удосконалення законодавства з питань безпеки об'єктів підвищеної небезпеки.

РОЗДІЛ 1. ХІМІЧНО-НЕБЕЗПЕЧНІ ОБ'ЄКТИ. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

Хімічна безпека – безпека, що пов'язана з хімічними речовинами або процесами, основними формами прояву якої є пожежа, вибух, токсичні ураження. Про реальність хімічної безпеки, що існує у світі, свідчать багаточисельні аварії, в тому числі і пожежі та вибухи, що мали місце в останні роки в різних країнах світу. Так, в 1996 р. викиди діоксину з реактора заводу швейцарсько-італійської компанії в м. Севезо (Італія) через його мембрану, що зруйнувалася, мали дуже серйозні наслідки для населення та навколишнього середовища. З метою ліквідації наслідків цієї аварії в зоні площею 105 га знімали шар ґрунту. Ці роботи, що проводилися в засобах індивідуального захисту, були закінчені через 40 днів після аварії. Незважаючи на заходи, що приймалися, загальна кількість людей, що постраждали, склала 2000 чол.

В 1984 році в м. Бхопал (Індія) сталася найбільш страшна за всю історію розвитку хімічної промисловості за своїми наслідками хімічна катастрофа. На заводі по виробництву інсектицидів (севину) на стадії очистки метилізоціанату (МІЦ) виникло витікання його із хімічного реактора. Розміри реактора: об'єм - 57 м³, висота – 13 м; діаметр 2,5 м, тиск в апараті – 0,3 МПа. Реактор був встановлений на бетонній опалубці, на даху його був влаштований запобіжний клапан та розривна мембрана, між якими додатково встановлений манометр. До резервуару була підведена лінія досить чистого азоту. Охолодження продукту в реакторі здійснювалось за допомогою хлороформу (холодоагент) для запобігання попадання води із системи охолодження.

На запобіжному клапані розміщувався скруббер, де пари МІЦ у разі підвищення тиску та викиду через клапан повинні були омийтися гідроксидом натрію, а далі газ повинен був через скруббер направлятися на факельну систему для спалювання. Факельний пристрій розміщався на висоті 30 м. Газ повинен згорати до безпечних продуктів горіння.

Але жодна із систем захисту не спрацювала. Несподівано в апараті підвищилися температура та тиск, спрацював запобіжний клапан, тріснула бетонна основа, скруббер після його ввімкнення не спрацював.

На початок 1989 року кількість померлих від отруєння МІЦ внаслідок даної аварії досягла 3500 чоловік.

Безпека функціонування хімічно небезпечних об'єктів залежить від багатьох чинників:

- фізико-хімічних властивостей сировини;
- характеру технологічного процесу;
- конструкції та надійності технологічного обладнання;
- умов зберігання, транспортування хімічних речовин;
- стану контрольно-вимірювальних приладів та засобів автоматизації;

- ефективності засобів протиаварійного стану тощо.

1.1. Основні поняття та визначення

Розглянемо основні поняття та визначення, якими користуються при вивченні питань забезпечення пожежної безпеки хімічно-небезпечних виробництв. Терміни, що використовуються у цій лекції, їх основні поняття та визначення, даються у відповідності з їх визначенням у правових та нормативних документах з питань безпеки об'єктів господарювання та захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного походження.

Небезпечна хімічна речовина (НХР) – хімічна речовина, безпосередня чи опосередкована дія якої може спричинити загибель, гостре чи хронічне захворювання або отруєння людей і (чи) завдати шкоди довкіллю.

Аварійно хімічні небезпечні речовини (АХНР) - це небезпечні токсичні речовини, що використовуються в промисловості та в сільському господарстві, при аварійному викиді (розливі) якого може виникнути ураження навколишнього середовища у вражаючих живий організм концентраціях (токсидозах).

Токсичність НХР – можливість речовини уражати організм людини. Визначається кількістю речовини, яка призводить до ураження, і характером токсичної дії на організм. Ураження може бути місцеве, загальне і одночасне при дії місцевого і загального.

Аварія з НХР - це подія техногенного характеру, що сталася на хімічно небезпечному об'єкті внаслідок виробничих, конструктивних, технологічних чи експлуатаційних причин, або від випадкових зовнішніх впливів, що призвела до пошкодження технологічного обладнання, пристроїв, споруд, транспортних засобів з виливом (викидом) НХР в атмосферу і реально загрожує життю, здоров'ю людей.

Хімічно небезпечний об'єкт (ХНО) - промисловий об'єкт (підприємство) або його структурні підрозділи, на якому знаходяться в обігу (виробляються, переробляються, перевозяться (пересуваються), завантажуються або розвантажуються, виконуються у виробництві, розміщуються або складуються (постійно або тимчасово), знищуються тощо) одна або декілька НХР (до ХНО не належать залізниці).

Зона можливого хімічного забруднення (ЗМХЗ) - територія, у межах якої під впливом зміни напрямку вітру може виникнути переміщення хмари НХР з небезпечними для людини концентраціями.

Зона хімічного забруднення НХР (ЗХЗ) - територія, яка включає осередок хімічного забруднення, де фактично розлита НХР, і ділянки місцевості, над якими утворилась хмара НХР.

Прогнозована зона хімічного забруднення (ПЗХЗ) – розрахункова зона в межах ЗМХЗ, параметри якої приблизно визначаються за формою еліпса.

Хмара НХР - 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 ємкості над поверхнею зрідженої НХР і яка виходить в атмосферу безпосередньо при руйнуванні ємкості без випару з підстильної поверхні.

Вторинна хмара НХР - це хмара НХР, яка виникає протягом певного часу внаслідок випару 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).

1.2. Класифікація небезпечних хімічних речовин

Основним вражаючим фактором при аваріях на хімічно небезпечних об'єктах є токсичний вплив аварійно хімічно небезпечних речовин, як безпосередньо при аварійному викиді (проливі), так і при хімічному зараженні навколишнього середовища.

Класифікація аварійно хімічно небезпечних речовин може бути проведена за наступними ознаками:

- **за основними фізико-хімічними властивостями та умовами зберігання:**

- рідкі та леткі, що зберігаються під тиском (стиснені та скраплені гази) хлор, аміак, сірководень, фосген та інші;

- рідкі та леткі, що зберігаються в ємностях без тиску – синильна кислота, нітрил, антилова кислота, хлорпікрин тощо;

- кислоти, що димлять – сірчана, азотна, соляна тощо;

- сипучі та тверді нелеткі при температурі зберігання до 40⁰С – сулема, фосфор жовтий, миш'яковистий ангідрид;

- сипучі та тверді леткі речовини, при температурі зберігання до 40⁰С – солі синильної кислоти, меркурани тощо;

- **за класом безпеки** (ступінь впливу на організм людини): надзвичайно небезпечні, високо небезпечні; помірно небезпечні; мало небезпечні;

- **за характером впливу на організм людини:**

- подразнюючі (хлор, хлорпікрин, сірчистий ангідрид тощо);

- опікальної дії - аміак, соляна кислота тощо;

- задушливої дії – хлорпікрин, фосген;

- загальнотоксичної дії – синильна кислота, сірководень, ацетонітрил, сірковуглець тощо;

- психогенної дії – формальдегід, бромистий та хлористий метил;

- метаболічні отрути – оксид етилену, діхлоретан тощо.
- **за ступенем горючості:**
- негорючі речовини – фосген, діоксан;
- негорючі, пожежонебезпечні речовини – хлор, азотна кислота, угарний газ, фтористий водень, хлорпікрин;
- важкогорючі речовини – скраплений аміак, ціаністий водень;
- горючі речовини – газоподібний аміак, гептил, сірковуглець, гідразін, оксиди азоту, діхлоретан тощо.

Хімічні об'єкти відносяться до потенційно небезпечних об'єктів щодо яких діють вимоги Закону України „Про об'єкти підвищеної небезпеки”. Згідно з цим законом всі потенційно небезпечні об'єкти повинні пройти ідентифікацію у відповідності з Постановою Кабінету Міністрів України від 11.07. 2002 р. №956 „Порядок ідентифікації та обліку об'єктів підвищеної небезпеки”

Згідно з цією постановою небезпечні речовини, що обертаються на потенційно небезпечних об'єктах, поділяються на такі категорії:

- **горючі (займисті) гази;**
- **горючі рідини (ГОСТ 12.1.004-89);**
- **горючі рідини, перегріті під тиском (ГОСТ 12.1.004-89);**
- **ініціюючі (первинні) вибухові речовини;**
- **бризантні(вторинні) та піротехнічні вибухові речовини;**
- **речовини-окисники (класифікація за ГОСТ 19433-88);**
- **високотоксичні речовини (класифікація за ГОСТ 12.1.007-76 і 12.1.005-88 та перелік гранично допустимих концентрацій шкідливих речовин, затверджений МОЗ);** до високотоксичних відносяться речовини, які за своїми біологічними властивостями та токсичністю належать до 1 класу небезпеки;
- **токсичні речовини (класифікація за ГОСТ 12.1.007-76 і 12.1.005-88 перелік гранично допустимих концентрацій шкідливих речовин, затверджений МОЗ);** до токсичних відносяться речовини, які за своїми біологічними властивостями та токсичністю належать до 2 класу небезпеки;
- **речовини, які становлять небезпеку для довкілля (токсичні для водних організмів) та/або можуть здійснювати довгостроковий негативний вплив на водне середовище;**
- **речовини, які вступають у бурхливу реакцію з водою з виділенням** горючих та/або вибухонебезпечних чи токсичних газів.

Крім класифікації небезпечних речовин за категоріями, в Нормативах порогових мас небезпечних речовин надається класифікація **за видами аварій**, що можуть статися, виходячи з властивостей небезпечних речовин, та за впливом уражальних факторів цих аварій. За цією класифікацією категорії небезпечних речовин поєднуються в групи (групи небезпечних категорій речовин за видами аварій та за впливом уражальних факторів):

- **група 1 (вибух)** – горючі (займисті) гази, горючі рідини, перегріті під тиском, ініціюючі (первинні), бризантні (вторинні) та піротехнічні вибухові речовини, речовини-окислювачі, речовини, які вступають у бурхливу реакцію з водою з виділенням горючих та/або вибухонебезпечних чи токсичних газів;

- **група 2 (пожежа)** - горючі займисті) гази, горючі рідини, перегріті під тиском, речовини-окисники, а також речовини, які вступають у бурхливу реакцію з водою з виділенням горючих та/або вибухонебезпечних чи токсичних газів;

- **група 3 (шкідливі для людей і довкілля)** - високотоксичні речовини, токсичні речовини, речовин, які становлять небезпеку для довкілля (високотоксичні для водних організмів), речовини, які становлять небезпеку для довкілля (токсичні для водних організмів) та/або можуть здійснювати довгостроковий негативний вплив на водне середовище, а також речовини, які вступають у бурхливу реакцію з водою з виділенням горючих та/або вибухонебезпечних чи токсичних газів.

1.3. Хімічно небезпечні об'єкти

Хімічно небезпечними об'єктами є об'єкти, на яких виробляють, використовують, зберігають або транспортують НХР, в результаті аварій на яких можуть виникнути масові ураження людей, сільськогосподарських тварин та рослин, а також хімічне ураження навколишнього середовища.

Хімічно небезпечні об'єкти можуть класифікуватися за наступними показниками:

1. За сферою використання:

- підприємства хімічної та нафтохімічної промисловості, що виготовляють та використовують аварійно хімічні небезпечні речовини;
- підприємства целюлозно-паперової, текстильної, металургійної, харчової та інших видів промисловості, що використовують у своїх технологіях аварійно хімічні небезпечні речовини;
- промислові холодильні установки;
- водоочисні споруди;
- залізнично-транспортні станції, порти, термінали і склади тимчасового зберігання АХНР;
- транспортні засоби (контейнери, наливні поїзди, автоцистерни, річкові та морські танкери, трубопроводи тощо);
- склади тимчасового зберігання БХНР;
- підприємства по знищенню БХНР.

2. За способами та умовами зберігання: скраплені гази (наземне); стиснені гази (наземне); рідини (наземне); тверді речовини (наземне).

3. За категоріями хімічної небезпеки. Критерієм для визначення категорії хімічної небезпеки об'єкта є кількість населення, що потрапляє в зону можливого (прогнозованого) хімічного забруднення.

Під час аварії на хімічно небезпечних об'єктах може діяти цілий комплекс вражаючих факторів:

- безпосередньо на об'єкті аварії – токсичний вплив АХНР, ударна хвиля за наявності вибуху, тепловий вплив та вплив продуктами згоряння при пожежі;

- ззовні об'єкта аварії – в районах розповсюдження зараженого повітря тільки токсичний вплив як результат хімічного ураження навколишнього середовища.

Аварія на ХНО створює значну небезпеку хімічного зараження як для виробничого, так і навколишнього середовища. Великі аварії (катастрофи) на потужних виробничих комплексах, де зосереджені агрегати і установки великої і надвеликої потужності з небезпечними речовинами можуть призвести до техногенно-екологічної небезпеки, створити зони надзвичайної ситуації і навіть зону екологічної біди.

Для запобігання техногенно-екологічній небезпеці виробництво, зберігання, транспортування НХР суворо регламентується спеціальними правилами технології, техніки безпеки, контролю за їх дотриманням. Усе ж під час великих техногенних аварій (катастроф), пожеж і стихійних лих можуть бути зруйновані виробничі споруди, будівлі, склади, ємності, технологічні лінії, трубопроводи тощо. Унаслідок цього велика кількість НХР потрапить до зовнішнього середовища – на поверхню ґрунту, в повітря атмосфери, різноманітні об'єкти, джерела води, і далі поширяться на території населених пунктів, що призведе до масових отруєнь людей, тварин і рослин.

1.4. Причини техногенних аварій на хімічних об'єктах

Створення ефективної системи техногенної безпеки хімічних об'єктів вимагає глибоких знань причин хімічних аварій.

До основних причин техногенних аварій хімічного походження відносяться:

1. Помилкові дії персоналу:

- порушення правил зберігання і транспортування НХР;
- порушення правил техніки безпеки;
- порушення технологічного процесу;
- помилки в процесі запуску і зупинки технологічного процесу;
- заповнення резервуарів для зберігання вище норм при помилках в роботі персоналу та (або) відмови системи безпеки, що контролюють рівень;
- акти обману, саботажу або диверсій виробничого персоналу чи сторонніх осіб;

2. Проектно-виробничі дефекти:

- 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 унаслідок механічних чи хімічних дій (корозія металу);
- витіки НХР із насосів, труб;
- використання непридатних чи неякісних матеріалів для виготовлення деталей, обладнання, устаткування;
- екзотермічні реакції через відмову систем безпеки;
- полімеризація НХР у резервуарах при їх зберіганні та інші;

3. Зовнішня дія 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. Низька якість будівельних матеріалів, конструкцій, а також виконання будівельних робіт.

Контрольні питання

1. Загальна характеристика техногенної небезпеки хімічних об'єктів України.
2. За якими ознаками класифікуються хімічно небезпечні речовини?
3. Класифікація хімічно небезпечних об'єктів.
4. В чому полягає відмінність аварії від аварійної ситуації?
5. Класифікація небезпечних речовин за категоріями та групами.
6. Дати визначення: «небезпечна хімічна речовина»; «небезпечний хімічний об'єкт».
7. Причини техногенних аварій на хімічних об'єктах.

РОЗДІЛ 2. ПОЖЕЖОВИБУХОБЕЗПЕКА ВИРОБНИЦТВА АЦЕТИЛЕНУ

В хімічних та нафтохімічних виробництвах використовується та переробляється велика кількість горючих і вибухонебезпечних матеріалів. Аварії, що виникають на виробництвах з наявністю горючих газів, легкозаймистих і горючих рідин, можуть супроводжуватися вибухами, загорянням, що призводить до розгерметизації технологічного обладнання з наступним викидом у навколишнє середовище ХНР та небезпечних продуктів горіння.

До таких виробництв відноситься і виробництво ацетилену, пожежо-вибухонебезпечні властивості якого перш за все обумовлюють підвищену вибухонебезпеку його виробництва.

Ацетилен є вихідною сировиною для багатьох цінних продуктів. Він має високу реакційну здатність і широко застосовується в промисловості органічного синтезу. Його використовують для одержання хлоропренового каучуку, вінілхлориду, ацетальдегіду, оцтового ангідриду, акрилонітрилу, трихлоретилену тощо. Завдяки високій здатності теплоутворення використовується для автогенного зварювання металів. Близько 50 % всього ацетилену, що виробляється, витрачається на зварювання та різку металів.

2.1. Сутність технологічних процесів виробництва ацетилену

Ацетилен – безкольоровий газ, що має слабкий ефірний запах. Добре розчиняється в багатьох органічних та неорганічних рідинах, що дозволяє виділити концентрований ацетилен із реакційних газів. Завдяки високій розчинності ацетилену в ацетоні (при 20 °С в 1 об'ємі ацетону розчиняється 23 об'єми ацетилену) його можна зберігати та транспортувати в стисненому стані в балонах, у яких є насадка із вугілля або пемзи, що просочені ацетоном. Ацетилен дуже добре розчиняється у воді: в 1 об'ємі води при 0 °С розчиняється 1,73 об'єми ацетилену, при 20 °С – 1,03 об'єми.

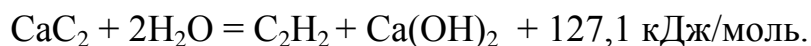
В промисловості існує два способи виробництва ацетилену – карбідний та із вуглеводнів (піролізом вуглеводневих газів). Розглянемо сутність цих технологічних процесів.

Одержання ацетилену із карбіду кальцію.

Сутність карбідного методу полягає в розкладанні карбіду кальцію водою. Для розкладання 1 кг карбіду кальцію необхідно затратити 0,562 кг води. При цьому вихід ацетилену складає 380 л.

Основна сировина для виробництва ацетилену – технічний карбід кальцію, що являє собою хімічну сполуку кальцію з вуглецем, яку одержують за піканням в електричній печі негашеного вапна CaO та вугілля. Зберігають та перевозять карбід кальцію в герметичних барабанах місткістю 50-130 кг.

Розкладання карбіду кальцію водою – сильно екзотермічна реакція, яка має наступний вигляд:



Швидкість розкладання карбіду кальцію залежить від його чистоти, розміру кусків, тривалості реакції та температури. Спочатку розкладання проходить дуже бурхливо, а потім поступово затухає через появу кірки вапна на кусках карбіду, що запобігає вільному доступу води. Для подальшого протікання реакції цю кірку необхідно видалити, наприклад, розмішуванням. Для прискорення розкладання куски карбіду кальцію попередньо подрібнюють.

Одержання ацетилену з карбіду кальцію проводять в **ацетиленових генераторах**.

За способом застосування ацетиленові генератори класифікуються наступним чином:

стаціонарні (АСК, ГРК-10-57; ГНД-40; АСР-1-56 та інші);

пересувні (АНВ-1,25; АМВ-1,25; ГВР-1-25; ГВР-3; МГ-55 тощо);

низького тиску (до 0,02 МПа);

середнього тиску (0,02-0,15 МПа);

високого тиску (понад 0,15 МПа).

Продуктивність ацетиленових генераторів коливається від 0,8-640 м³/год.

За способом взаємодії карбіду з водою генератори працюють за трьома системами.

1. Генератори системи „карбід у воду” (апарати безперервної дії). В них розкладання карбіду кальцію проходить з великим надлишком води (10-20 л/кг). Тепло, що виділяється, відводять за рахунок нагрівання води до 50-60 °С. Гідроксид кальцію, що утворюється, видаляється разом з водою у вигляді вапняного молока. Ці генератори називають генераторами „мокрого типу”.

2. Генератори системи „вода на карбід” (генератори сухого типу). У цих генераторах вода у невеликій кількості (1 л/кг) поступає на безперервно рухомі куски карбіду кальцію. Тепло, що виділяється, витрачається на випаровування води. Гідроксид кальцію одержують в сухому вигляді (вапнопушина).

3. Контактні генератори. У них взаємодія карбіду кальцію з водою здійснюється періодично, по мірі витрати ацетилену, що одержують. Звично такі генератори мають малу продуктивність.

Розглянемо більш поширені за способом взаємодії карбіду з водою генератори.

Генератор системи „карбід у воду” заповнений водою на $\frac{3}{4}$ висоти (рис.3.1). Гранульований карбід кальцію (розмір кусків 50-80 мм) попадає спочатку в проміжний бункер 1, куди подають азот для витиснення повітря. Потім відкривають конічну пробку 2 і карбід пересипається до живильного бункера 3. Подача карбіду автоматично дозується секторним барабаном 4,

швидкість обертання якого регулюється в залежності від потреби в ацетилені. Куски карбіду через трубу 6, кінець якої заглиблений в рідину, попадають на конус 5 і рівномірно розподіляються по перерізу генератора. Розкладання карбіду відбувається на нахилених дірчастих полицях 9, причому куски його переміщуються від центру до периферії полиць і назад скребковою мішалкою 10. За допомогою мішалки з кусків карбіду знімається шар вапняного мулу.

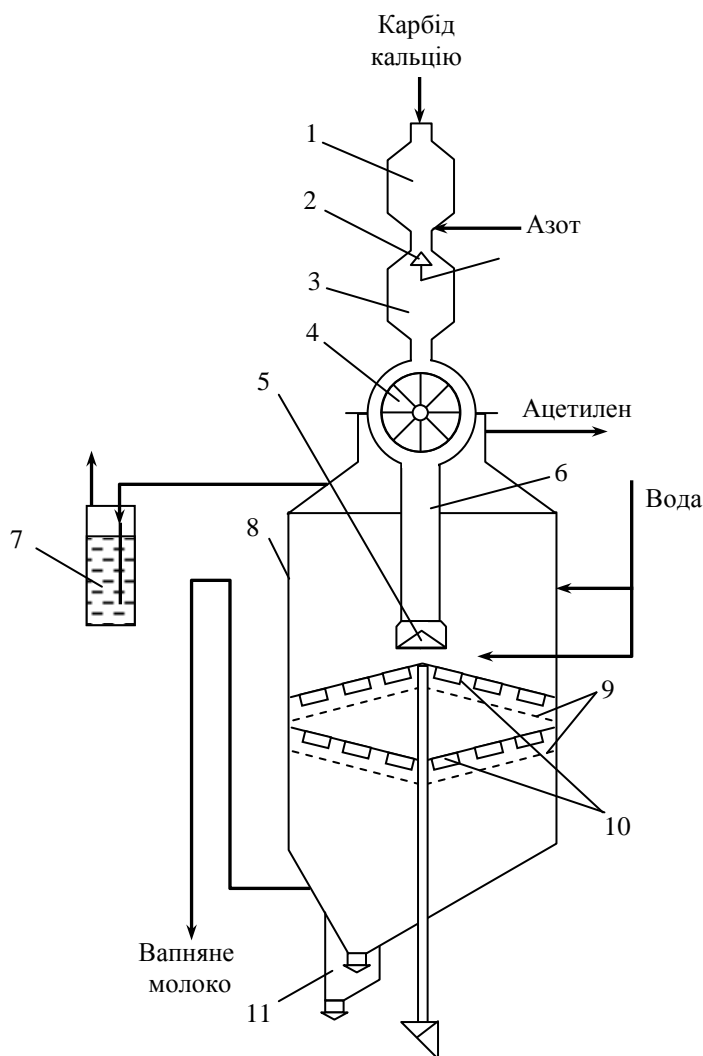


Рис. 3.1 — Схема ацетиленового генератора системи «карбід у воду»:

1,3 – бункери для карбіду; 2 – конічна пробка; 4 – секторний барабан; 5 – розподільчий конус; 6 – живильна труба; 7 – гідрозатвор; 8 – корпус; 9 – дірчасті полиці; 10 – скребкова мішалка; 11 – шлюзовий затвор

При розкладанні карбіду водою отримується розчин-суспензія гідроксиду кальцію у воді (вапняне молоко) та шлам, що складається з твердих інертних домішок до вихідного карбіду (кокс, феросицілій тощо). Шлам осідає на дні генератора і збирається в шлюзовому затворі 11, з якого періо-

дично розвантажується. Вапняне молоко безперервно виходить з-під генератора на відстоювання. Освітлений розчин з доданою до нього свіжою водою повертається до генератора для розкладання карбїду, що дозволяє запобігти значним втратам ацетилену за рахунок його розчинення у воді. Подача води автоматично регулюється в залежності від потреби в ацетилені. Ацетилен, що утворюється, відводиться від генератора, а при можливому підвищенні тиску в апараті понад допустимий (400-450 кПа) надлишковий газ скидається до атмосфери через гідравлічний затвор 7.

До цього типу генераторів відносяться генератори ГНД -40 продуктивністю 80 м³/год. та інші.

До переваг генераторів системи „карбїд у воду” (генератор ГНД- 40 дозволяє отримувати більш чистий ацетилен, ніж генератори інших систем, а також є безпечнішим, бо з генератора виходить більш охолоджений газ).

Недолік цих генераторів - велика кількість вапняного молока, що має обмежене застосування, та значна витрата води.

Повна технологічна схема виробництва ацетилену з карбїду кальцію в генераторі «мокрого» типу зображена на рис.3.2.

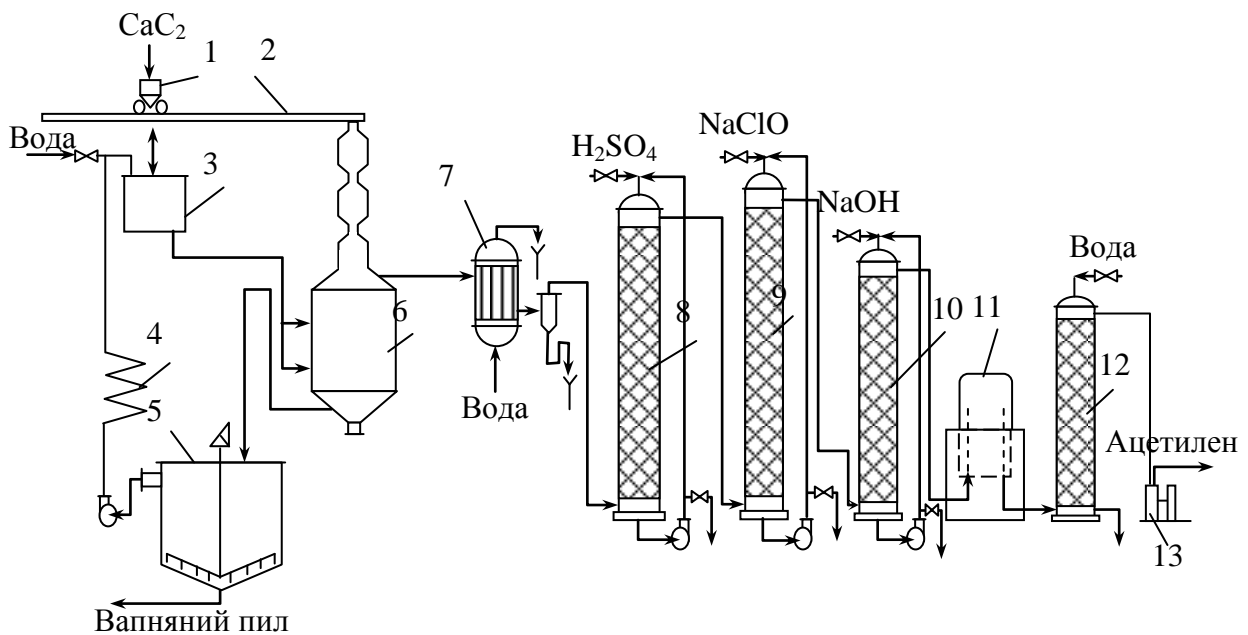


Рис. 3.2 — Технологічна схема виробництва ацетилену карбїдним методом:

1-вагонетка; 2 –монорельса; 3 – напірний бак; 4,7 – холодильники; 5 – відстійник; 6 – генератор; 8,9,10 – скрубери; 11 – «мокрый» газгольдер; 12 - вогнеперешкоджувач; 13 – газодувка

Карбїд кальцію транспортується у вагонетках 1, що пересуваються по монорельсі 2, поступає до бункера генератора 6 «мокрого» типу. Вапняне молоко, що отримується в генераторі при розкладанні карбїду, надходить до

відстійника 5 безперервної дії із скребковою мішалкою, яка перемішує та направляє осад, що відстоюється, до центрального спускного штуцера. Вапняний осад перекачується потім спеціальним насосом до відстійних ям. Освітлений розчин гідроксиду кальцію у воді з відстійника 5 через холодильник 4 повертається до напірного бака 3, де до нього додається певна кількість свіжої води для компенсації її витрат. З напірного бака вода надходить до генератора 6.

Ацетилен, що утворюється в генераторі, має температуру 50-60 °С, охолоджується в холодильнику 7, відділяється від конденсату і проходить насад очний скруббер 8, що зрошується водним розчином сірчаної кислоти. В ньому він очищається від залишків аміаку, частина якого вже розчинилась у воді з генератора та конденсаті з холодильника 7. Потім газ направляется до скрубера 9, що зрошується водним розчином гіпохлориту натрію, і наприкінці – до лужного скрубера 10 для очистки від слідів хлору, що потрапили в гіпохлоритній колоні. Для всіх поглинальних розчинів здійснюється циркуляція відцентровими насосами; частина відпрацьованого розчину періодично відводиться із системи та замінюється свіжим. Очищений ацетилен збирається в «мокрому» газгольдері 11, звідки транспортується споживачу компресором або газодувкою 13, проходячи через запобіжний гідравлічний затвор або вогнеперешкоджувач 12.

В генераторах системи „вода на карбід” розкладання карбїду кальцію відбувається в невеликій кількості води.

Основною умовою успішної роботи цих генераторів є тісний контакт між частинками карбїду та невеликою кількістю води. Це досягається введенням води через спеціальні розбризкувачі та наявністю в генераторі пристроїв, що перемішують (обертальні барабани, скребкові мішалки). Через це виключається перегрів ацетилену і підтримується рівномірна температура 110-115 °С.

Ацетилен, що одержують за цим методом, містить значну кількість водяної пари, в результаті чого зменшується його вибухонебезпека. Це є однією із важливих переваг цих генераторів. Сухий гідроксид кальцію (вапно-пушина), що одержують в процесі розкладання карбїду кальцію, – хороший будівельний матеріал, зручний для транспортування. Такі генератори знайшли широке застосування в промисловості.

Ацетилен, що одержують із карбїду кальцію, має ступінь чистоти 99,5%. Містить домішки аміаку, сірководню, метану, фтористого водню та інші, кількість яких залежить, головним чином, від якості вихідного карбїду кальцію та способу його розкладання. Неочищений ацетилен-сирець не можна використовувати для хімічної переробки. Для видалення найбільш шкідливих домішок використовують очисні склади та промивають ацетилен водою і лужними розчинами.

На стаціонарних установках ацетилен одержують в газоподібному та

розчиненому вигляді. Станції газоподібного ацетилену відпускають газ споживачам під тиском не вище 0,15 МПа, а станції розчиненого ацетилену – у розчиненому виді в балонах.

Ацетиленова станція – та частина виробничого підприємства (заводу), що складається з однієї або декількох споруд та будівель, в яких розміщується обладнання для виробництва газоподібного або розчиненого ацетилену із карбїду кальцію, його зберігання, наповнення та видача споживачам по трубопроводах або в балонах. Ацетиленова розподільча установка розміщується в окремій будівлі або окремому приміщенні виробничої будівлі, де знаходяться компресори, ацетиленові розподільчі рампи та балони з розчиненим ацетиленом для споживання цих рамп.

Ацетиленова станція складається із основних виробничих відділень:

- генераторне;
- газгольдерне;
- компресорне;
- наповнююче із складом балонів;
- хімічної очистки та сушки ацетилену;
- підсобні виробничі приміщення (проміжний склад карбїду, ремонтні майстерні тощо);
- адміністративні та побутові приміщення.

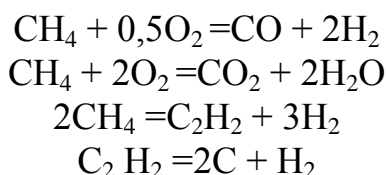
Одержання ацетилену з вуглеводнів.

Для одержання ацетилену цим способом в основному використовують природний газ, а також етан, бензин та вищі парафіни.

Існує три способи одержання ацетилену із вуглеводневої сировини:

- **окислювальний піроліз;**
- **піроліз;**
- **електрокрекінг.**

Окислювальний піроліз (має найбільше застосування у порівнянні з іншими методами) – процес, що протікає в середовищі чистого кисню і складається з трьох етапів – горіння метану, утворення ацетилену та розкладання ацетилену. Розглянемо реакції цих процесів.



Процес спалювання метану - ендотермічний процес. При окислювальному піролізі важливу роль має правильний підбір співвідношення кисень – метан (1:1). Кисень та метан окремо нагрівають до 500 °С, змішують і направляють суміш в реактор. Там в спеціальному пальнику проходить неповне згоряння метану з утворенням ацетилену. Швидкість витоку газу через

сопло пальника повинна бути більшою за швидкість поширення полум'я у зворотному напрямку. Температура в зоні реакції дорівнює 1500-1800 °С, тривалість перебування газів в реакційній зоні 0,03-0,008 с. Більш тривале перебування призводить до розкладання ацетилену. Після виходу із зони горіння газу швидко охолоджують водою. Для проведення окислювального піролізу використовують одно-та багатоканальні реактори. Одноканальний реактор має футеровку вогнетривким матеріалом. Метано-киснева суміш із змішувача поступає в кільцевий зазор, що поділений на декілька секторів. Швидкість руху газів у секторі дорівнює 150-200 м/с. Горіння суміші проходить в реакційній зоні, де створюється необхідна для процесу температура. Для стабілізації горіння по центру пальника подають невеликий струмінь кисню. На виході із реакційної зони газу „закаляють” водою і потім направляють на переробку.

Піроліз вуглеводневої сировини. Цей спосіб проводять трьома методами:

- піроліз в регенеративних печах (температура 1100-1300 °С, тиск – 0,04-0,05 ПМа, застосовують рідко);

- піроліз в трубчастих печах – проводять в апаратах з панельними пальниками без полум'я. Піч має дві секції – нагрівальну та реакційну. Нагрів проходить через стінку.

- гомогенний піроліз, що полягає в розкладанні вуглеводневої сировини в струмені високотемпературного теплоносія (газ) в атмосфері повітря або кисню. Реактор для проведення гомогенного піролізу складається з реакційної камери, зони „закалювання” та пальника. Паливний газ та парокиснева суміш згорає в двоканальному пальнику без полум'я. Димові газу, що мають температуру 170 °С, поступають в реакційну камеру на змішування з вуглеводневою сировиною, де проходить піроліз. Час контакту складає від 0,001 до 0,02 с. Газ, що утворюється, має температуру 900-1300 °С. Його охолоджують в гартувальному пристрої, подаючи воду.

Електрокрекінг вуглеводневої сировини проводять за двома методами: за допомогою електричної дуги та в струмені плазми. При пропусканні вуглеводневої сировини через електричну дугу температура становить 3000 °С.

Концентрація ацетилену в реакційних газах, у залежності від способу одержання, коливається від 8 до 30 %. Крім ацетилену, в газах містяться водень, оксид та діоксид вуглецю, метан, етилен, тощо.

Для виділення та очистки ацетилену використовують сорбційні методи (абсорбція водою, селективними розчинниками, а також адсорбція активованим вугіллям).

2.2. Пожежна небезпека виробництва ацетилену

Ацетиленові установки характеризуються підвищеною вибухо-та по-

жежонебезпекою через наявність великої кількості ацетилену, можливість утворення горючого середовища усередині установок та в приміщеннях станцій, ймовірність появи джерела запалювання, вибухів та швидкого поширення пожежі.

Ацетилен – безколірний горючий та вибухонебезпечний газ. Технічний ацетилен через домішки фосфористого водню має специфічний запах. При 0 °С та 2,1 МПа переходить в рідкий стан, а при мінус 81 °С – в твердий стан. Область спалахування 2-81 %, температура самоспалахування - 33 °С.

Ацетилен розкладається з великим виділенням тепла і, за визначених умов - з вибухом. При температурі 500-550 °С та тиску 0,2 МПа ацетилен схильний до вибухового саморозкладання.

Ацетилен – екзотермічна речовина, схильна до вибухового розкладання без кисню та інших окисників. При цьому виділяється енергії – 8,7 МДж/ кг, якої достатньо, щоб розігріти продукти реакції до 2800 °С. Ацетилен здатний до самочинного розкладання при горінні, вибуху, детонації та каскадного розкладання. Кінцевий тиск газів залежить від характеру розкладання. Під час вибуху швидкість поширення полум'я досягає декількох метрів за секунду, а кінцевий тиск, що є функцією температури, яка розвивається, зростає у порівнянні з початковим тиском у 8-12 разів.

При підвищенні тиску понад 0,2 МПа, а також у твердому стані ацетилен ще більш небезпечний: вибухає від удару та при різкому нагріванні. Легко реагує з солями срібла, міді, ртуті, утворюючи при цьому нестійкі вибухові ацетиленіди (що вибухають від удару, тертя, нагрівання).

Оксиди металів, особливо міді та заліза, діють на ацетилен каталітично, знижують температуру розкладання.

Суміш ацетилену з хлором здатна самозайматися та вибухати під впливом денного світла: суміш ацетилену з киснем вибухає при температурі 30°С. Якщо в ацетилені міститься до 3 % фосфористого водню, він стає схильним до самоспалахування.

Карбід кальцію не горючий, але його зберігання та транспортування є пожежовибухонебезпечними операціями. Так, при неповному заповненні барабанів з карбідом кальцію та при наявності в них повітря з визначеною вологістю, утворюється ацетилен в результаті взаємодії карбіду кальцію з водою. Механічні удари, падіння, удари барабанів при транспортуванні, відкривання барабанів інструментом, що висікає іскри, або сильне їх нагрівання можуть явитися причиною вибуху.

Горюче середовище в процесі одержання ацетилену може утворитися у вільному просторі газозбірників, реторт, завантажувальних камер при попаданні в їх вільний простір перших порцій ацетилену під час пуску генераторів, відкриванні завантажувальних камер для засипки нових порцій карбіду, а також при попаданні повітря в генератори через завантажувальні коробки разом з карбідом та при видаленні із них мулу.

Горюче середовище утворюється усередині виробничого приміщення в результаті витоку ацетилену через нещільності в генераторі або в його обв'язці, а також при завантаженні нових порцій карбіду в генератор. Витоки ацетилену виникають також при розвантаженні із генератора вапняного мулу, так як ацетилен виділяється із води, в якій він розчиняється. Горючі концентрації також можуть утворюватися в ямах з відходами.

В ході експлуатації переносних генераторів небезпекою є можливість утворення горючого середовища як усередині апаратів, так і в приміщеннях.

Перед пуском генераторів усередині реторт, в трубках та шлангах знаходиться повітря, тому перші порції ацетилену, змішуючись з ним, утворюють горючу суміш. В ретортах утворюється горюче середовище на початку реакції карбіду кальцію з водою (після їх завантаження карбідом) та при розвантаженні корзин з мулом, якщо їх виймають з реторт раніше, ніж вони встигають повністю заповнитися водою та звільнитися від газу. Коли газ із генератора низького тиску споживається потужними пальниками, усередині системи може утворитися вакуум, що викличе підсмоктування повітря через гідрозатвор та утворення горючого середовища.

Під час експлуатації генератора у приміщеннях невеликих розмірів (об'ємом менше 300 м^3) можливе витікання ацетилену у навколишнє середовище.

Причинами витоку ацетилену з переносних генераторів є:

- негерметичні ущільнення в кришках реторт;
- викид газу через гідрозатвор або виривання кришок реторт при підвищенні тиску в генераторі;
- неповне заливання водою генератора, установка генератора з нахилом, порушення герметичності шлангів, нещільна насадка шлангів;
- корозія корпусу та газовідвідних труб генераторів.

Причинами підвищення тиску в переносних генераторах є:

- форсування процесу одержання ацетилену;
- зменшення витрати його з генератора;
- попадання в завантажувальний ящик карбідного пилу;
- забивання газовідвідної та водовідвідної трубок при переповненні реторт карбідом;
- замерзання води в генераторі або водяному затворі.

Джерела запалювання при експлуатації ацетиленових генераторів:

- теплота в зоні реакції карбіду з водою;
- іскри при ударах (сполуки заліза з кремнієм) об стінки камери при засипанні карбіду в реторти генераторів;
- іскри під час роботи зі сталевим інструментом;
- теплота при самоспалахуванні ацетилену;
- відкритий вогонь в процесі відтанення замерзлого генератора (переносного);

- іскри при очищенні від льоду.

Температура в зоні реакції карбїду кальцію з водою може підвищитися до температури самоспалахування ацетилену на випадок відсутності надлишкової кількості води (реакція супроводжується виділенням 1880 кДж/кг теплоти). Температура до 1000 °С та більше може підвищитися також у завантажувальній камері при розкладанні карбїдного пилу водною парою (якщо є відкладення пилу на стінках камери).

При застосуванні у звичайних конструкціях генераторів карбїдного пилу, який має здатність миттєво реагувати з водою, значно підвищується тиск та температура, що може викликати вибух ацетилену. Різке підвищення температури пояснюється тим, що карбїдний пил в шахті генератора розкладається на поверхні води, внаслідок чого теплота, що виділяється, в основному витрачається на нагрівання ацетилену, що утворюється.

Вибухове розкладання ацетилену в генераторах можливе через вихід із ладу запобіжних пристроїв та підвищенні тиску до 0,15 МПа і більше. Крім цього, при температурі 40 °С виникає полімеризація ацетилену у вигляді екзотермічного процесу, що прискорюється і носить вибуховий характер.

Шляхами поширення пожежі при її виникненні можуть бути:

- ацетиленові трубопроводи;
- ацетиленово-повітряна суміш при витоках ацетилену;
- канали для зливу вапняного молока із генераторів в ями;
- трубопроводи систем вентиляції;
- технологічні отвори, віконні, дверні отвори тощо.

Таким чином, виробництво ацетилену є пожежовибухонебезпечним процесом, що в першу чергу пов'язано з пожежовибухонебезпечними властивостями ацетилену, його реакційною здатністю, завдяки яким спалахування ацетилену частіше всього супроводжується вибухом.

2.3. Пожежна профілактика виробництва ацетилену

Під час проектування та експлуатації виробництв, що пов'язані з одержанням та переробкою ацетилену, не завжди враховують його специфічні вибухопожежонебезпечні властивості та основні вимоги безпеки. Є випадки завищення тиску та температури газу понад допустимі, порушення правил влаштування ацетиленопроводів, а також інші правила безпеки, що призводить до пожеж та вибухів.

На ацетиленових станціях відмічаються випадки загазованості приміщень ацетиленом внаслідок незадовільного стану та недосконалості конструкцій вентилів на ацетиленових трубопроводах, систем перехідних шлангів і хомутів для кріплення їх до наповнювальних рамп та інших деталей і вузлів. Так, наприклад, на одній з наповнювальних станцій загорівся ацетилен, що призвело до пожежі і вибуху балону з ацетиленом в наповнюваль-

ному відділенні. Аварія сталася в результаті розриву одного з гумових рукавів з металевим внутрішнім обплетенням, витоку ацетилену високого тиску через зруйнований рукав та спалахування ацетиленово-повітряної суміші.

При дослідженні причин аварії було виявлено, що пошкоджені нитки обплетення мали місце в місцях, де під час роботи відбувалося загинання з найменшим радіусом (в місцях ніпельних з'єднань та рампових хомутів). Зовнішній гумовий шар не дозволяв спостерігати та фіксувати можливі порушення металевого обплетення усередині рукава. За таких умов рукав шланги пропрацював 21 місяць.

Щоб вилучити повторення аналогічних та інших випадків, необхідно суворо дотримуватись вимог пожежної безпеки.

Розглянемо основні пожежно-профілактичні заходи виробництва ацетилену.

1.Профілактичні заходи проти утворення горючого середовища.

Одними із основних причин вибухів є відсутність в технологічній системі апарата для розкладання карбїду кальцію, що виноситься з шламом (частинки карбїду кальцію, що не розклалися по мірі руху шламової води розкладаються з виділенням ацетилену) та відсутність відводу ацетилену, що при цьому утворюється, а також відсутність системи продувки апарата інертним газом.

За відсутності автоматичного підтримання рівня води у відстійнику неможливо проконтролювати припинення подачі шламової води у відстійнику, в результаті чого ацетилен усередині апарата змішується з повітрям, що надходить через відкриті люки розподільчого баку та зливного патрубку.

Вибух можливий також при транспортуванні та відкриванні барабанів з карбїдом кальцію та у каналізації внаслідок десорбції ацетилену із недогазованих шламових вод.

У разі відсутності автоматичного підтримання рівня води у відстійнику неможливо проконтролювати припинення подачі шламової води до відстійника, в результаті чого ацетилен усередині апарата змішується з повітрям, що попадає через відкриті люки розподільчого баку та зливного патрубка і утворює пожежовибухонебезпечну суміш.

Вибух можливий також при транспортуванні та відкриванні барабанів з карбїдом кальцію та у каналізації внаслідок десорбції ацетилену із недогазованих шламових вод.

Профілактика утворення горючого середовища пов'язана перш за все з дотриманням технологічного процесу та його параметрів. Відповідно до цього основні пожежно-профілактичні заходи поділяються на заходи, що повинні дотримуватися в періоди підготовки та пуску технологічного обладнання, а також в період його експлуатації. Розглянемо більш детально ці вимоги.

Контроль за газовим середовищем апаратів. Перед пуском ацети-

ленові установки **продувають інертним газом** (через продувну свічку). Обов'язковим є продування інертним газом завантажувальної камери перед завантаженням її карбідом кальцію. Для стаціонарних генераторів системи „карбід на воду” продуктивністю більше 50 м³/год передбачено автоматичне продування бункерів у період їх завантаження карбідом кальцію.

Необхідно також передбачати контроль газового середовища в системі відстою шламової води з продуванням її інертним газом. Шламіві води з генераторів, що працюють за методом „карбід у воду”, перед подачею їх у відстійники або на переробку, повинні очищатися від розчиненого ацетилену шляхом дегазації.

Для запобігання утворення вибухонебезпечних ацетиленово-повітряних сумішей в закриті апаратуру та обладнання для транспортування карбіду кальцію та вапна необхідно безперервно подавати інертний газ в кількості, що забезпечує вміст у газовому середовищі ацетилену не більше 0,5 %. При збільшенні вмісту ацетилену в газовому середовищі вище допустимого автоматично збільшують подачу інертного газу у відповідний апарат.

Для забезпечення безаварійної роботи виробництво ацетилену забезпечується інертним газом від двох джерел споживання або буферними ємностями з постійним запасом інертного газу, що забезпечує 2-х годинну роботу виробництва.

При експлуатації переносних ацетиленових генераторів генератор необхідно встановлювати у вертикальному положенні. Під час роботи генератора необхідно попереджати його нахили, удари, поштовхи та падіння. Після кожного завантаження генератор продувають для видалення повітря та ацетиленово-повітряної суміші із реторт, шлангів, газозбірників. Продування реторти здійснюють подачею в неї води при відкритому продувальному крані до появи ацетилену. Шланги, очисник, гідрозатор та газозбірник продувають ацетиленом через пальник, який можна запалити тільки після продування системи. Після кожної зарядки реторти продувають першими порціями ацетилену для видалення повітря через продувний кран, а перед розвантаженням завантажувальної коробки з шламом перевіряють, чи повністю реторти заповнені водою.

Для запобігання утворенню вибухонебезпечних концентрацій усередині генераторів у момент запуску їх в роботу (в генераторах деяких конструкцій, наприклад, ГНД-40) необхідно вилучити вільний простір апарата за рахунок повного заповнення газозбірника водою;

Контроль за рівнем води в генераторах. Під час експлуатації генераторів необхідно постійно підтримувати рівень води в генераторах та газозбірниках. Для цього генератори обладнують системою безперервної подачі води, її кількість регулюють поплавковим клапаном у водонапірному баці. Свіжа вода подається в генератор в такій кількості, щоб рівень її при випус-

ку шламу не знижувався.

В переносних ацетиленових генераторах кришки реторт повинні бути щільно закритими. Повне розкладання карбїду визначається за допомогою контрольного крана. Реакція вважається закінченою, якщо при відкритому крані із нього потече вода. В генераторі воду заливають до рівня контрольних кранів або спеціальних міток.

Після закінчення роботи карбїд кальцію в генераторі повністю відпрацьовують, зливають шлам, корпус та реторти промивають водою, а карбїд, що був невикористаний, в закритій тарі та генератор установлюють у безпечне місце. Шлам, що видаляється при перезавантаженні переносних ацетиленових генераторів, вивантажують у спеціальну тару та зливають в яму для зливів або в спеціальний бункер.

Контроль за переповненням газгольдера та витокami ацетилену в приміщення. З цією метою генератори забезпечують системами автоматичної подачі карбїду кальцію в залежності від витрати газу із газгольдера.

Контроль за температурою в генераторах. Для запобігання підвищення температури в генераторах влаштовують мішалки (генератори високої продуктивності), що запобігають утворенню мулу на карбїді. Температура води в генераторі та ацетилену в зоні розкладання не повинна перевищувати 60 °С.

В переносних генераторах допустима температура води становить також 60 °С, а ацетилену в зоні розкладання карбїду кальцію – 100 °С. Температура ацетилену після гідрозатвору може бути на 10-15 °С вищою за температуру навколишнього середовища.

Контроль за тиском газу. Для попередження швидкого розкладання карбїду кальцію та різкого підвищення тиску газу до небезпечних меж зменшують вміст пилу та мілких гранул в карбїді, що поступає до генераторів. Підвищення тиску в генераторах контролюється аварійною системою скидання газу через гідрозатвор в газгольдер з відносно більш низьким тиском. В генератори завантажують карбїд кальцію тільки тих розмірів, які указані в паспорті даного апарата; не дозволяється завантажувати карбїдний пил в генератори, що не пристосовані для цієї мети.

Для запобігання підвищення тиску вище допустимих норм (вказані в паспорті) генератори обладнують запобіжними (пружинними та мембранними) зворотними клапанами.

Переносні генератори також обладнуються такими клапанами для скидання надлишку газу при підвищенні тиску понад 0,15 МПа. Для захисту від зворотного удару полум'я всі ацетиленові переносні генератори повинні бути обладнані стійкими до руйнування гідрозатворами. Огляд та очистку запобіжних та зворотних клапанів здійснюють не менше 4 разів на місяць; промивку та чистку всіх апаратів (без розбору) – не менше 1 разу на місяць.

Для запобігання утворення вакууму в генераторах та підсмоктування в

нього повітря при зупинці генератора, колокол газгольдера заповнюють ацетиленом не менше ніж на 1/3 його місткості, щоб забезпечити надходження ацетилену із газгольдера в генератор на момент вивантаження шламу.

В переносних ацетиленових генераторах для запобігання закупорки газовідвідної трубки, підвищення тиску в ретортах та відриву їх кришок карбід з корзини завантажують до половини їх висоти.

Для запобігання порушення процесу генерації та підвищеного вмісту карбіду у вапні, розмір гранул карбіду, що подається в генератори, не повинний перевищувати 4 мм.

Будівлі основного складу карбіду кальцію, приміщення проміжного складу та відділення розвантаження не повинні обладнуватися водопроводом, водяною парою та паровим опаленням.

2.Профілактика виникнення джерел запалювання.

Профілактика виникнення джерел запалювання досягається запобіганням утворенню та появі відкритого вогню, іскор, теплових проявів механічної, електричної енергії та теплоти хімічних реакцій. Розглянемо ці заходи.

1. Ремонт, монтаж ацетиленових генераторів, трубопроводів, що пов'язані з розбиранням, нагріванням, зварюванням, пайкою та іншими роботами, при яких можливе іскроутворення, допускається тільки після повного видалення ацетилену та гашеного вапна із всіх апаратів, що знаходяться в даному приміщенні. Перед роботами необхідно двічі промити водою всі апарати, що ремонтуються, з метою видалення залишків ацетилену. Необхідно також добре провітрити виробниче приміщення.

2. Відігрівання замерзлих труб у ацетиленовому виробництві здійснюють тільки гарячою водою або парою. Відігрівання замерзлої води в переносному генераторі або водяному затворі також здійснюють тільки гарячою водою, парою або гарячим піском. Для роботи на відкритому повітрі у зимовий час краще застосовувати морозостійкі генератори типу ГВР, АНВ, АСМ, МЧ. Інші генератори при температурі нижче 0 °С захищають ватними чохлами та в гідрозатвори заливають незамерзаючу рідину.

3. Для запобігання ударів об стінки та висікання іскор при пересипанні карбіду кальцію з барабанів у завантажувальні бункери із нього попередньо видаляють феросицілій.

В переносних генераторах карбід кальцію використовують визначеної крупності – не нижче 25 x 50 та 15 x 25. Карбід кальцію подрібнюють тільки латунними молотками.

Перед розвантаженням шламу реторти повністю заливають водою, щоб запобігти появі можливого джерела запалювання від розжарених кусків карбіду під шаром шламу.

4. Для запобігання утворення механічних іскор внутрішню поверхню

завантажувальних люків, майданчики та сходи покривають гумою, латунню, алюмінієм, текстолітом.

5. Підлогу виробничих приміщень ацетиленових станцій, а також майданчики для обслуговування обладнання виконують з матеріалів, що виключають іскроутворення при ударах об них металевими предметами.

6. Отвори стін генераторного відділення ацетиленових станцій обладнують протипожежними стінами, не схильними до іскроутворення.

7. Приміщення складів карбіду кальцію повинні бути сухими, з температурою не нижче 5 °С.

8. Барабани з карбідом кальцію зберігаються не більше ніж в 4 яруси з прокладками між ними з дощок, гуми або інших матеріалів, що не іскрять.

3. Запобігання поширенню пожежі.

Пожежа, що виникає на ацетиленових станціях може поширюватися по горючих речовинах та матеріалах, по трубопроводах, по газоповітряній хмарі, по обладнанню. Розглянемо профілактичні заходи, що попереджають поширення пожежі на виробництві ацетилену.

1. Ацетиленові станції, що розміщені на території промислових підприємств, повинні мати суцільне огороження.

2. Всі будівлі та споруди ацетиленових станцій на території підприємства віддаляють на відстань не менше 50 м від виробництв, що пов'язані з обертанням хлору, кисневих станцій, будівель категорії Г, та на 300 м від цехів розділення повітря.

3. Будівлі ацетиленових станцій повинні бути одноповерховими, II ступеня вогнестійкості, без приміщень підвальних та горищ.

4. Покриття вибухонебезпечних приміщень виробництва повинно бути легкоскридним.

5. Всі приміщення ацетиленових станцій ізолюються одне від одного протипожежними стінами. В стінах, що відокремлюють генераторний цех від інших, не влаштовуються двірні або інші отвори.

6. Зберігання карбіду кальцію здійснюють на основному складі, що розміщується в самостійній будівлі. Із основного складу карбід кальцію поступає на проміжний склад, що розміщується в основній будівлі з генераторним відділенням, і який розрахований на одночасне зберігання добової потреби станції, але не більше 3000 кг карбіду кальцію. Відстань між барабанами з карбідом кальцію повинна бути не менше 15 м. Видача карбіду кальцію здійснюється цілими барабанами; фасування його в сховищах не здійснюється.

7. Для гасіння пожежі в складі використовують тільки сухі засоби (пісок, порошкові та вуглекислотні вогнегасники).

Заходи профілактики під час роботи з переносними ацетиленовими генераторами (проведення газополум'яних робіт). Переносні ацетиленові генератори по можливості використовують на відкритому повітрі або

під навісом. Для виконання тимчасових газополум'яних робіт в робочих та житлових приміщеннях їх установлюють із розрахунку не менше 300 м³ на кожний апарат з можливістю провітрювання або 100 м³, якщо газополум'яні роботи виконуються в іншому приміщенні. В гарячих цехах (ковальських, термічних, котельних) їх розміщують на відстані 10 м від відкритого джерела вогню та нагрітих поверхонь, але тільки в тих місцях, де немає небезпеки нагрівання генератора теплотою випромінювання, попадання на нього гарячих частинок металу або іскор та засмоктування ацетилену, що виділяється, у печі, вентилятори, компресори, що працюють.

На місці зварювання дозволяється тримати не більше двох балонів. Генератор та балони розміщують на відстані 10 м від пальника. Місце зварювання забезпечують первинними засобами пожежогасіння.

Перед початком газозварювальних робіт проводять огляд місця зварювання та його підготовку. В пожежонебезпечних місцях горючий матеріал прибирають в радіусі 5 м від місця зварювання, огорожують металевими або азбоцементними листами, поливають водою тощо. Не допускається зварювання свіжопофарбованих конструкцій. У вибухонебезпечних місцях зварювання здійснюють після видалення із них вибухонебезпечних речовин, продувки апаратів та заповнення їх інертним газом.

Після зварювання закривають вентиль балону, знімають редуктор, накручують ковпак, промивають генератор, оглядають місце зварювання і при необхідності поливають його водою. Через 3-4 години після зварювання огляд повторюють. Приміщення, в якому був установлений генератор, після закінчення робіт провітрюють.

Отже, виробництво ацетилену є пожежовибухонебезпечним процесом, що в першу чергу пов'язано з пожежовибухонебезпечними властивостями ацетилену, спалахування якого супроводжується вибухом. Тому безпека виробництва ацетилену полягає перш за все в розробці та впровадженні ефективного протипожежного захисту.

Контрольні питання

1. Способи виробництва ацетилену.
2. Сутність карбідного методу виробництва ацетилену.
3. Класифікація ацетиленових генераторів.
4. Пожежовибухонебезпечні властивості ацетилену.
5. Пожежна безпека виробництва ацетилену.
6. Причини вибухів в ацетиленових генераторах.
7. Вимоги до контролю газового середовища ацетиленових генераторів.
8. Вимоги до забезпечення ацетиленового виробництва інертними газами.
9. Запобігання підвищення тиску в ацетиленових генераторах.
10. Безпечні умови зберігання карбиду кальцію.

11. Пожежна профілактика при проведенні газозварювальних робіт.

РОЗДІЛ 3. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ВИРОБНИЦТВА ХІМІЧНИХ ВОЛОКОН

Виробництва хімічної та нафтохімічної промисловості характеризуються великою кількістю різнорідних вибухонебезпечних процесів, безпечне проведення яких залежить від технології, оснащення ефективними засобами контролю, регулювання та протиаварійного захисту.

Одним із найбільш поширених і водночас небезпечних хімічних виробництв є виробництво хімічних волокон.

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. Виробництво було засновано на переробці розчину ефіру целюлози (нітрату целюлози), що використовувався в промисловості для одержання бездимного порошу та деяких видів пластмас. Але через пожежовибухонебезпеку виробництва, невисоку міцність нітрошовку ця технологія не отримала подальшого поширення.

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 яких промисловість виробляє 40 видів. Хімічні волокна виробляють у виді моноволокон, комплексних ниток, штапельних волокон та джуту. Однією з важливих проблем виробництва хімічних волокон є створення волокон та ниток для виготовлення матеріалів, що використовуються в екстремальних умовах і, перш за все, при високих механічних навантаженнях та підвищеній температурі. Такі матеріали визначають розвиток багатьох напрямків сучасної техніки (вироби авіаційної, космічної та електропромисловості, захисний протибалистичний і негорючий спецодяг тощо).

Волокном називають тонку непрядену 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 волокна, що сьогодні використовуються, можна поділити на 2 класи : природні і хімічні (у залежності від їхнього походження).

Природні волокна (натуральні) поділяються на:

- білкові (тваринного походження) - вовна, шовк;
- целюлозні (рослинного походження)- бавовна, льон, джут, прядиво;
- силікатні (мінеральні) волокна (азбест, базальт).

Хімічними волокнами називають волокна, при отриманні яких використовують хімічні або фізико-хімічні процеси переробки природних і синтетичних високомолекулярних сполук (полімерів).

У залежності від походження полімеру хімічні волокна поділяють на дві основні групи: штучні волокна (якщо полімер, що використовується, має природне походження - целюлоза, білки) та синтетичні (якщо полімер отримують в результаті хімічного синтезу з низькомолекулярних сполук – мономерів) (рис.3.3).

Із штучних волокон найбільше значення мають віскозне та ацетат-целюлозне волокно, із синтетичних - капрон, лавсан, нітрон.

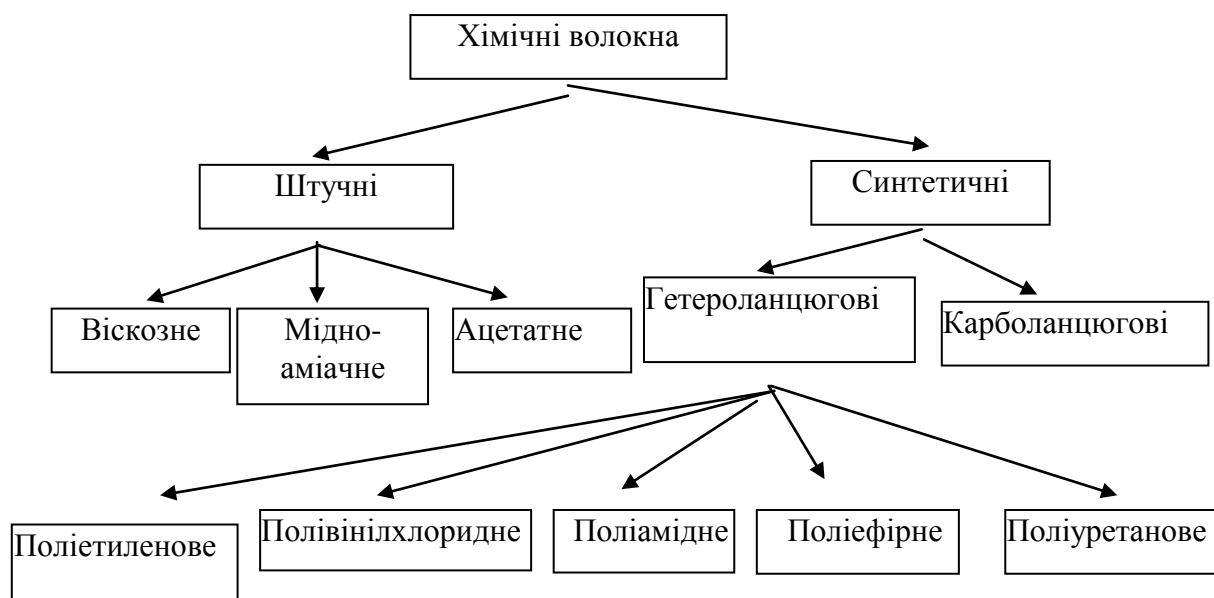


Рис. 3.3 – Класифікація хімічних волокон

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 вигідними є синтетичні тканини для виробництва фільтрів, пилеуловлювачів. Але в той же час синтетичні волокна менш гігієнічні, ніж штучні, так як не вбирають воду, електризуються. Тому з них майже не виробляються тканини для пошиття натільної білизни, дитячого одягу.

Що ж стосується штучних хімічних волокон, слід відмітити, що в загальному об'ємі виробництва хімічних волокон їх частка сьогодні складає близько 15 %. Першою і основною причиною різкого зниження частки штучних волокон у загальному об'ємі виробництва хімічних волокон є необхідність використання в технологічному процесі отримання основного штучного волокна токсичного і вибухонебезпечного сірководню та можливість викиду цієї речовини, а також сірководню до атмосфери, а високотоксичних цинковмісних сполук – до водних басейнів.

Поряд з цим необхідно відмітити, що з усіх існуючих видів хімічних волокон тільки штучні, і перш за все віскозні, завдяки їх високій гідрофільності та низькій електризації, забезпечують можливість отримання матеріалів з високими гігієнічними характеристиками (тканини та трикотаж з віскозних ниток і прядива та із сумішей віскозних і синтетичних поліамідних та поліефірних волокон). Тому, незважаючи на досить динамічний розвиток виробництва синтетичних волокон, реальної альтернативи штучним волокнам на основі целюлози немає. Водночас зрозуміло, що подальший розвиток промисловості віскозних волокон може бути забезпеченим тільки за умови успішного вирішення технологічних і екологічних проблем, що дозволить знизити шкідливість цього виробництва.

Природних 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, 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 (так як 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 поверхнево-активні речовини, барвники тощо. Отриману рідку масу дегазують, фільтрують і подають на формування волокна (прядіння).

Третя стадія - формування волокна (раніше називалося прядінням) є найбільш відповідальною у виробництві хімічних волокон. Ця стадія полягає в тому, що прядильний розчин або розплав полімеру продавлюється через фільтр з отворами, діаметр яких 40-900 мкм у залежності від способу формування. Найтонші струмки прядильного розчину коагулюють (тверднуть) в осадильній ванні (спосіб мокроного формування з розчину), або твердіють після випаровування розчинників (спосіб сухого формування з розчину) чи в повітрі, переходячи з розплавленого стану у твердий (спосіб формування з розплаву) і перетворюються в окремі елементарні нитки. Додатково зміцнюють волокна, накручують 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 завдяки яким нитка набуває визначених їй властивостей.

До небезпечних виробництв штучного волокна відносяться виробництва віскозного, мідно-металевого та ацетатного волокна, синтетичного волокна - виробництво поліамідних, поліефірних волокон. В таблиці 3.1 приведені показники пожежної небезпеки хімічних волокон.

Таблиця 3.1 — Фізико-хімічні та пожежовибухонебезпечні властивості хімічних волокон

Найменування волокна	Температура, °С				Теплота згорання, кДж/кг
	розкладання	плавлення	спалахування	самоспалахування	
Віскозне	170	-	235	460	15574
Ацетатне	-	260	320	445	18735
Капрон	-	214	395	440	30668
Лавсан	285	-	390	440	21539
Хлорин	-	-	320	540	18735

3.1. Особливості технології виробництва віскозного волокна

Одним із найбільш пожежовибухонебезпечних виробництв хімічних волокон є виробництво віскозного шовку.

Віскозне волокно (від лат. „viscosus” – клейкий, в’язкий) – штучне волокно, що формується з віскози – концентрованого розчину Na-солі ксантогенату целюлози в розбавленому розчині NaOH (рис. 3.4).

Віскозне волокно не розчиняється в органічних розчинниках, має порівняно велику міцність та витримує нагрівання до 100-120 °С. Проте воно не стійке в лугах і в разі зволоження наполовину втрачає міцність. Із віскозного волокна виробляють шовк, корд, целофан, каракуль тощо.



Рис. 3.4 — Віскозне волокно

Основною сировиною для виробництва віскози є целюлоза (клітковина), яка надходить на заводи штучного волокна у вигляді картону.

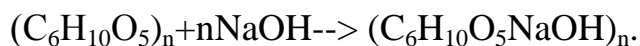
Технологічний процес виробництва віскозного волокна складається з наступних операцій:

- обробка целюлози 18-20%-им розчином гідроксиду натрію (мерсеризація - походить від прізвища англійського вченого Дж. Мерсера);
- віджим надлишку розчину гідроксиду натрію;
- подрібнення віджатої лужної целюлози;
- окислювальна деструкція (переддозрівання) лужної целюлози;
- обробка лужної целюлози сірковуглецем (ксантогенування);
- одержання прядильного розчину віскози;
- одержання прядильного розчину віскози;
- очистка віскози від механічних домішок і повітря;
- формування волокна;
- обробка волокна.

Розглянемо особливості технологічних процесів кожної із стадій виробництва віскози.

Обробка целюлози. Целюлоза у вигляді волокнистої маси або листів (5-6 % вологості) зі складу надходить у хімічний цех. Для підвищення рівномірності обробки її перемішують, ріжуть і гофрують. Ступінь полімеризації целюлози 800-1100.

Процес одержання лужної целюлози (мерсеризація) полягає в обробці целюлози надлишком 18-20 %-го розчину NaOH протягом 5-15 хвилин за температури 45—60 °С. При цьому утворюється лужна целюлоза:



Одночасно при мерсеризації відбувається набухання целюлози та розчинення геміцелюлоз, що сприяє дифузії агента етерифікації усередину волокна при наступному ксантогенуванні лужної целюлози.

Мерсеризація проходить в агрегаті-мерсеризаторі.

При періодичній обробці целюлози застосовуються ванни-преси з віджимним пристроєм.

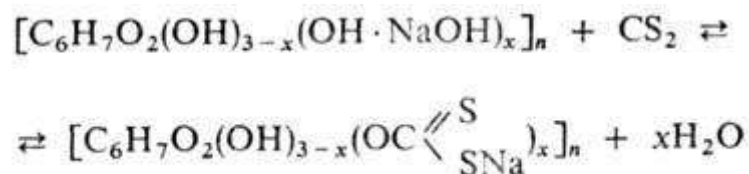
Безперервний процес одержання лужної целюлози здійснюється у вертикальних барабанах з мішалкою з наступним віджимом на фільтрах або у черв'ячних пресах.

Віджим надлишку розчину гідроксиду натрію та подрібнення лужної целюлози. Віджим суспензії для видалення надлишку розчину гідроксиду натрію здійснюється на віджимному пресі.

Потім целюлозу подрібнюють у спеціальних апаратах-подрібнювачах для прискорення наступного процесу обробки алкилцелюлози.

Окислювальна деструкція лужної целюлози відбувається за рахунок окислення її киснем повітря на транспортері або в спеціальних апаратах протягом 1,5-2 годин при температурі 50-60 °С. У процесі окислення ступінь полімеризації целюлози знижується до 400-600.

Одержання ксантогенату целюлози. Процес ксантогенування полягає в обробці лужної целюлози сірковуглецем, при цьому утворюється нова хімічна сполука – ксантогенат целюлози - складний ефір целюлози та дитіо-вугільної кислоти, що здатний розчинятися в розбавленому розчині гідроксиду натрію.



Ксантогенування здійснюється при температурі 28-32 °С протягом 1-2,5 год. Реакція супроводжується виділенням тепла. Температура в апаратах ксантогенування регулюється системою охолодження.

Основними технологічними параметрами, що визначають ступінь утворення ксантогенату целюлози є: тривалість процесу, температура, кількість витрати CS₂ і ступінь віджиму лужної целюлози.

Закінчення процесу ксантогенування визначають за зміною тиску в апараті. Розглянемо більш детально цей процес, бо дотримання його параметрів має вирішальне значення для забезпечення пожежовибухобезпеки всього процесу і виробництва в цілому.

Перед реакцією в апараті створюють вакуум у межах 0,053-0,066 МПа. Після подачі сірковуглецю в результаті його випаровування в апараті підвищується тиск. У процесі взаємодії CS₂ з лужною целюлозою, кількість його у вільному стані зменшується і в апараті тиск поступово падає. В кінці реакції в апараті відновлюється початковий вакуум. Таким чином, після відновлення в апараті вакууму робиться висновок про кінець реакції ксантогенування, а також про відсутність в апараті сірковуглецю у вільному стані, який є пожежовибухонебезпечним.

Важливе значення для безпеки процесу ксантогенування має вибір температурного режиму. При підвищенні температури значно зростає швидкість реакції ксантогенування. Враховуючи екзотермічність даної реакції, температурний режим звично вибирають таким чином, щоб кінцева температура була вище початкової на 5-7 °С, тому що при підвищених температурах відбуваються побічні процеси.

Також не менш важливим в технологічному процесі є визначена кількість CS₂, що подається до ксантогенатора. При одержанні віскозних ниток і волокна кількість сірковуглецю на ксантегонування визначається видом необхідного волокна. Звично витрачається 32-36 % CS₂ від маси вихідної целюлози, а для одержання високоміцних віскозних ниток - 40-43 %.

Враховуючи те, що сірковуглець є основною причиною небезпеки віскозного виробництва, особлива увага в даному виробництві приділяється зниженню його кількості при ксантогенуванні.

Для ксантогенування застосовують апарати різної конструкції. За найбільш старим технологічним процесом ксантогенування проводять у ксантат-барабанах, де здійснюється тільки процес ксантогенування і отриманий ксантогенат розвантажують вручну.

На сьогодні для ксантогенування частіше застосовуються одномішалкові ксантогенатори найпростішої конструкції і вакуум-ксантат-мішалки.

Одномішалковий ксантогенатор являє собою герметично закриту судину з горизонтальною лопатковою мішалкою та системою охолодження. Ємність апарата розрахована на завантаження 750-1250 кг целюлози. Поруч з апаратом встановлюється центрифугальний розтирач.

Ксантогенування в апараті продовжується 90 хв. Для видалення парів CS_2 з апарата за 5 хв. до кінця процесу реактор продувають азотом за допомогою спеціального вентилятора протягом 1-2 хв. Потім вводять 85 % усіх добавок, перемішують і отриману масу передають через центрифугальний апарат-розтирач для дорозчинення. Для видалення залишків ксантогенату апарат промивають лугом.

Також для ксантогенування використовуються такі апарати, як вакуум-ксантат-мішалка, апарат ВА (віскозний апарат). В цих апаратах відбувається не тільки ксантогенування лужної целюлози, але і розчинення ксантогенату, а віскозний апарат дозволяє здійснювати в ньому всі процеси: мерсеризацію, відстоювання, подрібнення, етерифікацію лужної целюлози та попереднє розчинення ксантогенату.

Приготування прядильного розчину. Процес приготування прядильного розчину полягає в отриманні розчину ксантогенату целюлози, очищенні прядильного розчину віскози від механічних домішок та видаленні з неї пухирців повітря.

В апаратах ксантогенування здійснюється часткове розчинення ксантогенату в лузі, після чого продукт по закритій системі трубопроводу подається до спеціальних апаратів-дорозчинювачів. Дані апарати являють собою вертикальні та горизонтальні баки, що обладнані мішалкою і системою охолодження (процес розчинення здійснюється при температурі 5-7 °С). При підвищенні температури розчинність ксантогенату погіршується. Отриманий розчин віскози витримують деякий час у баках при постійній температурі 14-16 °С (дозрівання віскози). Потім віскозу змішують у баках-змішувачах з мішалками, фільтрують через тканину на фільтр-пресах, до яких вона подається під тиском 0,5-1МПа. Після фільтрації віскозу витримують під вакуумом для видалення повітря і подають по трубопроводах до прядильних машин.

Формування та обробка волокна. Формування волокна полягає у видавлюванні прядильного розчину у вигляді тонких безперервних цівок до осаджувальної ванни, в якій відбувається коагуляція віскози і розкладання залишків ксантогенату.

Формування волокна здійснюється на бобінних або центрифугальних прядильних машинах мокрим способом (рис.3.5). Перед прядінням у прядильному апараті розчин фільтрують і продавлюють крізь отвори фільтри у ванну, в якій міститься розчин сірчаної кислоти, сульфату натрію та сульфату цинку, що нагрітий до 45-48⁰С. Фільтри виготовлені із корозієстійких сплавів благородних металів (платини із золотом або іридієм) чи з танталу і мають від 24 до 3200 отворів. Кількість отворів та їх діаметр залежить від типу волокна. Цівки віскози, які продавлюються через отвори до ванни, коагулюють: сірчана кислота нейтралізує невикористаний луг і розкладає ксантогенат целюлози. Регеновану целюлозу у вигляді волокон намотують на катушки. Швидкість формування волокна становить 0,75-1,16 м/с. Розчин з ванни подають на регенерацію сірковуглецю, їдкою натрію та сірчаної кислоти.

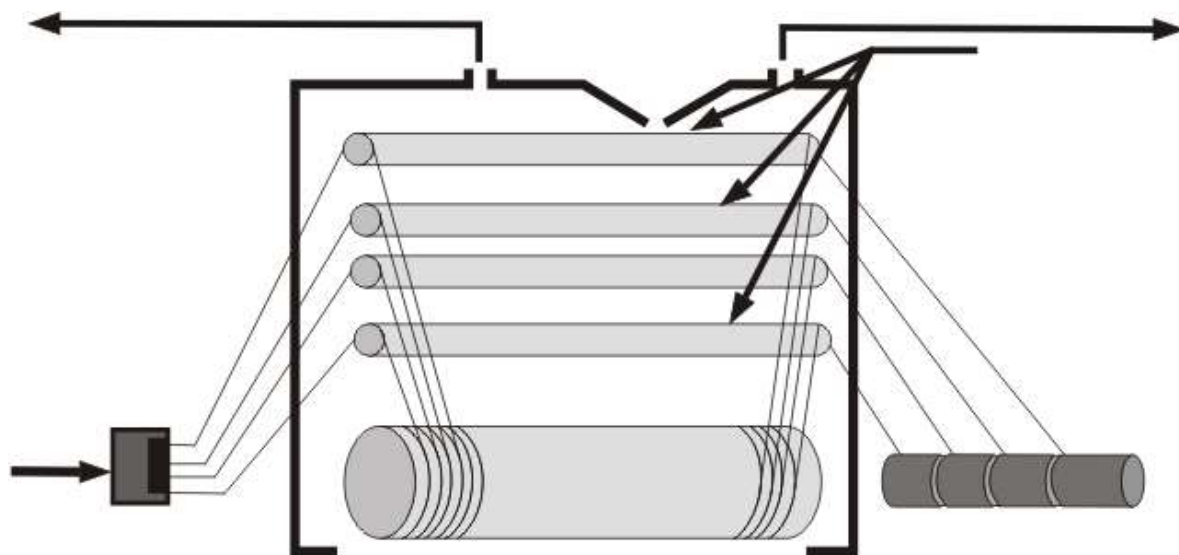


Рис. 3.5 – Схема процесу формування 4-ниткової обробки та сушки віскозних ниток

У процесі прядіння віскозного волокна з розчину виділяється сірководень та сірковуглець, які є шкідливими та вибухонебезпечними. Для запобігання цьому прядильні апарати повинні бути герметичними і мати вентиляцію, повітря з якої на виході повинно очищатися.

Обробка волокна полягає у видаленні з нього домішок і забруднень, відбілюванні, сушінні, сортуванні тощо.

3.2. Пожежна безпека виробництва віскози

Пожежна безпека виробництва віскозного волокна обумовлюється фізико-хімічними і пожежовибухонебезпечними властивостями сировини, проміжної та вихідної продукції, їхньою кількістю, режимом роботи техно-

логічного устаткування, можливістю утворення горючого середовища як при нормальній роботі, так і при виникненні аварійних ситуацій, появою джерел запалювання та наявністю шляхів поширення пожежі.

Основною сировиною даного виробництва є: целюлоза, гідроксид натрію, сірковуглець, сірчана кислота.

Розглянемо фізико-хімічні та пожежовибухонебезпечні властивості цих речовин.

Целюлоза - природна високомолекулярна органічна сполука, що відноситься до класу вуглеводнів. Молекула целюлози складається з 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 та очерету).

Целюлоза - горючий матеріал. На складі та у відділенні підготовки знаходиться в купах у виді розпушеної волокнистої маси або в листах. Температура самоспалахування деревної целюлози $360\text{ }^\circ\text{C}$ (аерозависі), теплота згоряння перевищує 4000 ккал/кг , вагова швидкість горіння целюлози в листах складає $1,22\text{ кг/м}^2\text{хв}$. Горіння целюлози в умовах недостатнього надходження повітря призводить до сильного задимлення виробничих приміщень. Пил целюлози легко спалахує і швидко горить.

Сірковуглець (CS_2) - легколетка, рухлива, сильноотруйна рідина з неприємним запахом, температура кипіння $46,1\text{ }^\circ\text{C}$, у воді не розчиняється, пари CS_2 у 2,63 рази важчі за повітря, хороший діелектрик. Є однією з найбільш пожежовибухонебезпечних рідин з температурою спалаху мінус $43\text{ }^\circ\text{C}$. Температура самоспалахування $102\text{ }^\circ\text{C}$, температурні межі поширення полум'я: нижня - мінус $50\text{ }^\circ\text{C}$, верхня - $26\text{ }^\circ\text{C}$. Нижня концентраційна межа поширення полум'я суміші парів сірковуглецю з повітрям складає 1 % (об.), верхня - 50 % (об.). Спалахування сірковуглецю може статися від іскри, що виникла внаслідок удару металу об метал, тліючої цигарки, сигарети тощо. За певних умов може відбутися вибух від нагрівання CS_2 сонячними променями і навіть гарячою водою.

У промисловості сірковуглець одержують із природного газу (метану) та сірки.

Сірчана кислота - безбарвна масляниста рідина, практично не замерзає, навіть при температурі мінус $30\text{ }^\circ\text{C}$. Поступає на підприємства в залізничних цистернах і зливається в сталеві баки великої ємності, у виробництво подається по трубах відцентровими насосами. Негорюча пожежонебезпечна рідина, температура кипіння $330\text{ }^\circ\text{C}$, викликає розчинення металів з виділенням водню, самозаймання горючих речовин.

Гідроксид натрію (каустична сода, каустик) $NaOH$ (18-20 % р-н.) Негорючий.

Розглянемо пожежну небезпеку кожної технологічної стадії виробництва віскози.

Пожежна небезпека процесу одержання лужної целюлози.

Процес одержання лужної целюлози можна віднести до пожежобезпечного процесу, за виключенням процесу підготовки целюлози до мерсеризації.

Даний процес полягає у подрібненні целюлози на верстатах, що мають систему ножів, установлених на обертовому барабані.

Пожежна небезпека даного процесу обумовлюється виділенням великої кількості целюлозного пилу, що осідає на технологічному устаткуванні та електрообладнанні. Під час процесу відбувається також запилення виробничих приміщень. Целюлозний пил за певних умов переходить у завислий стан, утворює з повітрям вибухонебезпечні суміші. Враховуючи те, що пил целюлози легко спалахує і швидко горить, виділення пилу целюлози під час її подрібнення становить підвищену пожежну небезпеку.

Також небезпечним є зберігання на складах та у відділеннях підготовки целюлози великої кількості целюлози в купах, у вигляді розпушеної волокнистої маси або в листах, що також супроводжується утворенням та виділенням горючого целюлозного пилу.

Джерела запалювання виникають під час роботи різальних верстатів, що може супроводжуватись утворенням іскор при неправильному налагодженні верстатів, а також перегрівом підшипників, що забруднюються целюлозним пилом. Крім того в цехах одержання лужної целюлози можливі іскри за несправності електрообладнання, при ударах і терті, при проведенні зварювальних робіт, при самозайманні целюлозного волокна маслами.

Пожежа в приміщеннях підготовки целюлози і її мерсеризації може поширюватися, насамперед, по накопиченню у місцях відкладень целюлозного пилу у виробничому приміщенні, по дзеркалу розливу масел, по технологічному устаткуванню, по вентиляційних та відсмоктуючих пристроях, по технологічних отворах, будівельних конструкціях тощо.

Пожежна небезпека процесу ксантогенування.

Стадія ксантогенування у виробництві віскози є найбільш пожежовибухонебезпечною.

Небезпека цього процесу визначається наявністю великої кількості легкозаймистої рідини - сірковуглецю, витрата якого складає 35-37 % від маси целюлози, режимом роботи технологічного обладнання, умовами утворення горючого середовища в апаратах при їхній нормальній роботі, у періоди пуску і зупинки, при ушкодженнях і руйнуванні, можливістю виникнення джерел запалювання і наявністю шляхів поширення пожежі.

Розглянемо умови утворення горючого середовища під час ксантогенування.

Порівнюючи робочу температуру (28-32 °C) у реакторі (ксантогенаторі) із значеннями температурних меж поширення полум'я сірковуглецю, (T_H = мінус 50 °C, T_B = 26 °C), можна зробити висновок, що горюче середовище парів сірковуглецю в суміші з повітрям може утворитися як в період його

нормальної роботи, так і за умов підсмоктування повітря до апарата. Повітря до апарата може поступати при:

- подачі вакууму до реактора перед ксантогенуванням за наявності нещільностей в системі (через неякісні прокладки між кришкою апарата і корпусом, ослаблення фланцевих з'єднань і сальників);

- завантаженні апарата;

- розвантаженні продукту з реактора через відкриті люки (при закритому розвантаженні з апаратів ВА пари сірковуглецю разом з віскозою потрапляють до баків-дорозчинювачів, де також можуть утворюватися вибухонебезпечні суміші);

- відборі проб (при відкриванні люків пари сірковуглецю, що не вступили в реакцію, змішуються з повітрям, утворюючи вибухонебезпечні концентрації).

Найбільш пожежовибухонебезпечною є операція подачі сірковуглецю до апаратів, температурний режим якої лежить в межах спалахування сірковуглецю - (мінус 50 – 26 °С).

Небезпека утворення горючої суміші у виробничих приміщеннях виникає також в періоди пуску і зупинки реакторів, якщо завантаження і розвантаження в них здійснюють відкритим способом.

Утворення вибухонебезпечних концентрацій сірковуглецю навколо апаратів при виході його назовні обумовлюється фізико-хімічними властивостями CS_2 (пари сірковуглецю важчі за повітря і при відсутності вентиляції не можуть швидко розсіюватися).

Найбільшу пожежовибухонебезпеку становлять пошкодження та руйнація технологічного обладнання. Частіше за все до аварійних ситуацій на стадії ксантогенування призводить ручне регулювання вакууму та температури в апаратах. Основними ж причинами пошкодження і руйнування ксантогенаторів є:

- підвищення тиску в апараті (при порушенні матеріального балансу, підвищенні температури);

- хімічна корозія (відкладення сірчистих сполук заліза тощо);

- ерозія.

Спалахування парів сірковуглецю в апаратах може статися від появи та утворення наступних джерел запалювання:

- іскри механічного походження при ударах металевих предметів, які можуть потрапити до апаратів разом із лужною целюлозою;

- іскри при ударах за несправності мішалок;

- іскри від ударів кришок люків об корпуси тощо (на виробництвах віскозного волокна відомі вибухи вакуум-ксантат-змішувачів від влучення до них металевих предметів при завантаженні лужної целюлози, що призводили до руйнування корпусів апаратів);

- іскри розрядів статичної електрики під час руху сірковуглецю по трубах;
- іскри при несправності електроустаткування;
- теплоти нагрітих понад 100 °С поверхонь опалювальних приладів;
- відкритого вогню під час ремонтних робіт;
- самозайманні пірофорних відкладень, що утворюються при взаємодії сірковуглецю з металом);
- підвищення температури в ході експлуатації мішалок з деформованим валом, із зношеними підшипниками, при підвищених оборотах валу тощо.

Однією із поширених причин вибухів є попадання до корпусу редуктора (якщо він не повністю заповнений маслом) парів CS₂ через нещільності сальників валів мішалок.

Приклад пожежі. На одному із виробництв хімічних волокон під час роботи вакуум-ксантат-змішувача стався вибух парів сірковуглецю, що потрапили з апарата через сальник до корпусу редуктора. Вибух стався внаслідок спалахування парів сірковуглецю від іскри, яка виникла при перемиканні мішалки на підвищені обороти валу внаслідок пошкодження однієї із шестірень редуктора. Вибухом редуктор був зруйнований.

Пожежа, що виникає в цехах ксантогенування, може швидко поширюватись по:

- парогазоповітряній хмарі (сірковуглець накопичується і не розсіюється в приміщенні);
- технологічних трубопроводах, комунікаціях, теплоізоляції, просоченій маслами і горючими речовинами;
- поверхні розлитих горючих рідин;
- горючих будівельних конструкціях, технологічних отворах, вентиляційних системах.

Пожежна небезпека процесу приготування прядильного розчину.

Пожежна небезпека технологічних операцій приготування прядильного розчину пов'язана з можливістю утворення небезпечних концентрацій парів сірковуглецю у розчинниках, змішувачах і баках для дозрівання та очищення віскози від повітря.

Ксантогенат целюлози і віскоза є негорючими продуктами, але при нагріванні віскози до температури 96 °С вона кипить з виділенням газоподібних продуктів і її об'єм при кипінні збільшується в 2 рази, що може призвести до різкого підвищення тиску та розриву апаратів і трубопроводів.

В апаратах і ємностях для приготування прядильного розчину може виділятися значна кількість парів сірковуглецю, якщо при ксантогенуванні було порушено матеріальний баланс (подано завищену кількість сірковуглецю) і не забезпечувалося повне відсмоктування парів з апарата. При цьому за умов температурного режиму в апаратах приготування прядильного

розчину ($6-16^{\circ}\text{C}$), який відповідає області спалахування парів сірковуглецю (мінус $50 - 26^{\circ}\text{C}$), може статися вибух.

Сірковуглець в даному процесі може виділятися від розкладання віскози внаслідок її перегрівання від роботи мішалок-розчинювачів (якщо порушена система охолодження). Теплова енергія, що при цьому виділяється, може призвести до спалахування парів сірковуглецю.

Джерелами запалювання можуть також бути:

- іскри під час роботи мішалок;
- іскри від ударів твердих матеріалів, що потрапляють до апаратів;
- підвищена температура від порушення процесу охолодження;
- розряди статичної електрики;
- іскри від несправного електроустаткування;
- самозаймання пірофорних сполук (сульфідів заліза);
- відкритий вогонь при проведенні ремонтних вогневих робіт.

Пожежа, що може статися, досить швидко поширюється по технологічних трубопроводах, дзеркалу розлитих горючих рідин, горючих будівельних конструкціях, технологічних отворах, вентиляційних системах, парогазоповітряній хмарі сірковуглецю та продуктів його розкладання.

Операція фільтрування прядильного розчину є пожежебезпечною.

Пожежна небезпека процесу формування та обробки хімічного волокна.

Процес формування волокна з віскозного розчину супроводжується виділенням та розсіюванням парів сірковуглецю та сірководню навколо робочих місць біля прядильних машин. Для осаджування ксантогенату з розчину та омилення застосовується сірчана кислота, яка є негорючою рідиною.

Утворення пожежовибухонебезпечних концентрацій у прядильних цехах неможливе. Безпечний режим роботи прядильних цехів контролюється автоматичною системою вентиляції. Кожна прядильна машина має укриття з системою відсмоктування парів та газів, що виділяються.

Пожежна небезпека процесу сушіння віскози визначається наявністю великої кількості горючого волокна, що зосереджується на порівняно невеликій площі сушарки (до 10 тонн).

Віскозне волокно має температуру спалахування 235°C , температуру самоспалахування 460°C . При температурі $170-200^{\circ}\text{C}$ розкладається з виділенням горючих газів та парів.

Джерелами запалювання під час сушіння віскозного волокна можуть бути нагріті поверхні систем обігріву, іскри при несправності вентиляторів, електрообладнання (поверхні калориферів нагріваються до температури $140-160^{\circ}\text{C}$).

Пожежна небезпека даного процесу обумовлюється також використанням значної кількості машинного масла з температурою спалаху 181-200 °С, що застосовується для змащення підшипників та замащування волокна.

Таким чином, виробництво хімічних волокон, і, зокрема, віскозного волокна є пожежовибухонебезпечним, що обумовлює підвищений рівень контролю за дотриманням вимог пожежної безпеки.

3.3. Пожежна профілактика виробництва віскози

Виробництва хімічної та нафтохімічної промисловості характеризуються великою кількістю різнорідних вибухонебезпечних процесів, безпечне проведення яких залежить від технології, оснащення ефективними засобами контролю, регулювання та протипожежного захисту.

Розглянуте вище виробництво віскози має чотири технологічні стадії, у кожній з яких є свій рівень пожежовибухонебезпеки. Коротко розглянемо вимоги до зниження пожежної небезпеки кожної із стадій виробництва віскозного волокна згідно вимог нормативно-технічних документів, що подані в розділі 4.

1. Пожежна безпека процесу одержання лужної целюлози.

Враховуючи те, що серед процесів стадії одержання лужної целюлози найбільш небезпечним є процес підготовки целюлози до мерсеризації, що обумовлюється виділенням горючого пилу під час подрібнення целюлози, розглянемо профілактику виникнення пожежі та вимоги до протипожежного захисту на цій стадії.

Запобігання утворенню горючого середовища на даному етапі полягає перш за все в контролі за виділенням горючого пилу та нормальною роботою технологічного обладнання, що містить наступні заходи:

- наявність металевого кожуха на барабанах з місцевим відсмоктуванням пилу;
- очищення верстатів від пилу та відходів;
- регулярне прибирання приміщень від пилу;
- зволоження повітря у приміщеннях;
- своєчасне прибирання місць витоку масел.

Попередження появи у виробництві джерел запалювання передбачається дотриманням вимог щодо: регулярного змащення обертових деталей верстатів; контролю за вірним регулюванням зазору між ножами; контролю за температурою підшипників, за своєчасною заміною відпрацьованих масел; контролю за справністю електроустаткування, за дотриманням правил пожежної безпеки при проведенні вогневих ремонтних робіт тощо.

Для запобігання поширення пожежі, що може виникнути в цеху підготовки целюлози, необхідно:

- ізолювати (або відгородити) приміщення для подрібнення целюлози від основних приміщень протипожежною стіною;

- контролювати наявність відкладень горючого пилю у виробничих приміщеннях;

- не допускати накопичення у приміщеннях відходів целюлози;

- склади целюлози і відділення підготовки необхідно захищати спринклерною системою пожежогасіння.

2. Пожежна безпека процесу ксантогенування.

Стадія ксантогенування у виробництві віскози є найбільш пожежовибухонебезпечною. Враховуючи пожежовибухонебезпечні властивості сірковуглецю - легкозаймистої рідини (температура спалаху – мінус 43 °С), необхідно перш за все розглянути вимоги до безпечного зберігання, транспортування цієї сировини.

Сірковуглець зберігається в наземних, підземних або напівпідземних складах у ємностях під шаром води або інертного газу.

Постачається споживачам в залізничних цистернах, що заповнені на 90% об'єму (з метою зменшення випаровування), у літню пору транспортується під шаром води (5 % води від загального об'єму тари).

До виробничого цеху подається по трубах під тиском води або інертного газу, вміст кисню в якому не повинен перевищувати 0,2 %. Перекачувати сірковуглець необхідно під тиском води або інертного газу спеціальними заглибними насосами.

Розглянемо пожежно-профілактичні заходи при проведенні процесу ксантогенування.

Одним із важливих напрямків запобігання виникнення пожежі або вибуху на стадії ксантогенування є попередження утворення горючого середовища, що включає цілий комплекс заходів.

1. Процес ксантогенування на всіх стадіях проводять в середовищі інертного газу (азоту).

2. Для запобігання виходу парів сірковуглецю з реактора до приміщення при проектуванні передбачають укриття апарата металевим кожухом з відводом парів через місцеве відсмоктування, що розташовується у нижній частині кожуха.

3. Для попередження утворення вибухових сумішей в апаратах у періоди їх завантаження, відбору проб та розвантаження здійснюють відсмоктування парів та повітря через вакуумну лінію. При цьому робота вакуумних насосів повинна бути автоматизованою.

4. Обов'язковий автоматичний контроль параметрів процесу - тиску, температури, об'єму (автоматичні лічильники-дозатори). Надлишковий тиск контролюється системою відсмоктування.

5. Захист внутрішньої поверхні апаратів і трубопроводів від корозії (використовується оцинкування, нанесення епоксидних смол).

6. Продування апаратів інертним газом, після очистки апарати заповнюють водою або лугом. Продування апаратів виконують з невеликою швидкістю.

7.Контроль за станом сальників, а також за рівнем масла в редукторах.

8.Забороняється використання гуми для ущільнення фланців (використовують пароніт).

9.Цехи ксантогенування повинні мати припливно-витяжну вентиляцію з 10-тикратним обміном повітря.

10.Контроль за концентрацією сірковуглецю у виробничих приміщеннях за допомогою газоаналізаторів.

11. Автоматичне управління операціями процесу.

Для запобігання появи у горючому середовищі джерел запалювання в цеху ксантогенування необхідно:

- попереджати попадання до апаратів металевих предметів у процесі завантаження лужної целюлози (за допомогою влаштування над конвеєром електромагнітних сепараторов);

- не допускати роботу мішалок з деформованим валом, із зношеними підшипниками, при підвищених обертах валу;

- встановлювати заземлення апаратів і трубопроводів із сірковуглецем;

- для освітлення оглядових люків використовувати вибухозахищені світильники з арматурою, зовнішня поверхня якої нагрівається не вище 60-70 °С;

- при очищенні та ремонті апаратів і трубопроводів використовувати тільки спеціальний інструмент із бронзи, міді або дюралюмінію;

- у виробничих приміщеннях використовувати повітряну систему опалення;

- для попередження накопичення статичної електрики всі операції створення технологічного вакууму, продування ксантогенаторів виконувати обережно з невеликою швидкістю подачі газу;

- для попередження детонації сірковуглецю та його парів крани і засувки відкривати плавно, без ударів та ривків, у визначеній послідовності. Включати вакуум-насоси та вентилятори можна тільки тоді, коли попередньо відкриті всі крани та засувки, що включають систему в роботу.

Серед заходів системи протипожежного захисту цехів ксантогенування важливе місце займають заходи запобігання поширенню пожежі на момент її виникнення. До цих заходів відносяться наступні:

- цехи ксантогенування відокремлюються від інших виробничих приміщень глухими протипожежними (негорючими) стінами;

- технологічні трубопроводи та комунікації, що поєднують апарати із складом сірковуглецю, захищають гідравлічними затворами;

- вакуумні лінії, що поєднані з апаратами, захищають вогнеперешкоджувачами;

- на корпусах ксантогенаторів та віскозних апаратів (на кришках) встановлюють вибухові клапани мембранного типу та інші.

3. Пожежна безпека процесу приготування прядильного розчину та формування і обробки волокна.

Пожежна небезпека технологічних операцій приготування прядильного розчину пов'язана з можливістю утворення небезпечних концентрацій парів сірковуглецю у розчинниках, змішувачах і баках для дозрівання та очищення віскози від повітря. Тому основні пожежно-профілактичні заходи повинні бути спрямовані, перш за все, на запобігання утворення горючого середовища в цих апаратах. До таких заходів відносяться наступні:

- контроль за системами охолодження апаратів;
- наявність системи відсмоктування парів сірковуглецю після ксантогенування;
- продування апаратів інертним газом;
- контроль за ступенем очищення апаратів від продукту;
- видалення речовин, що викликають корозію апаратів;
- застосування антикорозійних матеріалів.

З метою попередження появи джерел запалювання на стадії приготування прядильного розчину необхідно перш за все:

- контролювати режим охолодження апаратів (попереджати розігрів мішалок);
- не допускати проведення ремонтних робіт із застосуванням відкритого вогню;
- використовувати іскробезпечний інструмент;
- слідкувати за справністю електроустаткування;
- контролювати захист від статичної електрики.

Запобігання поширенню пожежі при приготуванні прядильного розчину досягається влаштуванням на ємностях повітродувок (для видалення парів сірковуглецю), що виводяться за межі приміщення і захищаються вогнеперешкоджувачами. Для захисту апаратів, в яких відбувається розчинення та дорозчинення віскози, від руйнування під час вибуху, їх обладнують запобіжними клапанами мембранного типу.

Пожежно-профілактичні заходи в цехах обробки волокна зводяться до очищення фільтрів повітроводів від віскозного пилу, обмеження горючих матеріалів у приміщеннях, періодичного чищення технологічного обладнання і виробничого приміщення від відходів та горючого пилу.

Отже, процес виробництва хімічних волокон, і, зокрема, віскозного волокна є пожежовибухонебезпечним і вимагає постійної уваги, що полягає в розробці та впровадженні систем запобігання пожежі та протипожежного захисту.

Контрольні питання

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.

РОЗДІЛ 4. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ВИРОБНИЦТВА ПЛАСТМАС

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 260⁰С. 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 меламіноформальдегідні 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 термореактивні (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.

4.1. Виробництво поліетилену високого тиску

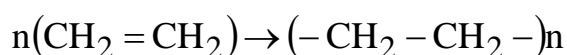
Поліетилен (ПЕ) є одним з основних видів термопластів, що мають велике технічне значення. Це тверда, біла, масна на дотик речовина. Її переробляють у вироби екструзією (витискуванням), литтям під тиском, пресуванням, зварюванням та різанням. Висока механічна міцність, стійкість за низьких температур (зберігає гнучкість при мінус 60 °С), відмінні електроізоляційні властивості і хімічна стійкість, вологостійкість, а також легкість переробки в різні вироби 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 °С – 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 $120 - 250$ МПа і температурі $220 - 250$ °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 (рис.3.6 а,б).

Вихідна сировина – етилен, попередньо очищений від різних домішок, з газгольдеру (рис. 3.6 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 двохступінчастого компресора 7, де стискається до 150 МПа. Після першого ступеня стиснення етилен охолоджується в холодильнику 9, очищається 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 (рис. 3.6 б).

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 190⁰С 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 дрослюючий 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 180-190⁰С 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 фільтр 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 апаратного оформлення і проходить в жорстких умовах (високий тиск та підвищена температура) з обертанням великої кількості пожежовибухонебезпечних речовин, що разом обумовлює підвищений рівень небезпеки.

4.2. 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, бутадієн-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 сек. 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.

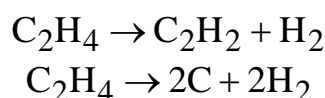
Пожежна небезпека процесу стиснення етилену компресорами.

Пожежна небезпека технологічного процесу стиснення етилену в цеху компресії обумовлюється наявністю великої кількості горючих речовин – етилену, масел, 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.

Масло «Індустріальне «20» – горюча рідина з температурою спалаху 170°С, температурою самоспалахування 320 °С.

Гліцерин – горюча рідина з температурою спалаху 176,5 °С, температурою самоспалахування 393 °С. Застосовують для змащення тертьових деталей компресорів та для гідроущільнення штоків циліндрів.

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 °С, що значно перевищує температуру його самоспалахування (543 °С). 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 °С 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 сек.

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 масло-систем, "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.

Етилен – горючий газ (пожежовибухонебезпечні властивості етилену були розглянуті вище).

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 г/м³, температура самоспалахування – 800 °С (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°С.

3. Полімеризація – екзотермічний процес (полімеризація тільки 1 % етилену призводить до підвищення температури газу майже на 20 °С) з тепловим ефектом реакції 96,37 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 10¹⁰ 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.

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).

тури 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 редукційного 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.

4.3. Пожежна безпека 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 профілактику 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 трубопроводів, захищають апарати від вибуху тощо.

Запобігання утворенню горючого середовища в цехах компресії досягається наступними пожежно-профілактичними 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 електричного блокування 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 витокami газу до приміщення за допомогою стаціонарних газоаналізаторів. Візуально помітити виток 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 перекидає газові лінії за допомогою швидкодіючих засувок з електричним або електромагнітним приводом.

До заходів профілактики 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 30-35 °С);
- 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. Загоряння 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 гідропривода 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 реакторів у таких випадках розділяються на секції, що дозволяє виконувати програму необхідних температур.

Полімерні молекули, що ростуть в процесі полімеризації, залишаються тривалий час в реакторі, 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 по-

лімеру 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 профілактичні 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 термopolімери, 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 термopolімерів.

До основних пожежно-профілактичних 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 пожежно-профілактичних 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.

Контрольні питання

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 безпека 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. Профілактика джерел запалювання на виробництві ПЕ.
12. Запобігання поширенню пожежі на виробництві поліетилену високого тиску.

РОЗДІЛ 5. ОСОБЛИВОСТІ ПОЖЕЖОВИБУХОНЕБЕЗПЕКИ КОКСОХІМІЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ

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.

Вугілля у вигляді гірської породи вміщує дуже мало вільного вуглецю (10% в кам'яному вугіллі, декілька відсотків у бурому). В основному корисне вугілля складається із складних циклічних органічних сполук, що вміщують елементи С, Н, азоту, сірки, домішок неорганічних речовин (зола) та вологи; вміст золи та вологи може бути до 50 % та більше.

Утворення вугілля з рослинних залишків у результаті їх біохімічного розкладання без доступу повітря проходить через стадію вуглефікації: торф - буре вугілля – кам'яне вугілля - антрацит. Перехід бурого вугілля в кам'яне проходить тільки під впливом підвищених температур та тиску.

Вугілля широко застосовують як паливо, воно служить також вихідною сировиною для одержання різних хімічних продуктів.

Характерним для горючих копалин є співвідношення С/Н, за яким взагалі можна судити про будову органічних сполук, що входять до складу горючих копалин. За даними елементного аналізу, співвідношення С/Н для нафти складає, в середньому, 6,5; для вугілля - від 8,5 до 32.

Всі основні продукти, що виробляються сьогодні з нафти можна виробляти і з вугілля, тим більше, що воно до початку 1920-х років було основним джерелом сировини для хімічної промисловості. Так названі „смоляні фарби” (алізаринові, азофарби, індантренові тощо) і сьогодні виготовляють на основі бензолу, нафталіну, антрацену, які раніше одержували тільки

ки з кам'яновугільної смоли, а пізніше – з сирого бензолу на коксохімічних заводах. На основі хімії барвників були створені виробництва фармацевтичних препаратів та засобів захисту рослин, інші галузі промисловості органічного синтезу. З коксового газу виділяли аміак, який використовувався у виробництві мінеральних добрив. Водень для синтетичного аміаку також одержували газифікацією вугілля або коксу. Галузі вуглехімії засновувались на карбіді кальцію та ацетилену, а також на синтез-газі, з якого одержували вуглеводні або метанол.

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, різноманітням продукції, що випускається, та великим вантажооборотом. Дане виробництво насичене великою кількістю апаратів, комунікацій з пожежовибухонебезпечними середовищами, про що свідчать статистичні дані про пожежі та вибухи на цих об'єктах.

5.1. 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 – це перетворення органічної частини вугілля в горючі гази при високотемпературній (1100-2000 °С) 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 вгору 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 карбідів кальцію та для газифікації вугілля. Температура проведення напівкоксування не повинна перевищувати 550 °С, тому що при більш високій температурі вихід рідких вуглеводнів зменшується.

ся.

З 1 тонни кам'яного вугілля одержують 110 м^3 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 °С.

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 кам'яного вугілля має велике промислове значення. Що ж таке коксування?

Коксування – процес перетворення природного палива, головним чином, кам'яного вугілля, на кокс (від англ. соке – 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** – леткий 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 аромати, 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 рис. 3.7. 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 борозну 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.

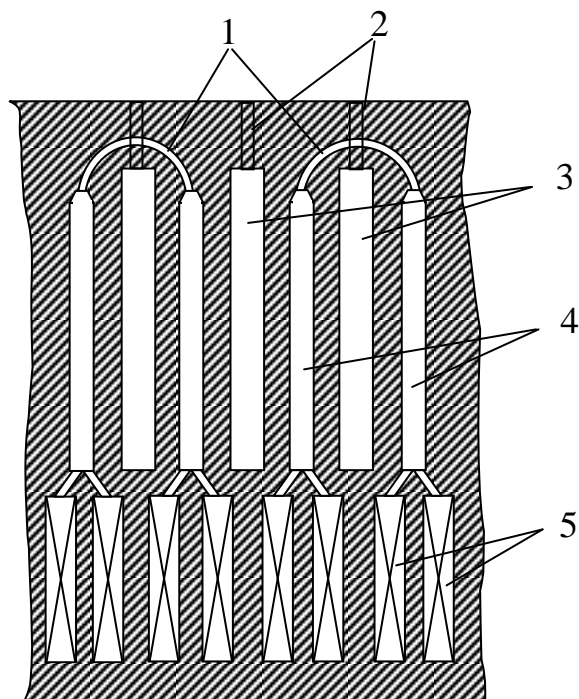


Рис. 3.7.Схема коксової печі: 1- перекидні канали; 2- стояки; 3 – коксові камери; 4 – обігрівальні простінки; 5 - регенератори

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 %. То-

му 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 коксування вугілля. Його проводять у печах-камерах періодичної дії, які об'єднують у батареї, що складаються з кількох десятків печей.

Безперервний спосіб коксування вугілля. Цей спосіб коксування 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 (рис.3.8).

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 розпорошувачі. При цьому продукти коксування охолоджуються до 85-90 °С 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 смолоперегін-

ний цех. Надсмольна вода з відстійника 4 та частина надсмольної води з відстійника 6 використовується для первинного охолодження свіжого газу в газозбірнику 2.

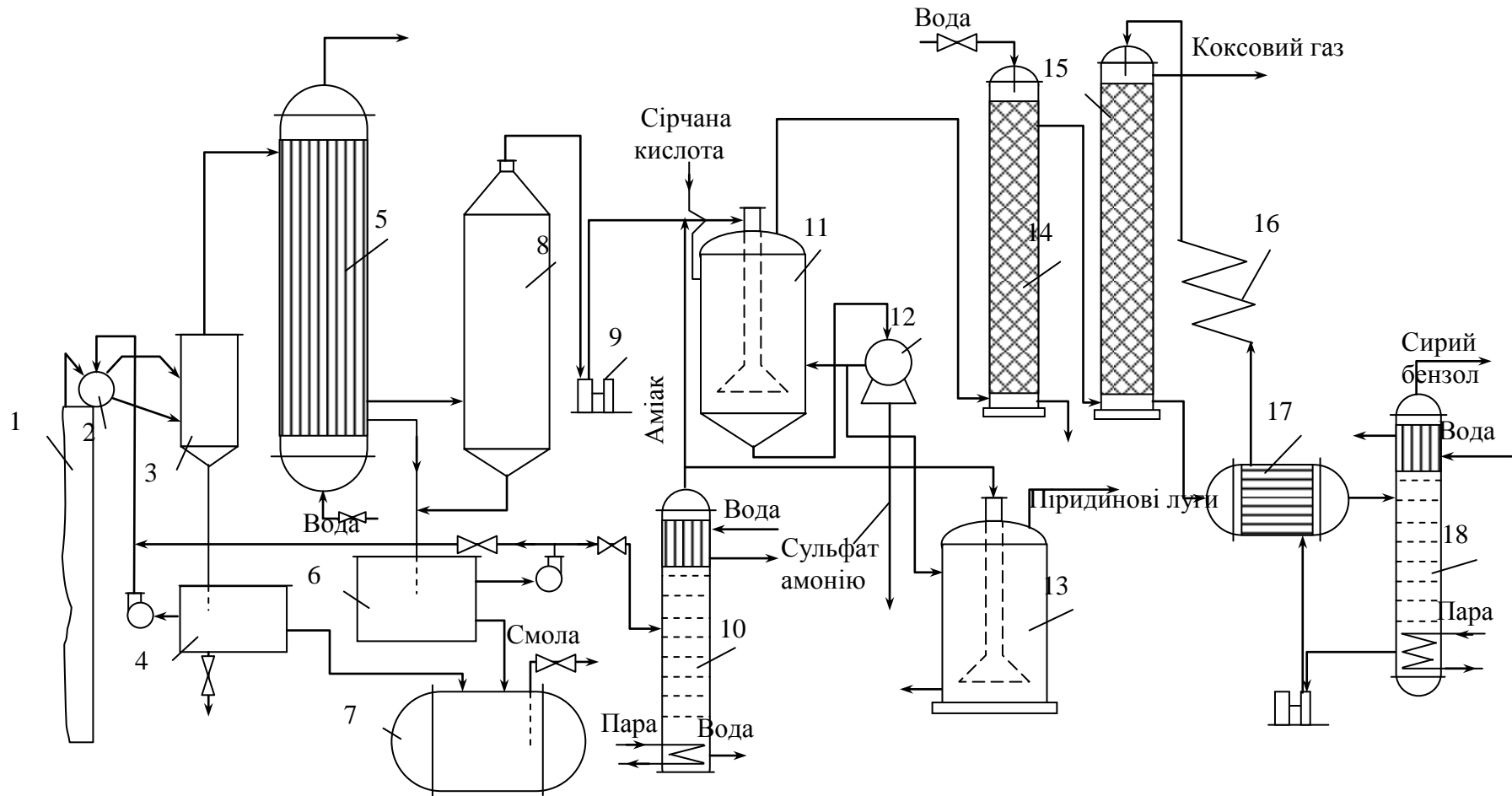


Рис. 3.8 — Технологічна схема конденсації та уловлювання летких продуктів коксування:

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 бензольних 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 вуглепідготовки** (приймка, 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, бензольні скрубери тощо.

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

- **цех ректифікації сирого бензолу** - колони попередньої ректифікації з ковпачковими тарілками, куби для ректифікації.

5.2. Пожежна безпека коксохімічних заводів

Аналіз статистичних даних про пожежі та вибухи на коксохімічних заводах (КХЗ) 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 перекоосу та тертя валу об ко-

рпус, сталася розгерметизація насоса з викидом масла. При попаданні масла на сильно розігрітій 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 вигоряння 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 розміщуються 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 °С, $T_{\text{ссп}} = 560^{\circ}\text{C}$, $\varphi_{\text{H}} = 1,43 \%$, $\varphi_{\text{В}} = 8 \%$, $T_{\text{р}} = \text{мінус } 15^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{В}} = 13^{\circ}\text{C}$.

Слід зазначити, що навіть невеликі кількості коксового газу та сірководню, що захвачуються поглинальними рідинами (содовий маточний розчин, поглинальне масло) істотно впливають на пожежну небезпеку техноло-

гічного 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 леткий 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, скрубери) 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 бензолні скрубери. Корпус скрубєра виконаний із сталі товщиною 12 мм. Захист корпусу теплоізоляцією не передбачений. Скрубери 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 бензолних 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 скруберах 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 прилеглий території;
- загазованість території;
- вибухи апаратів, що супроводжуються розлітанням уламків, поширенням вибухової хвилі, сильними руйнуваннями після вибуху тощо.

Таким чином, коксохімічне виробництво є складним технологічним комплексом, що включає безліч пожежовибухонебезпечних технологічних процесів, які вимагають постійної уваги та контролю за дотриманням вимог пожежної безпеки. Нормативно-технічне забезпечення пожежовибухобезпеки коксохімічних заводів в Україні подано у розділі 6.

РОЗДІЛ 6. НОРМАТИВНО-ТЕХНІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ ХІМІЧНИХ ВИРОБНИЦТВ

1. НАОП 1.33333.00-1.01-88. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

2. НАПБ В.07.003-88/112. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. ВУПП-88.

3. НАПБ В.01.013-79/131. Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий химической промышленности. 1979.

4. НАПБ 01.039-2001. Правила пожежної безпеки для коксохімічних виробництв.

5. НАПБ А.01.-2004. Правила пожежної безпеки в Україні.

Контрольні питання

1. Основні методи переробки вугілля.

2. Сутність процесу коксування.

3. Способи коксування вугілля та його продукти.

4. Назвати основні виробничі відділення коксохімічних заводів.

5. Пожежна небезпека сировини та продукції коксохімічного виробництва.

6. Пожежна небезпека цеху уловлювання КХЗ.

7. Чим обумовлюється пожежна небезпека бензольно-скрубєрного відділення КХЗ?

8. Профілактика пожеж і вибухів на КХЗ.

9. Нормативно-технічне забезпечення пожежної безпеки коксохімічних підприємств.

ЧАСТИНА 4. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

З усіх галузей господарської діяльності людини енергетика має найбільший вплив на наше життя. Прорахунки в цій галузі мають серйозні наслідки. Тепло та світло в оселях, транспортні потоки та робота промисловості – все це вимагає витрат енергії.

Основою енергетики сьогодні є паливні запаси вугілля, нафти та газу.

Найбільш універсальною формою енергії є електрика. Вона виробляється на електростанціях і розподіляється поміж споживачами через електричні мережі комунальними службами. Потреби в енергії продовжують постійно зростати. Наша цивілізація динамічна. Будь-який розвиток вимагає, перш за все, енергетичних витрат і за існуючих форм національних економік багатьох держав можна очікувати виникнення серйозних енергетичних проблем.

Україна відноситься до держав, що мало забезпечені власними енергоресурсами. За цим показником вона відстає від країн Західної Європи, в тому числі таких як Німеччина, Франція. Окремими видами палива Україна забезпечена лише на 20-30 % і тільки вугіллям – на 100 %. В той же час вона має найбільш енергоємну економіку. На сьогодні основними видами енергоресурсів в Україні є кам'яне вугілля, нафта, газ, атомна та водна енергія.

Останнім часом економіка України зіткнулася з проявами гострої енергетичної кризи. Причинами цього є певні прорахунки в пріоритетах та перспективах розвитку енергетичної галузі держави, її залежність від зовнішніх чинників, насамперед, практично монопольного надходження традиційних енергоносіїв з Росії, зростання цін на світовому ринку, обмеженість природних енергетичних ресурсів у земних надрах (за розрахунками експертів їх вистачить: нафти - на 43 роки, газу - на 56 років, урану - на 30 років, вугілля - на 170 років).

До внутрішніх чинників, які сприятимуть подальшим проявам енергетичної кризи, можна віднести: відсутність ефективних практичних дій та державної підтримки заходів енергозбереження у виробництві і комунальній сфері, несприйняття в Україні світових тенденцій та пріоритетів розвитку альтернативної енергетики й інфраструктури її забезпечення, поспішна переорієнтація на стрімке нарощування потужностей українських АЕС без огляду на не до кінця з'ясовані наслідки Чорнобильської техногенної катастрофи.

Європейська комісія з енергетики за отриманими аналітичними даними попереджає, що при нинішніх темпах зростання світових енерговитрат у 2050 р. можлива світова екологічна катастрофа. Тому більшість країн світу відмовилась від будівництва АЕС через їх небезпечність, неможливість створення повного технологічного циклу промислового збагачення урану, виготовлення ТВЕЛів, не бажаність утилізації відпрацьованого ядерного палива на території своїх держав, втрати технологічної незалежності, зниження ризику і наслідків техногенного тероризму, економічного і політичного тиску.

З огляду на сказане вище, одним із стратегічних шляхів розв'язання проблемних питань у енергозабезпеченні України може стати використання альтернативних і відновлюваних джерел енергії та видів палива. До основних видів альтернативних джерел енергії відносяться: сонячна, вітрова, геотермальна енергетика, вітрова енергетика, біоенергетика, шахтний метан, позабалансові джерела енергії, енергія доквілля тощо.

Основною перевагою використання альтернативних і відновлюваних джерел енергії та видів палива є їх невичерпність та екологічна чистота, що сприяє поліпшенню екологічного стану і не призводить до зміни енергетичного балансу на планеті. Ці основні якості обумовили бурхливий розвиток відновлюваної енергетики в світі і є основою для досить оптимістичних прогнозів щодо обсягів їх освоєння на подальшу перспективу.

РОЗДІЛ 1. ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Сьогодні в Україні основою розвитку економіки і складовою частиною паливно-енергетичного комплексу є електроенергетика.

Для отримання електричної енергії використовують енергію води, вітру, Сонця тощо. Ці види енергії на електростанціях перетворюють на електричну енергію.

В Україні електроенергію виробляють теплові, гідравлічні, гідроаккумулятивні та атомні станції. У перспективі набуває поширення використання екологічно чистої енергії Сонця та вітру. Потужність електростанцій України близько 54,0 млн.квт.

Електрична станція – енергетичне підприємство, на якому енергія природних джерел перетворюється в енергію електричного струму. Вироблена електроенергія видається споживачам через ряд електроустановок, на яких відбувається її подальше перетворення та розподіл. Електричний спосіб передачі і розподілу енергії є найбільш поширеним.

Назва електростанції походить від назви виду енергії, яку перетворюють на електричну. Наприклад, якщо перетворюють енергію води, то електростанцію називають гідро- або водяною електростанцією, якщо вітру, то – вітровою, якщо Сонця, то сонячною, якщо палива, то – тепловою тощо.

Гідроелектростанція (ГЕС) – гідротехнічна споруда, що призначена для перетворення енергії потоку води на електричну (рис. 4.1).



Рис. 4.1 – Загальний вид Саяно-Шушенської ГЕС (Росія)

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

Крім ГЕС, будують також гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), які вночі накопичують електроенергію, що виробляють інші електростанції, а на час “пік” віддають її. Перша ГАЕС побудована на Дніпрі в м. Каневі.

За встановленою потужністю ГЕС поділяють на великі (понад 250 МВт), середні (до 25 МВт) і малі (до 5 МВт). Потужність ГЕС залежить від напору, витрати води та ККД гідроагрегату.

На ГЕС використовують два типи турбін: радіально-осьові і поворот-но-лопатеві (реактивні турбіни). Більш широке застосування знайшли турбіни з поворотними лопатями (число лопатей - 10-30). Основна частина турбіни - робоче колесо, в якому енергія водяного потоку перетворюється в енергію обертання, що передається через вал ротора електричного генератора.

Основне енергетичне обладнання ГЕС розташовується в будівлі ГЕС: в машинній залі електростанції – гідроагрегати, допоміжне обладнання, пристрої автоматичного управління та контролю; в центральному посту управління – пульт оператора-диспетчера або автооператор гідроелектростанції. Підвищуюча трансформаторна підстанція розташовується як усередині будівлі ГЕС, так і в окремих будівлях або на відкритих майданчиках.

Розподільчі пристрої часто розташовуються на відкритому майданчику.

Будівля ГЕС може бути розділена на секції з одним або декількома агрегатами та допоміжним обладнанням, що відокремлені від суміжних частин будівлі. Біля будівлі ГЕС або усередині неї створюється монтажний майданчик для збирання і ремонту різноманітного обладнання та для допоміжних операцій з обслуговування ГЕС.

Понад 150 країн світу експлуатують гідроелектростанції, з яких на ГЕС 63 країн світу виробляється 50% всієї електроенергії, а на ГЕС 23 країн – понад 90%. Сумарна потужність гідроелектростанцій у світі складає близько 700 ГВт.

В Україні ГЕС – це каскад електростанцій на Дніпрі: Дніпрогес (1478 МВт); Каховська (350 МВт), Дніпродзержинська (350 МВт), Кременчуцька (625 МВт), Київська (551 МВт), Канівська (420 МВт)) та електрокомплексом на річці Південний Буг (Південно-Українська ГЕС, Костянтинівська ГЕС та інші).

За правильного проектування ГЕС дають найдешевшу енергію. Але, якщо вони побудовані на рівнинних ріках, і водосховища затоплюють великі площі, тоді втрати від затоплення плодоносних земель та населених пунктів можуть значно перевищувати доходи від виробленої енергії. Для більшості ГЕС на Дніпрі характерна саме така ситуація.

Вітрова електростанція (ВЕС). Вітер як джерело енергії відомий людству досить давно. Працюючі за рахунок вітру млини (рис. 4.2) для розмелу зерна є одними з найбільш великих технічних досягнень середніх століть. У 14 столітті в Голландії удосконалили модель вітряних млинів, що були досить поширеними на Близькому Сході, і почали широко використовувати для розмелу зерна.



Рис. 4.2 — Вітряний млин

Водяний насос, що працює за рахунок енергії вітру, з'явився в 1854 році в США. Він являв собою ту ж модель вітряного млина з великою кількістю лопатей та флюгером для визначення напрямку вітру. До 1940 року понад 6 млн. таких вітряків використовувались у США основним чином для піднімання води та виробництва електроенергії.

Сьогодні в Європі перше місце посідає Данія, де побудовано 3600 вітрових електроустановок, що виробляють близько 3% від загального об'єму електроенергії країни.

Перша у колишньому СРСР ВЕС збудована в 1931 році в Криму. Її потужність – 100 кВт. Пропрацювала ВЕС до 1941 року.

У 1993 році в Україні, в Криму (район заливу Доузлав), пущена в експлуатацію та ефективно працює вітрова станція (53 агрегати, USW-56-100), що побудована при співпраці американських та українських спеціалістів. Також у Криму успішно працює Акташська ВЕС (11 вітроелектроустановок АВЕ-250 виробництва НВО «Південне»).

Відповідно до комплексної програми будівництва ВЕС в Україні до 2010 передбачено будівництво в Криму п'яти ВЕС загальною потужністю до 200 МВт. (Сакська, Джанкойська, Миновська, Прісноводненська, Східно-Кримська - найбільш потужна, що складається з 150 вітроустановок загальною потужністю 150 МВт. Перевага надається тихохідним установкам, що розраховані на швидкості вітру від 3 до 12-15 м/с. Вартість виробництва електроенергії українськими ВЕС в 1,5 рази нижча, ніж американськими.

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.

Кількість енергії, що виробляється за рахунок вітру, залежить від густини повітря, від площі, що охоплена лопатями вітрової турбіни при обертанні, а також від швидкості вітру. Очевидно, що найбільший вітровий потенціал спостерігається на морських прибережних зонах, в гористих місцевостях. Також енергія вітру залежить від сезонних змін погоди: більш ефективна робота вітряних млинів взимку і менш – в літні жаркі місяці.

На сьогодні у світі вже розроблена ціла серія вітрових установок різної потужності (0,5; 1,5; 2; 4; 10; 25; 80; 100 кВт). До найбільш поширених і простих в експлуатації відносяться тихохідні вітрогенератори з вертикальною віссю обертання (рис.4.3). Під час збільшення швидкості вітру система моментально нарощує силу тяги, після чого автоматично стабілізує швидкість обертання. При цьому знижується ризик пошкодження агрегату у випадку раптового пориву вітру.

Якщо на ГЕС та ВЕС енергію води і вітру безпосередньо перетворюють на електричну, то на всіх інших електростанціях спочатку отримують пару або газ, а вже потім електричну енергію.

Вітрова енергія відноситься до відновлюваних джерел енергії, які є досить актуальними сьогодні в час енергетичної кризи. Масштабне використання енергії вітру і особливо у комбінації з енергією сонячної системи дозволить вирішити паливно-енергетичні проблеми.



Рис. 4.3 — Вітрогенератор з вертикальною віссю обертання

Сонячна електростанція (СЕС). Одним із стратегічних шляхів розв'язання проблемних питань у енергозабезпеченні України, як було вже відмічено, може стати використання нетрадиційних відновлюваних джерел, насамперед, енергії Сонця. Встановлено, що розвитку енергетики на основі випромінювання Сонця сьогодні приділяється найбільше уваги завдяки її найбільшій екологічній безпеці та невичерпності запасів.

Людство за рік добуває й споживає таку кількість енергії, що дорівнює енергії, яку посилає Сонце на Землю протягом 1 години, тобто 1/10000 частину. Існує багато технологій перетворення сонячної енергії в зручний для людини вид. Але найбільш перспективним є пряме перетворення енергії Сонця в електричну енергію та отримання тепла шляхом абсорбції сонячного випромінювання.

Отримання електричної енергії шляхом використання сонячної енергії здійснюється за двома напрямками: фотоелектричному та термодинамічному. Фотоелектричний - безпосереднє перетворення електромагнітного випромінювання Сонця оптичного діапазону в електричну енергію постійного струму за допомогою спеціальних фотоелектричних перетворювачів (ФЕП) на основі кремнію, арсеніду галію та інших відомих напівпровідників.

Термодинамічний – сонячна енергія концентрується на котлі, пара з якого поступає до турбіни з генератором (створення сонячних теплових електростанцій).

Першу СЕС збудовано в Криму в 1985 році. Для отримання водяної пари на сонячній електростанції воду нагрівають енергією Сонця. Її потужність - 5 МВт. Висота центральної вежі СЕС разом із парогенератором – 89 м. На висоті 78 м поміщено котел, на який подають сонячну енергію дзеркальні геліостати – квадратні дзеркала поперечником 5 метрів, що змонтовані на фундаменті з 6400 залізобетонних опор. Площа всіх дзеркал становить 40000 м². Дзеркала за допомогою спеціального комп'ютерного комплексу слідкують за сонцем, рухаючись синхронно із світилом по горизонтальній і вертикальній осях та фокусують відбиті промені на поверхні парогенератора. Пара, що утворена в котлі в процесі нагрівання води, має температуру 225 °С і тиск 2,6 МПа. Цих параметрів достатньо для руху турбіни, а з нею і ротора генератора, який завершує цикл перетворення енергії на електричну. Вночі та в похмуру погоду робочий режим СЕС підтримують акумулятором-резервуаром з 400 тоннами гарячої води. На жаль, станція ефективно пропрацювала 6 років, після чого з розпадом СРСР припинила своє існування.

Сонячні установки (навіть з врахуванням високих початкових капіталовкладень) достатньо ефективні в сприятливих кліматичних умовах, до яких відноситься практично вся територія України. Проведені оцінки показують, що добове надходження сонячної радіації для України складає близько 20 ГДж/м² на рік. А досвід проектування та експлуатації сонячних установок гарячого постачання в умовах України показує, що їх використання дозволяє отримати (у порівнянні з джерелами традиційного водопостачання) економію умовного палива за рік в межах від 85 кг у.п./м² у Львові до 132 кг у.п./м² у Сімферополі.

Використання сонячної енергії для тепlopостачання, окрім економії палива, сприяє охороні навколишнього середовища, причому для окремих регіонів результат може бути значним.

Атомна електростанція (АЕС). 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 виді теплоти, коли осколки гальмуються в речовинах. Цю вміло зібрану теплоту використовують для нагрівання води та утворення водяної пари, що проводить в рух турбіну.

Для функціонування електростанції, на якій нагрівання води та утворення пари використовується ядерна енергія, необхідно 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 та перетворення енергії тощо. Більш детально особливості отримання електроенергії на АЕС розглянуті в розділі 3.

Теплова електростанція (ТЕС). У наш час теплові електростанції є головним джерелом електроенергії. До ТЕС відносяться ДРЕС (державна районна електростанція) та ТЕЦ (теплоелектроцентраль) (рис.4.4).

ДРЕС відносяться до великих електростанцій. За принципом роботи їх називають конденсаційними електростанціями (КЕС). Будувались вони, як правило, для забезпечення електричною енергією декількох областей.

Перша ДРЕС збудована під Москвою в м. Електрогорську в 1914 році за ініціативою інженера Р.Е. Классона. Основне паливо – торф, потужність 15 МВт.

Сьогодні не всі ДРЕС є конденсаційними, деякі працюють як теплоелектроцентралі.



Рис. 4.4 – Загальний вигляд ТЕС

Теплоелектроцентралі будують у великих містах з метою вироблення тепла та гарячої води для забезпечення житлових і громадських будинків, а також промислових підприємств. Така теплова електростанція дозволяє не тільки виробляти електроенергію, а й теплову у вигляді гарячої води та пари.

Існує два шляхи використання теплової енергії відпрацьованої пари на ТЕЦ. За першим відпрацьовану пару, яка має досить великий запас теплової енергії, з парової турбіни направляють до споживача і на станцію не повертають. За іншим пара віддає свою теплоту воді в теплообміннику і потім нагріта вода надходить до споживача, а пару повертають назад до системи. Пару від ТЕЦ передають на кілька кілометрів, а гарячу воду – на кілька десятків кілометрів (30 км і більше).

Використання теплової енергії відпрацьованої пари підвищує коефіцієнт корисної дії станції на 50-60 %.

Дія ТЕС ґрунтується на перетворенні теплової енергії водяної пари або газу на механічну енергію обертання парової або газової турбіни, а потім за допомогою електричного генератора – на електричну. У процесі такого подвійного перетворення багато енергії витрачається.

Надлишкове тепло викидається до атмосфери (найближчі водоймища) через конденсаційні установки на відміну від ТЕЦ, що віддають надлишкове тепло на потреби найближчих об'єктів (наприклад, опалення будинків).

У якості палива на теплових електростанціях використовують вугілля, торф, сланці, рідкі нафтопродукти, газ тощо.

Теплові електростанції потребують великої кількості палива (вугілля, газу тощо), при згорянні якого виділяються шкідливі речовини, що забруднюють довкілля. Тому ці електростанції повинні забезпечуватися очисними спорудами – фільтрами.

До найбільших ТЕС України відносяться: Запорізька (3,6 млн. кВт.), Вуглегірська (3,6 млн. кВт.), Криворізька (3,0 млн. кВт.), Зміївська і Бурштинська (по 2,4 млн. кВт.), Луганська і Старобешівська (по 2,0 млн. кВт.), Придніпровська (1,9 млн. кВт.) та інші.

Більш детально особливості отримання електроенергії на ТЕС розглянуті в розділі 2.1.

Контрольні питання

1. Що таке електрична станція?
2. Назвати основні типи електричних станцій та вказати їх відмінності.
3. Принцип отримання електроенергії на ГЕС.
4. Особливості отримання електроенергії на ВЕС та СЕС. Назвати відмінності.
5. Принцип отримання електроенергії на ТЕЦ.

РОЗДІЛ 2. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Пожежі та вибухи на енергетичних підприємствах наносять значний матеріальний збиток, тому що у вогні знищуються будівлі, підприємства, складне дороге устаткування, сировина, матеріали.

Пожежна небезпека теплових електростанцій обумовлюється наявністю складного паливного господарства, системи для спалювання палива, розгалуженої кабельної мережі, застосуванням маслonaповненого устаткування та апаратури. У великій мірі пожежовибухонебезпека ТЕС залежить від виду застосовуваного палива. Велику небезпеку становить виробництво електроенергії із застосуванням твердого палива, серед якого найбільш пожежонебезпечним є буре вугілля та торф.

2.1. Виробництво електричної енергії на ТЕС

ТЕС є складним енергетичним комплексом, що складається з будівель, споруд, енергетичного та іншого обладнання, трубопроводів, арматури, контрольно-вимірювальних приладів та автоматики. Розглянемо основні технологічні системи ТЕС на прикладі теплової (конденсаційної) електростанції, що працює на вугіллі (рис.4.5).

При проектуванні та будівництві ТЕС її системи розташовуються в будівлях та спорудах енергетичного комплексу, в першу чергу в головному корпусі. В процесі експлуатації ТЕС персонал, що керує системами, як правило, поєднується в цехи (котлотурбінний, електричний, паливоподачі, хімоводоочистки, теплової автоматики тощо).

До основних систем ТЕС відносяться:

- котельна установка;
- паротурбінна установка;
- паливне господарство;
- система золо- та шлаковидалення, очистки димових газів;
- електрична частина;
- технічне водопостачання (для відведення надлишкового тепла);
- система хімічної очистки та підготовки води.

Котельна установка розташовується в котельному відділенні головного корпусу і складається з парових котлів (парогенераторів) та паропроводів. У котельні отримують водяну пару. Для отримання водяної пари у печі згорає паливо. Теплота, що виділяється при горінні палива, нагріває воду, яка перетворюється на пару. Пару під великим тиском (до 250 атм.) та температурі (до 560 °С) від котлів направляють до парової турбіни – головної частини ТЕС.

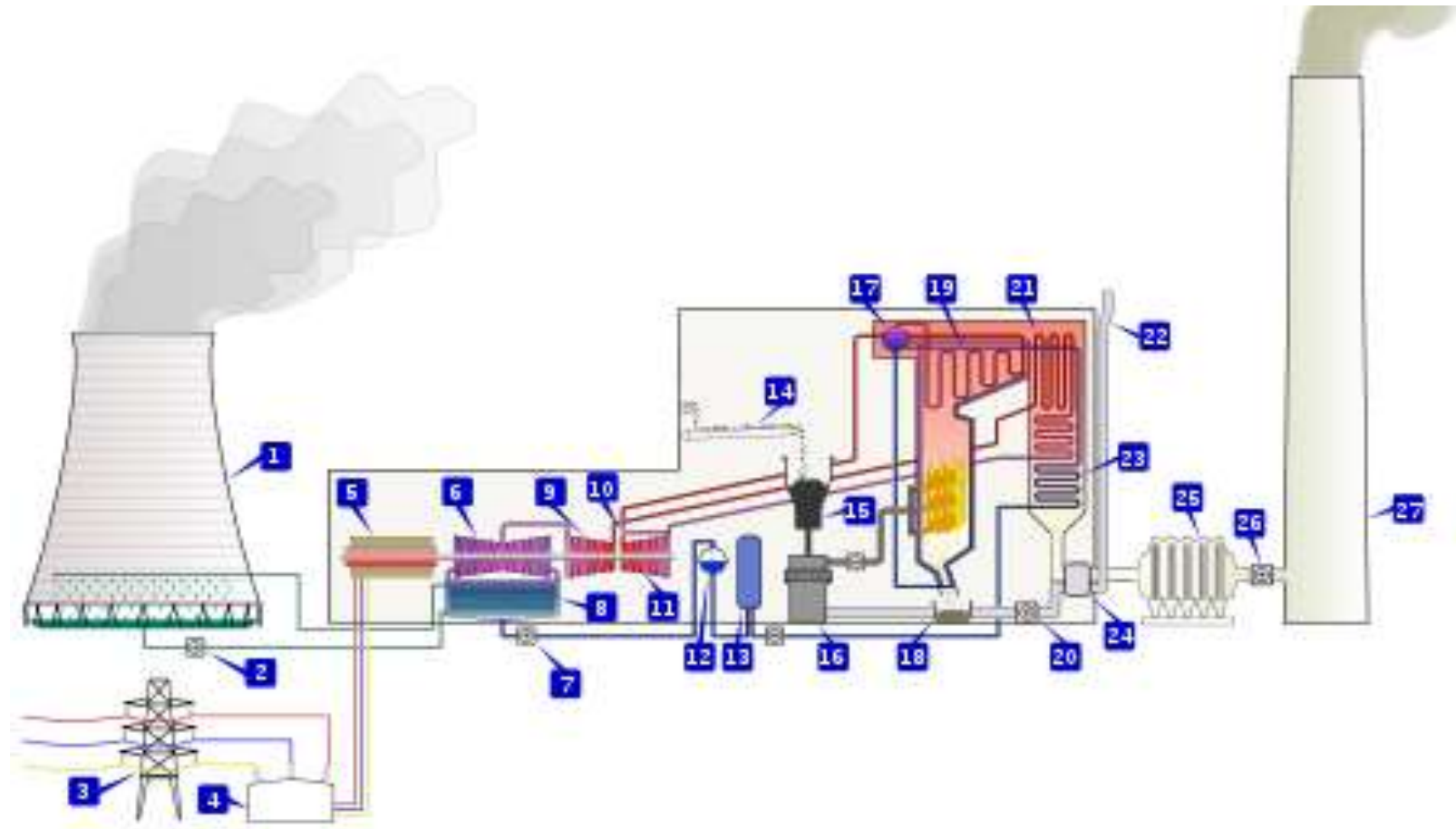


Рис. 4.5 — Схема ТЕС на вугіллі:

1- градирня; 2 - циркуляційний насос; 3- лінія електропередачі; 4 - підвищуючий трансформатор; 5- турбогенератор; 6- циліндр низького тиску парової турбіни; 7 - конденсатний насос; 8 - поверхневий конденсатор; 9-циліндр середнього тиску парової турбіни; 10 - стопорний клапан; 11 - циліндр високого тиску парової турбіни; 12 - деаератор; 13 - регенеративний підігрівник; 14 - транспортер паливоподачі; 15 - бункер вугілля; 16 - млин вугілля; 17 - барабан котла; 18 - система шлаковидалення; 19 - пароперегрівник; 20 - вентилятор; 21 - проміжний пароперегрівник; 22 - повітрязбірник; 23 - економайзер; 24 - регенеративний повітропідігрівник; 25 - фільтр; 26 - димосос; 27 - димова труба

Паротурбінна установка розташовується в машинному залі (рис.4.6) та в деаераторному відділенні головного корпусу. До неї входять:

- парові турбіни з електричним генератором на одному валу;
- конденсатор, у якому пара, що пройшла через турбіну, конденсується з утворенням води (конденсату);
- конденсатні та живильні насоси, що забезпечують повернення конденсату (живильної води) до парових котлів;
- рекуперативні підігрівники низького та високого тиску - теплообмінники, в яких живильна вода підігрівається відборами пари від турбіни;
- деаератор, в якому вода очищується від газоподібних домішок;
- трубопроводи та допоміжні системи.



Рис. 4.6 — Загальний вид машинного залу ТЕЦ

Паливне господарство має різний склад у залежності від основного палива, на яке розрахована ТЕС. Для вугільних електростанцій до паливного господарства входять:

- пристрої для розморожування вугілля у відкритих напіввагонах;
- розвантажувальні пристрої (вагоноперекидачі);
- вугільний склад зі спеціальною перезавантажувальною машиною;
- подрібнювальна установка для попереднього подрібнення вугілля;
- конвеєри для транспортування вугілля;
- система аспірації, блокування та інші допоміжні системи;
- система пилоприготування, до якої входять кульові, валкові чи молоткові розмелювальні млини.

Система пилоприготування, а також бункери вугілля розташовуються в бункерно-деаераторному відділенні головного корпусу, а інші пристрої паливоподачі – поза головним корпусом. Вугільний склад розраховується на 7-30 днів безперервної роботи ТЕС.

Паливне господарство ТЕС на природному газі досить просте: до нього входить газорозподільний пункт та газопроводи. Але на таких електростанціях в якості резервного чи сезонного джерела використовується мазут, тому влаштовується мазутне господарство. Мазутне господарство споруджується на вугільних електростанціях, де мазут використовується для розпалювання котлів. До мазутного господарства входять:

- приймально-зливний пристрій;
- мазутосховище із сталевими чи залізобетонними резервуарами;
- мазутна насосна станція з підігрівниками та фільтрами мазуту;
- трубопроводи із запірною-регулюючою арматурою;
- протипожежна та інші допоміжні системи.

Система золошлаковидалення влаштовується тільки на вугільних електростанціях. І зола, і шлак – негорючі залишки вугілля, але шлак утворюється безпосередньо в топці котла і видаляється через отвір у шлаковій шахті, а зола виноситься з димовими газами і уловлюється вже на виході з котла. Частинки золи мають значно менші розміри (порядку 0,1 мм), ніж куски шлаку (до 60 мм). Системи золошлаковидалення можуть бути гідравлічними, пневматичними або механічними. Найбільш поширена система зворотного гідравлічного золошлаковидалення складається із змивних апаратів, каналів, багерних насосів, пульпопроводів, золошлаковідвалів, насосних та водовідводів освітленої води.

Викид димових газів до атмосфери є найбільш небезпечним впливом теплової електростанції на навколишнє середовище. Для уловлювання золи з димових газів після вентиляторів встановлюють фільтри різних типів (циклони, скрубери, електрофільтри, рукавні тканинні фільтри), що затримують 90-99 % твердих частинок. Але для очистки диму від шкідливих газів вони непридатні. За кордоном, а в останні часи і на вітчизняних електростанціях (в тому числі і на газомазутних), встановлюють системи десульфуризації газів вапном або вапняком та каталітичного відновлення оксидів азоту аміаком. Очищений димовий газ викидається димососом до димової труби, висота якої визначається з умов розсіювання залишкових шкідливих домішок в атмосфері.

Електрична частина ТЕС призначена для виробництва електричної енергії та розподілу її споживачам. В генераторах ТЕС створюється трьохфазний електричний струм напругою звично 6-24 кВт. У зв'язку з підвищенням напруги втрати енергії в мережах істотно зменшуються, тому зразу після генераторів встановлюються трансформатори, що підвищують напругу до 35, 110, 220, 500 та більше кВт. Трансформатори встановлюють на ві-

дкритих майданчиках (рис.4.7). Частина електричної енергії витрачається на особисті потреби електростанції. Підключення та відключення ліній електропередач, що відходять до підстанцій та споживачів, здійснюється на відкритих та закритих розподільчих пристроях, що мають вимикачі, які здатні з'єднувати та розривати електричний ланцюг високої напруги без утворення електричної дуги.

Система технічного водопостачання забезпечує подачу великої кількості холодної води для охолодження конденсаторів турбін. Системи поділяються на прямоточні, зворотні та змішані. У прямоточних системах вода забирається насосами з природного джерела (частіше за все з ріки) та після проходження конденсатора скидається назад. При цьому вода нагрівається приблизно на 8-12 °С, що у ряді випадків змінює біологічний стан водоймищ. У зворотних системах вода циркулює під впливом циркуляційних насосів та охолоджується повітрям. Охолодження може відбуватися на поверхні водосховищ-охолоджувачів або в штучних спорудах: бризкальних басейнах чи градирнях.



Рис.4.7—Загальний вигляд відкритого розподільчого пристрою електростанції

Система хімоводоочистки забезпечує хімічну очистку та глибоке знесолювання води, що поступає до парових котлів та парових турбін, для запобігання відкладень на внутрішніх поверхнях обладнання. Звично фільтри, ємності та реагентне господарство водопідготовки розташовується в допоміжному корпусі ТЕС. Окрім того, на теплових електростанціях створюють-

ся багатоступінчасті системи очистки стічних вод, забруднених нафтопродуктами, маслами, промивними водами та стоками.

Враховуючи складність та небезпеку технологічних процесів вироблення електроенергії на ТЕС, виробничі приміщення та будівлі даних об'єктів займають досить великі площі. Так, наприклад, головний корпус Зміївської ТЕС має розміри 456 x 96 м, а висота машинного залу становить 28 м, котельного відділення – 56 м. В експлуатації даної ТЕС знаходиться 6 енергоблоків потужністю 200 МВт кожний і 4 енергоблоки потужністю по 300 МВт. Небезпека ж таких об'єктів обумовлюється, насамперед, обертанням великої кількості горючих речовин та матеріалів.

2.2. Пожежна безпека теплових електростанцій

Сьогодні багато електроенергетичних установок і устаткування створюють пожежовибухонебезпечні та інші аварійні ситуації, які є причинами або наслідками промислових аварій.

Про це свідчать аварії, пожежі та вибухи, що мають місце на об'єктах енергетики.

17 серпня 2009 року на найбільш потужній гідроелектростанції Росії – Саяно-Шушенській ГЕС - сталася одна з найбільших техногенних аварій на об'єктах енергетики після аварії на Чорнобильській АЕС. Потужний потік ріки Єнісей затопив машинну залу, після чого вибухнув трансформатор. Унаслідок вибуху всі десять турбін ГЕС отримали сильні пошкодження, а три з них були знищені (рис.4.8). Унаслідок аварії загинуло та пропало безвісти 74 чол.. Понад 40 тонн трансформаторного масла попало в ріку.



Рис. 4.8 — Машинний зал Саяно-Шушенської ГЕС після аварії

За результатами попередніх розслідувань причиною аварії стала відмова систем автоматики та захисту.

Мали місце пожежі та вибухи і на теплових електростанціях.

Так, наприклад, в 1980 році на Тамбовській ТЕЦ під час проведення електрозварювальних робіт стався вибух і потім пожежа в проміжній ємності місткістю 600 куб. м. мазутного господарства, внаслідок чого з ладу виведені ємності, 2 заглибних насоси, трубопроводи та кабелі.

В 1983 році в резервуарному парку Київської ТЕЦ від прямого удару блискавки вибухнули пари в мазутній ємності об'ємом 30 тис. куб. м., в результаті чого були зруйновані залізобетонні перекриття.

Пожежна небезпека ТЕС обумовлюється наявністю великої кількості горючих речовин та матеріалів, значна кількість яких знаходиться в паливному господарстві електростанцій. Найбільшу небезпеку становить виробництво електроенергії на ТЕС із застосуванням твердого палива, яке на електростанції проходить відповідну підготовку. Так, наприклад, підготовка твердого палива (вугілля) полягає в його подрібненні до пилу, який потім вентиляторами направляється по пилопроводах у бункери пилу. Потім пило-повітряна суміш нагнітається гарячим повітрям до печі котла, в якій відбувається її спалахування.

Розглянемо пожежовибухонебезпечні властивості твердого палива, що використовується на ТЕС.

Торф являє собою суміш неповного руйнування залишків органічного походження різних болотних та наземних рослин, а також продуктів більш повного їх розкладання, що становлять аморфну масу. У залежності від ступеня розкладання торф розділяють на п'ять груп: верховинні торфи з малим, середнім та високим ступенем розкладання; низовинні торфи з середнім та високим ступенем розкладання. У залежності від ступеня розкладання в торфі змінюється вміст кисню (від 40 до 29 %), а також теплота згоряння горючої маси (для торфу, що має ступінь розкладання 10 %, теплота згоряння становить 20 МДж/кг, а для торфу з ступенем розкладання 40 % - 22,6 МДж/кг). Торф схильний до мікробіологічного самозаймання. Насипна маса становить 420 кг/м³, дисперсність – 300 мкм, вологість 20,7 %, зольність 3,9 %, температура тління – 187 °С.

Пил торфу має температуру самоспалахування 425 °С, нижня концентраційна межа поширення полум'я становить 45 г/м³, мінімальна енергія запалювання 45 МДж.

Буре вугілля – це однорідна маса бурого кольору без видимих домішок рослинних залишків. У якості палива на електростанціях використовуються землисте, лігнітне, щільне буре вугілля різних марок. Буре вугілля на 55-75% складається з вуглецю, а також з бітумінозних речовин. Густина становить 900-1500 кг/м³, теплота згоряння – 12550- 25000 кДж/кг. Температура самоспалахування дорівнює 410 °С. Температура самонагрівання -

50-65 °С, температура тління – 150-250 °С. Буре вугілля здатне до теплового та хімічного самозаймання. На самозаймання вугілля впливають наступні фактори:

- вміст колчеданів, що поглинають кисень швидше, ніж вугілля;
- розміри кусків (в пилоподібному стані небезпека найбільша);
- вологість;
- температура повітря;
- тип та хімічний склад вугілля;
- умови зберігання вугілля.

Кам'яне вугілля за своєю хімічною зрілістю (ступенем метаморфізму) є різноманітним і поділяється на блискуче, напівблискуче та матове. Найбільш поширеним є вугілля з полосковою структурою (наявність у вугіллі шарів різного ступеня блиску).

Антрацити вважаються найбільш зрілим вугіллям. У порівнянні з кам'яним вугіллям вони більш блискучі, щільні та тверді. Дисперсність – 19 мкм. Температура самоспалахування аерозолію 670 °С, температура тління 300 °С, нижня концентраційна межа поширення полум'я 60 г/м³, максимальний тиск вибуху 860 кПа, максимальна швидкість зростання тиску 4,3 МПа/с.

Тверде паливо (буре та кам'яне вугілля, торф) при зберіганні в штабелях може самозайматися. Пил вугілля (крім антрациту та напівантрациту), сланцю, торфу, напівкоксу при зберіганні і транспортуванні також схильний до самозаймання. Здатність до самозаймання зростає при підвищенні температури. Але найбільшу небезпеку мають пило-повітряні суміші цих видів палива, які за визначених концентрацій є вибухонебезпечними. Нижня концентраційна межа поширення полум'я для більшості енергетичних палив (вугілля) становить 40-150 г/м³. За умов зменшення вологості повітря нижче 25 % небезпека вибуху зростає.

Основні фактори, що впливають на рівень вибуховості вугільного пилу: концентрація кисню в системі, температура суміші, вологість та зольність палива, концентрація пилу і розміри часток пилу.

Концентрація окисника є найбільш важливим фактором, що впливає на вибуховість вугільного пилу. З практики відомо, що зниження об'ємного вмісту кисню в апараті на 1-2 % значно зменшує небезпеку вибуху в пилових системах.

Температура сушильного агента має також великий вплив на ймовірність виникнення вибуху в кульових барабанних млинах. З підвищенням температури сушильного агента вологість пилу зменшується, при цьому збільшується швидкість виділення летючих речовин. Головне те, що осілий пил краще висихає і виникає можливість для його займання, утворюються так звані осередки тління.

Вологість вугільного пилу попереджує розвиток вибухів в основному у разі вмісту його на 4-6 % більше гігроскопічної вологості. Волога як

інертна добавка збільшує теплоємність одиниці об'єму, в якому обертається пил, і в той же час вимагає значних витрат тепла на випаровування. Волога, що випаровується, знижує концентрацію кисню в аеросуміші, що зменшує інтенсивність вибуху.

Зольність палива кожної марки вугілля практично не впливає на інтенсивність вибуху. Але в той же час її абсолютне значення самим безпосереднім чином впливає на вибуховість самих палив. Вугілля зольністю до 12-15 % на суху масу найбільш схильне до вибухів, а при збільшенні зольності до 32 % та більше вибуховість зменшується і вугільний пил дуже важко запалити.

Особливу небезпеку на ТЕС становлять бункери пилу великих розмірів, в яких виникають вибухи пило-повітряної суміші, причому великої руйнівної сили. Основна причина вибухів – обвалення тліючих накопичень малорухливих відкладень пилу при спорожненні бункера. Дія захисних факторів, що перешкоджають розвитку вибуху в бункері незначна – вміст кисню в газовому середовищі над рівнем пилу вищий, ніж, наприклад, в циклоні, оскільки простір над вугільним пилом вентиляється припливним повітрям через нещільності.

Вибухонебезпечне середовище усередині системи пилоприготування може утворюватися при порушенні режиму її пуску та під час зупинки. При непрацюючій системі приготування вугільного пилу повітря надходить до апаратів, що може призвести до окислення можливих залишків осілого пилу. Пил осідає в апаратах через недостатню продувку системи перед зупинкою обладнання, а також в результаті наявності на внутрішніх стінках обладнання нерівностей та шорсткості.

Велику небезпеку в пилоприготувальному відділенні ТЕС становить система змащування кульового млина, що складається з рідкого та густого змащування. Система рідкого змащування призначена для змащування головних підшипників млина та його електродвигуна і здійснюється від однієї станції рідкого змащування на всі млини одного блока. В системі обертається 2,5 м³ машинного мастила марки „С”- горючої рідини з густиною 917,1 кг/м³, температурою спалаху 181 °С, температурою самоспалахування 385 °С, температурними межами поширення полум'я 163-210 °С.

Більш ефективним видом палива на ТЕС є горючий газ (коксівий, доменний, генераторний тощо). Враховуючи область спалахування даних газів (коксівий - 5-30 %, доменний - 48-68 %, генераторний - 20-74 %) необхідно відмітити, що найбільшу пожежну небезпеку має коксівий газ. При витoku горючі гази з повітрям утворюють вибухонебезпечні суміші.

В якості палива на електростанціях також використовується горюча рідина мазут - залишковий продукт нафтопереробки. Найбільш поширеним є мазут топковий-200. Температура спалаху мазуту становить 80-140 °С (в залежності від марки мазуту); температура самоспалахування – 250 °С. Теплота згоряння становить 38074-41840 кДж/кг. Швидкість вигорання – 0,015 кг/(м²с).

Температура прогрітого шару 230-300 °С; температура полум'я 1000 °С. Мазут здатний при горінні прогріватися в глибину, утворюючи гомотермічний шар.

Враховуючи властивості мазуту, на спалювання він поступає після відповідної підготовки, яка полягає в його очистці та нагріванні для нормальної роботи насосів і трубопроводів.

Пожежна небезпека котельного відділення ТЕС характеризується наявністю факелів полум'я по форсунковому фронту апарата (від 12 до 24 форсунок). При розпалюванні в котлах температура згоряння палива становить близько 1300 °С, а при спалюванні мазутів – 1000 °С. Така температура значно перевищує температуру самоспалахування більшості горючих речовин та матеріалів. Крім того, відкрите полум'я форсунок має достатню запалюючу здатність як по запасу теплової енергії, так і по тривалості дії полум'я на горючу суміш.

Характерними причинами вибухів та пожеж в котельних відділеннях можуть бути: порушення режиму розпалювання печі та режиму роботи котлів; розгерметизація мазутопроводів, утворення пожежовибухонебезпечних пило- та паро- повітряних сумішей, відкладень сажі в конвекційних шахтах, повітропідігрівниках та газоходах котлів тощо.

Пожежна небезпека машинної зали головного корпусу ТЕС обумовлюється пожежовибухонебезпечними властивостями та великою кількістю горючих масел у маслосистемах турбогенераторів, горючого газу водню, який використовується для охолодження генераторів та горючої ізоляції обмоток генератора, що контактують з високо нагрітими паропроводами.

Найбільша кількість масла витрачається для змащення турбогенераторів і насосів. Так, наприклад, на гідроагрегати постійно подається до 10-15 тонн масла. Для ущільнення, змащення та охолодження підшипників генераторів використовується частіше за все турбінне масло з температурою спалаху 180⁰С. Через те, що турбіни працюють при високих температурах, які можуть досягати температури самоспалахування масел, існує небезпека виникнення пожежі. Також небезпечним є просочення ізоляції паропроводів маслами з наступним їх окисленням та самозайманням.

Для запобігання перегріву статора, ротора та інших частин генератора на ТЕС використовується система охолодження і вентиляції генераторів.

Для охолодження генераторів використовують повітря, воду або водень.

Повітряне охолодження є менш ефективним, бо повітря має малий коефіцієнт теплопровідності і значну густину, а також при електричних пробоях обмоток, коротких замкненнях, що супроводжуються підвищенням температури, появою іскор, виникає горіння, яке підсилюється з надходженням повітря.

У порівнянні з повітряним охолодженням водневе охолодження є більш ефективним, бо теплопровідність водню у 7,2 рази вища за теплопровідність повітря, а густина - у 14 разів менша, ніж у повітря. Крім того, у

чисто водневому середовищі горіння ізоляції обмоток неможливе.

Водночас генератори з водневою системою охолодження, в яких може міститися до 70 – 75 м³ водню, становлять велику пожежну небезпеку. При проникненні повітря до корпусу турбогенератора або витоків водню із системи охолодження можуть утворюватися вибухонебезпечні суміші. Концентрація водню в суміші з повітрям від 4 до 75 % є вибухонебезпечною. Спалахування та вибух водню може також відбутися при його витоків під високим тиском через вузькі щілини та отвори або при появі іскор на шинах.

Переваги над водневим охолодженням має водяне, тому, що тепловіддача води в 40-50 разів більша за тепловіддачу водню. На практиці в гідрогенераторах використовують повітряне або водяне охолодження, а в турбогенераторах потужністю 25 МВт і вище - водень при надлишковому тиску 0,005-0,3 МПа.

Таким чином, до основних причин пожежовибухонебезпеки турбогенераторів слід віднести: використання великої кількості горючих речовин та матеріалів, підвищення тиску масла в системах регулювання, збільшення довжини мастилопроводів, ускладнення схеми регулювання і захисту, підвищення температури паропроводів, корпусу турбін тощо.

В електроустаткуванні теплової електростанції використовується трансформаторне масло, що має досить низьку температурою спалаху – 135⁰С. Під впливом вологи, кисню повітря, сонячного світла, високих температур трансформаторне масло старіє, розкладається з утворенням смолистих речовин, які, у свою чергу, знижують його температуру спалаху та температуру самоспалахування. Особливо небезпечним є виникнення електричної дуги в маслонаповненому апараті. За цих умов може відбутися розкладання масла на метан, водень, ацетилен, які з повітрям утворюють вибухонебезпечні суміші.

Загоряння масла також може статися у разі його витоків і попаданні на гарячі ділянки паропроводів. Це може статися при руйнуванні або ослабленні через вібрацію масляних трубопроводів. 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 призводить до ушкодження корпусу і викиду масла назовні з його розливом і горінням на великій площі.

У розподільчих пристроях і підстанціях ТЕС пожежну небезпеку становить їх основне електричне обладнання: вимикачі, трансформатори, реактори, контрольно-вимірювальні прилади. Найбільш небезпечним є маслонаповнене електрообладнання – блокові трансформатори, масляні вимикачі. Так, наприклад, в блокових трансформаторах обертається від 35 до 74 тонн трансформаторного масла.

У масляних вимикачах можуть виникати розмикання контактів, при яких під впливом високої температури електричної дуги (понад 3000 °С) масло розкладається з виділенням горючих газів, в яких міститься до 70 % водню. Ці гази в маслі не горять, але в той же час небезпечним є утворення пожежовибухонебезпечних сумішей, що утворюються в результаті розкладання масла при його витоках через щілини в корпусі або в результаті дефектів гумових ущільнень.

Розглядаючи пожежну безпеку теплових електростанцій, необхідно звернути увагу на безпеку кабельного господарства даних об'єктів. Використання на ТЕС турбо- і гідрогенераторів потужністю 30 МВт і більше з більш жорсткими умовами їх експлуатації (висока температура, високий тиск, підвищена напруга) призвело до збільшення кількості горючих силових та контрольних кабелів. Майже всі кабелі, що використовуються на ТЕС, мають горючу ізоляцію (кабельний папір, полівінілхлорид, гума, мінеральні масла, поліетилен, джут тощо). Під час аварій, що супроводжуються розлітанням часток розплавленого металу, іскор та тепла при короткому замкненні, може статися загоряння горючої ізоляції, як пошкодженого, так і сусіднього кабелів. Пожежі в кабельних приміщеннях та спорудах характеризуються складністю обстановки при їх гасінні і мають тяжкі наслідки, бо призводять до припинення подачі електроенергії споживачам та промисловим об'єктам.

Джерелами запалювання на ТЕС можуть бути:

- високо нагріті поверхні паропроводів турбін;
- самозаймання промасленої ізоляції паропроводів;
- теплові прояви електричної енергії (електрична дуга, електричний пробій ізоляції, тощо);
- іскри під час роботи двигунів та при виконанні вогневих робіт;
- розжарені частки, іскри металів при виконанні ремонтних робіт тощо.

Швидкому поширенню пожежі на теплових електростанціях сприяє велика протяжність та складність системи трубопроводів, наявність кабельного господарства, горючих будівельних конструкцій, пластикових полімерних покриттів підлоги, стін, обладнання тощо. За умов розгерметизації технологічного обладнання пожежа буде швидко поширюватися по дзеркалу розлитих рідин (наприклад, масла) та в газоповітряних хмарах викидів технологічного обладнання. Небезпечним є поширення полум'я по вибухонебезпечній воднево-повітряній суміші. При цьому вогонь швидко поширюється на інші установки та споруди по уламках, що розлітаються внаслідок вибуху.

2.3. Пожежна профілактика на теплових електростанціях

Відповідно до вимог нормативних документів забезпечення пожежної безпеки ТЕС досягається постійним контролем та недопущенням утворення

пожежовибухонебезпечних сумішей, попередженням появи джерел запалювання та запобіганням поширення пожежі у разі її виникнення.

До основних заходів запобігання утворення горючого середовища на ТЕС відносяться:

контроль за концентрацією горючого пилу в приміщеннях підготовки палива (вугілля), яка не повинна перевищувати 10 мг/м^3 ;

- захист котлоагрегатів запобіжними клапанами;

контроль ступеня чистоти водню (95-98 %) у водневих системах охолодження турбін;

- контроль за витоками водню до баків турбін. Наявність водню контролюють за допомогою газоаналізаторів;

- контроль рівня та якості масла в масляних вимикачах;

- захист трансформаторів від підвищеного тиску при внутрішніх пошкодженнях запобіжною трубою з мембраною тощо.

Профілактика виникнення джерел запалювання при експлуатації теплових електростанцій полягає перш за все в:

- контролі за температурою палива в штабелях, що не повинна перевищувати $64 \text{ }^\circ\text{C}$;

- захисті топок котлів на пилоподібному паливі автоматичними пристроями підхоплення полум'я із сигналізацією;

- влаштуванні теплоізоляції металевих бункерів для пилу з негорючих матеріалів;

- контролі за температурою пилу в бункерах за допомогою термометрів чи термопар;

- контролі за місцями можливого відкладення і загоряння сажі;

- контролі за температурою поверхонь з можливими відкладеннями сажі;

- надійній ізоляції гарячих поверхонь турбоустановок та паропроводів;

- забороні проведення вогневих ремонтних робіт на обладнанні газомасляної системи, що містить водень;

- використанні в приміщеннях з наявністю водню світильників у вибухозахищеному виконанні тощо.

Запобігання поширення пожежі на теплових електростанціях досягається наступними заходами:

- розташування насосних мазуто- та маслогосподарства ТЕС в окремих будівлях або в одній будівлі з протипожежною стіною;

- влаштування аварійного зливу масла в спеціальні ємності;

- відстань від наземних баків з маслом до будівель і споруд повинна бути не меншою 20 м;

- влаштування під маслонаповнене обладнання ємностей, піддонів, огорожень (на відкритих розподільчих пристроях обвалування засипають

чистим гравієм, промитим щебенем);

- для гасіння тліючого пилу використовують насичену водяну пару, а для гасіння гідрогенераторів з водневим охолодженням - вуглекислий газ.

Таким чином, виробництво електроенергії є складним і небезпечним процесом і небезпека його перш за все залежить від способів та особливостей виробництва електроенергії, що і обумовлює вибір систем протипожежного захисту електростанцій.

Контрольні питання

1. Принцип отримання електроенергії на ТЕС.
4. Назвати та охарактеризувати основні споруди на ТЕС.
5. В чому полягає пожежна небезпека ТЕС, що працюють на вугіллі?
6. Пожежна небезпека машинної зали ТЕС.
7. Вказати основні причини пожеж на теплових електростанціях.
8. Назвати та охарактеризувати основні причини пожеж і вибухів при експлуатації турбогенераторів.
9. Пожежна профілактика на ТЕС. Назвати нормативні документи.

РОЗДІЛ 3. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Атомна енергетика, а конкретніше атомні електростанції (АЕС) до сумного 1986 року були гордістю бурхливого розвитку ядерної фізики в Радянському Союзі. У 1954 році в м. Обнінську Калузької області була введена в дію перша в світі АЕС, яка була першою в світі дослідною промисловою АЕС потужністю 5 тис. кВт. Лише через два роки, у 1956, була введена в експлуатацію перша АЕС у Великобританії, і ще через рік – у США. За даними Міжнародної агенції з атомної енергетики (МАГАТЕ) станом на 31 травня 2000 року у всьому світі в експлуатації знаходилось 433 ядерних реактори потужністю близько 318 МВт, що забезпечували 17 % світового виробництва електроенергії; будується 43 і заплановано до будівництва 51 атомний енергоблок. Діючими потужностями АЕС володіли 25 країн, і ще в 11 країнах АС знаходились в стадії будівництва або проектування.

Атомна енергетика в нормальному режимі роботи, з одного боку, є об'єктом із безпечним джерелом радіоактивних випромінювань, а з іншого боку, є об'єктом із підвищеним ризиком експлуатації і стає дуже небезпечним джерелом радіації під час аварії з викидом радіоактивних речовин в атмосферу і, тим більше, з руйнуванням ядерного реактора.

Незапланована подія на будь-якому радіаційно-небезпечному об'єкті з втратою регулюючого контролю над джерелом випромінювання, де є реальне чи потенціальне опромінення людей, класифікується як **радіаційна аварія**. Радіаційна аварія, при якій відбувається втрата контролю над ланцюговою ядерною реакцією і виникла реальна чи потенційна загроза самочинної ланцюгової реакції, класифікується як **радіаційно-ядерна аварія**. Одними з найбільш радіаційно-небезпечних об'єктів є атомні електростанції.

3.1. Загальна характеристика атомних електростанцій України

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

Розглянемо коротко загальну характеристику діючих в Україні АЕС.

Рівненська АЕС - розташована в поліській зоні на березі р. Стир. Будівництво розпочате 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 р. Південний Буг у Миколаївській області. Будівництво розпочате в 1986 р. В експлуатації знаходяться 3 енергоблоки одиничною потужністю 1000 МВт кожний. Будівництво 4-го блоку заморожено. Місто енергетиків - Южно-Українськ.

Хмельницька АЕС розташована в Славутському районі Хмельницької області. Будівництво розпочате 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. Будівництво розпочате в 1979 р. Місто енергетиків – Енергодар.

Чорнобильська АЕС розташована в Поліссі на березі р. Прип'ять. Будівництво розпочате в 1970 р. У 1977 р. введено в експлуатацію перший блок, 2-й та 3-й блоки введені в експлуатацію в 1978 р. і 1981 р. відповідно. До складу кожного блоку входять реактори каналного типу РВПК.

26 квітня 1986 р. приблизно о 1 год. 23 хв. на 4-му енергоблоці Чорнобильської АЕС сталася запроектована аварія, в результаті якої зруйновані активна зона реактора, захисні бар'єри безпеки, системи безпеки. Ядерне паливо позбулось своїх споживчих властивостей і перетворилось в радіоактивні відходи. Зруйнований 4 - й енергоблок не відповідає всім функціональним якостям енергетичного блока.

Наслідком аварії стало виникнення радіаційної обстановки, яка визначилась викидом з активної зони паливного завантаження, що перетворилось в неконтрольоване джерело іонізуючих випромінювань та глобального радіоактивного забруднення.

На момент аварії в паливному завантаженні активної зони із середньою енергетичною виробкою близько 10,9 МВт/доб/кг урану містилось до 680 кг напрацьованих в реакторі трансуранових елементів та близько 350 кг радіоактивних продуктів поділу сумарної активності понад 5700 МКи з періодом напіврозпаду від 3-х діб до 10 років.

Одним із першочергових заходів щодо ліквідації наслідків аварії стало будівництво над зруйнованим енергетичним блоком та його територією захисного укриття – об'єкт «Укриття» (ОУ).

Об'єкт «Укриття» сьогодні викликає особливу тривогу світової громадськості. За різними оцінками в надрах ОУ знаходиться близько 200 тонн залишків ядерного палива. Через недоступність багатьох приміщень і високих радіаційних полів до цього часу остаточно не можна визначити місце знаходження всього палива. До того ж в об'єкті постійно проходять деструктивні процеси, старіють будівельні конструкції, а відтак зростає небезпека їх локального обвалення. Останнім часом більш інтенсивно, ніж це очікувалось раніше, проходить накопичення в приміщеннях „саркофагу” радіоактивного пилу, який утворюється від розтріскування лавиноподібних залишків палива та інших матеріалів. Зараз кількість такого пилу оцінюється в 10 тонн. У випадку виходу пилу за межі об'єкта можливе досить тривале і небезпечне розсіювання та осідання його на землю (за рахунок дрібнодисперсного стану).

Небезпечним є і процес накопичення у приміщеннях ОУ радіоактивної води, кількість якої досягає кількох тисяч кубічних метрів. Від взаємодії з водою радіоактивність паливовмісних мас підвищується. Не виключається ризик виникнення самочинної ланцюгової реакції поділу в ядерному паливі.

Сьогодні в ОУ встановлені системи контролю паливовмісних мас, модернізується штатна система пилопридушення, освоюються раніше недоступні приміщення „саркофагу”. В дослідно-промисловій експлуатації знаходиться підсистема аварійної сигналізації на випадок виникнення самочинної ланцюгової реакції.

Міжнародне співробітництво розробило план здійснення заходів на об'єкті „Укриття”, згідно з яким планується зведення конфайнмента (Укриття -2) та демонтаж нестабільних частин ОУ.

3.2. Фізико-технічні принципи роботи атомної електростанції

На відміну від іншої теплової електростанції на АЕС тепло виділяється у результаті розподілу атомів в умовах керованої ланцюгової реакції.

В якості палива на атомній станції можуть використовуватися ряд елементів, основним з яких є сьогодні уран.

Уран – важкий сріблясто-білий метал. Відомо, що за своєю будовою атом урану, як і всі атоми, схожий з сонячною системою: навколо невеличкого ядра рухаються по орбітах “планети” – електрони. Ядро ж складається з більш малих частинок – протонів та нейтронів. Число протонів у ядрі, що мають позитивний заряд, визначає, до якого хімічного елемента відноситься даний атом (порядковий номер в таблиці Д.І.Менделєєва). У кожному атомі число електронів (негативно заряджених частинок) дорівнює числу протонів, тобто атом є нейтральним. Крім цього, у ядрі є і нейтральні частинки – нейтрони, число яких може бути різним. Якщо атом має ядра з однаковим числом протонів, але розрізняється числом нейтронів, то він відноситься до ізоотопів - різновидностей одного хімічного елемента. Ізотопи мають однакове число протонів. Так, уран-238 містить 92 протони і 146 нейтронів, уран-235-92 протони, але 143 нейтрони. Ядра всіх ізоотопів утворюють групу “нуклідів” і є нестабільними (постійно перетворюються в інші нукліди).

Природний уран складається із суміші двох ізоотопів з масами 238 та 235. Атоми урану мають одну важливу властивість: час від часу то одне атомне ядро, то інше раптом мимоволі розпадається на дві половинки, при цьому з ядра на великій швидкості (10 тис. км/с) вилітають два або три нейтрони. Їх називають швидкими нейтронами. Якщо нейтрон налітає на ядро урану-235, яке в цей час не збиралося саморозпадатися, тоді це ядро розколюється на два уламки і з нього вилітають також два-три нейтрони. Отже, ядро розбивається одним нейтроном, а з нього вилітають два-три нейтрони. Вони можуть налітати на інші ядра і також їх розбивати. Нейтронів стає все більше і більше, так як і розбитих ядер – відбувається ланцюгова реакція.

Але самочинна ланцюгова реакція може виникнути, якщо є достатньо велика маса урану (критична маса). Якщо маса куска урану невелика, тоді нейтрони вилітають з поверхні.

Цікавим є те, що під час реакції розподілу сумарна маса продуктів поділу менша за масу вихідного ядра, бо в процесі реакції частина маси перетворюється в кінетичну енергію уламків поділу, яка виділяється у виді тепла.

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

У результаті реакції розподілу ядра утворюються уламки, що є джерелами радіоактивного випромінювання. Випускнення ядром частки з 2-х протонів та 2-х нейтронів називається α - випромінюванням; випускнення електрона - β -випромінювання; вихід порції чистої енергії - γ - випромінювання. У таблиці 4.1 подана схема розпаду урану-238.

Таблиця 4.1 — Схема розпаду урану-238

Вид випромінювання при розпаді	Нуклід	Період напіврозпаду
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

Ці частинки несуть у собі небезпеку для живих організмів, бо мають велику енергію та високу проникливу здатність в залежності від виду випромінювання. Якщо від α - випромінювання можна захиститися всього лише одним листом звичайного паперу, від β - випромінювання, вже, наприклад, алюмінієвою пластиною товщиною не менше 6 мм, то для захисту від γ - випромінювання необхідно мати екран із свинцевих пластин або товстих бетонних плит. Всі радіоактивні матеріали з часом втрачають свою випромінювальну здатність, розпадаються і перетворюються в стабільні ізотопи. Час, протягом якого розпадається половина радіоактивного матеріалу, називається періодом напіврозпаду, тривалість якого може складати декілька мільярдів років, наприклад, для урану-238.

Поділ ядер урану-238 найбільш імовірний при поглинанні низькоенергетичних (теплових) нейтронів. При поглинанні ядром теплового нейтрона утворюється ядро урану-236 у збудженому стані. Приблизно з 85 % імовірністю пройде розподіл цього ядра на два уламки з одночасним випусканням двох або трьох швидких нейтронів та виділенням енергії. Нейтрони, що

утворюються під час розподілу, поділяються на миттєві (приблизно 99%), які вириваються в момент поділу, та нейтрони, що запізнюються (1 %) при розподілі уламків поділу. Середня енергія нейтронів, що запізнюються, складає приблизно $0,8 \cdot 10^{-13}$ Дж (0,5 МеВ), миттєвих - $3,2 \cdot 10^{-13}$ Дж (2 МеВ). У цьому випадку важливим є не допустити лавиноподібного зростання кількості швидких нейтронів, які в мить можуть розбити всі ядра, і тоді ядерний процес буде мати характер ядерного вибуху. Щоб забезпечити самочинну реакцію, необхідно зменшити енергію утворення швидких нейтронів, тобто сповільнити їх, що можливо при зіткненні нейтронів з ядрами легких елементів.

Самочинна реакція поділу може проходити тільки при визначених розмірах (об'ємі) реактора, коли виток нейтронів знаходиться в рівновазі з утворенням їх в процесі поділу. Такі розміри (об'єм) називаються критичними, а маса ядерного палива, що заповнює активну зону при критичних розмірах, – критичною.

Переважає більшість реакторів працюють на урані. Природний уран являє собою суміш двох ізотопів – урану-235 та урану-238, в якій основної речовини, що підлягає розкладанню – урану-235, всього лише 0,7 %. Як було зазначено вище, ядра урану-235 діляться під впливом як швидких нейтронів, так і теплових, а ядра урану-238 - тільки під впливом швидких нейтронів з енергією більше 1,1 МеВ. Тому уран-238 використовується, в основному, як поглинач нейтронів і, таким чином, запобігає протіканню ланцюгової реакції розподілу на ядрах урану-235.

Для здійснення ланцюгової реакції розподілу на ядрах урану-235 необхідне збагачення природного урану більше, ніж у 10 разів, або забезпечення в зоні реакції теплової швидкості нейтронів.

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

Це можливо здійснити, якщо природний 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 або звичайна вода, берилій або оксид берилію.

Вода має порівняно великий переріз захвату теплових нейтронів і може бути використана в якості сповільнювача під час роботи реактора на збагаченому урані-235.

Природний графіт містить до 20% бору і тому не придатний, як сповільнювач. Для цього використовують реакторний графіт, який отримують 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 поглинальними стрижнями.

Поділ ядер деяких елементів можливий і на швидких нейтронах. До таких елементів передусім відноситься уран-238. Розподіл швидкими нейтронами призводить до утворення великої кількості нових нейтронів, ніж розподіл на теплових (в середньому на швидких нейтронах виробляється 2,9 нових нейтрони при розподілі). Тому в реакторах на швидких нейтронах можна організувати процес так, що в результаті нового ядерного палива, плутонію буде вироблятися більше, ніж витратиться в реакторі урану. Такі реактори називаються реакторами на швидких нейтронах, але конструктивно вони є більш складними, ніж на теплових. Але по мірі витрачання природних запасів палива та урану на Землі інтерес до таких реакторів буде зростати.

Регулювання ланцюгової реакції здійснюється шляхом завантаження в активну зону стрижнів з бору або кадмію, які поглинають нейтрони. Опускаючи та піднімаючи стрижні можна підтримувати роботу реактора на необхідній потужності.

3.3. Типи та принцип роботи ядерних реакторів

Якщо атоми урану бомбардувати нейтронами, то з кожного ядра утвориться по два уламки 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 уламків і виділяється у вигляді теплоти. Саме цю вміло зібрану теплоту використовують на атомних електростанціях для нагрівання води та утворення водяної пари, яка і приводить в рух турбіну.

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 (рис.4.9).

В залежності від особливостей протікання ядерної реакції ЯР класифікуються 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, ВГР; важко-водяним - (ВВР); газовим - ГГР);
- за конструктивними ознаками: корпусні (тиск теплоносія утримується корпусом ЯР); каналні (тиск теплоносія утримується стінками тепловідляючої збірки (ТВЗ); басейнові (експериментальні, у яких активна зона знаходиться в баку з водою).

Для виробництва електроенергії використовуються декілька типів реакторів, які можна поділити на дві великі групи – реактори на теплових та швидких нейтронах.

До реакторів на теплових нейтронах відносяться легководяні корпусні реактори, легко водяні реактори з графітовим сповільнювачем.

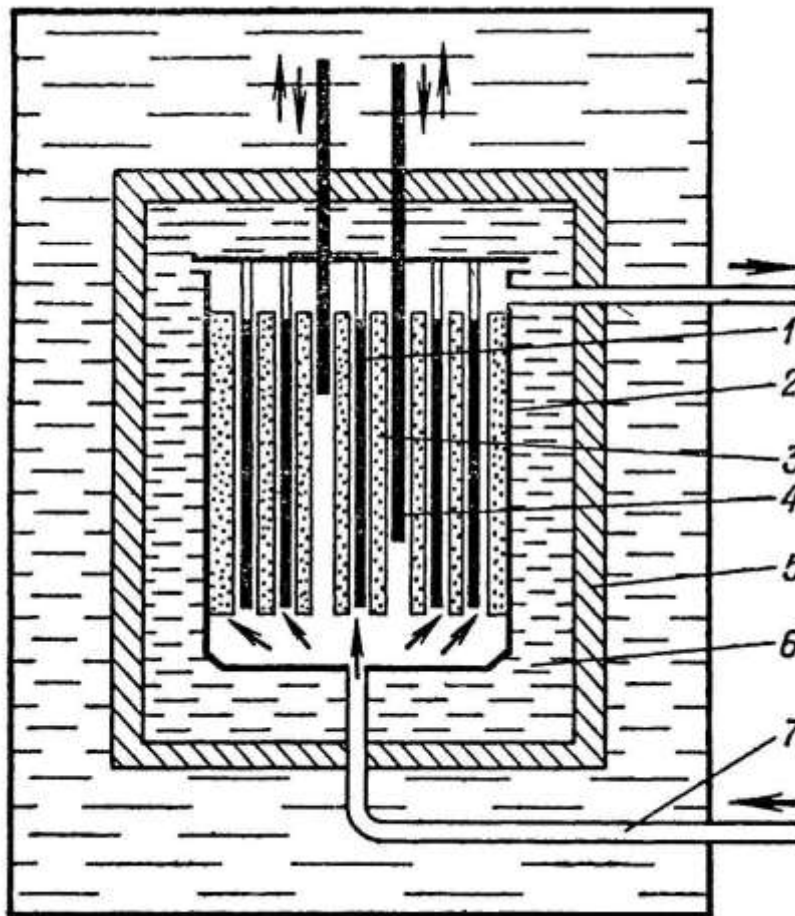


Рис. 4.9 — Принципова схема ядерного реактора:

1 – активна зона; 2 – корпус; 3 – уповільнювач; 4 – органи регулювання; 5 – біологічний захист; 6 – відбивач нейтронів; 7 – циркуляція теплоносія

Реактори на швидких нейтронах сьогодні мають значно менше різноманітностей і поділяються на швидкі реактори з рідкометалевим теплоносієм та швидкі реактори з газовим охолодженням.

Найбільш поширеними сьогодні у світі є корпусні реактори на легкій воді. В якості палива в них використовується оксид слабо збагаченого урану (2-4% урану-235) у вигляді паливних таблеток, що мають оболонку з цирконієвого сплаву. Сповільнювач та теплоносій – звичайна (легка) вода.

Дані реактори мають два типи: реактори, що охолоджуються водою під тиском (водо-водяні реактори типу ВВЕР) та реактори, що охолоджуються киплячою водою (пароводяні реактори типу ПВЕР). В Україні та СНД в основному використовуються реактори типу ВВЕР, в інших країнах світу близько 30% всіх легководних реакторів використовуються реактори типу ПВЕР.

Активна зона реакторів на легкій воді розташована у міцному металевому корпусі. **Тепловиділяючі елементи (твели)** з ядерним паливом зібрані в **тепловиділяючі збірки (ТВЗ)** усередині реакторного корпусу. Теплоносії (вода) подається в нижню частину корпусу реактора, омиває твели і виходить через патрубок у верхній частині корпусу. Перевагою легководних реакторів є можливість створення міцного захисного корпусу – корпусу тиску (контайн-мента), що може захистити корпус реактора навіть від таких зовнішніх впливів, як падіння літака.

У реакторах з водою під тиском теплоносії, нагрітий до високої температури, подається до парогенератора, де тепло передається іншому потоку теплоносія (також воді). Таким чином, у реакторах з водою під тиском є два контури теплоносія: один охолоджує активну зону (перший контур), а другий – отримує тепло від першого контуру в парогенераторі, нагрівається до кипіння і поступає на лопаті турбогенератора, а потім охолоджується в спеціальному конденсаторі. Обидва потоки теплоносія циркулюють по замкнених контурах. Дана схема атомної електростанції є двохконтурною.

Вода, що охолоджує конденсатор, як правило, береться з природних або штучних водоймищ і скидається до них же. Саме цей потік води викликає теплове забруднення водоймища. Тому важливо правильно розрахувати поверхню та об'єм води у водоймищах, щоб не допустити підвищення температури до вище безпечного рівня.

Розглянемо найбільш поширений тип реакторів українських АЕС- реактор ВВЕР-440 (рис.4.10) та ВВЕР-1000.

В реакторі ВВЕР-440 активна зона розташована в циліндричному корпусі, що виготовлений з високоміцної сталі, і зібрана з шестигранних ТВЗ. Оболонки твелів виготовлені з цирконієвого сплаву. В активній зоні встановлені 349 ТВЗ, них 312 з паливом, інші – рухомі органи управління.

У кожній робочій ТВЗ знаходиться 126 твелів у вигляді стрижнів, в яких у формі таблеток знаходиться паливо - діоксид урану, збагачений ізотопом уран-235.

Заміна ТВЗ здійснюється на зупиненому реакторі. Як правило, перезавантаження виконується один раз на рік у весняно-літній період, коли навантаження енергосистеми мінімальне.

Щорічно перезавантажується одна третина палива активної зони. Отже, паливо в активній зоні знаходиться близько трьох років. Вилучення відпрацьованого палива з реактора здійснюється під водою спеціальною перезавантажувальною машиною з дистанційним керуванням.

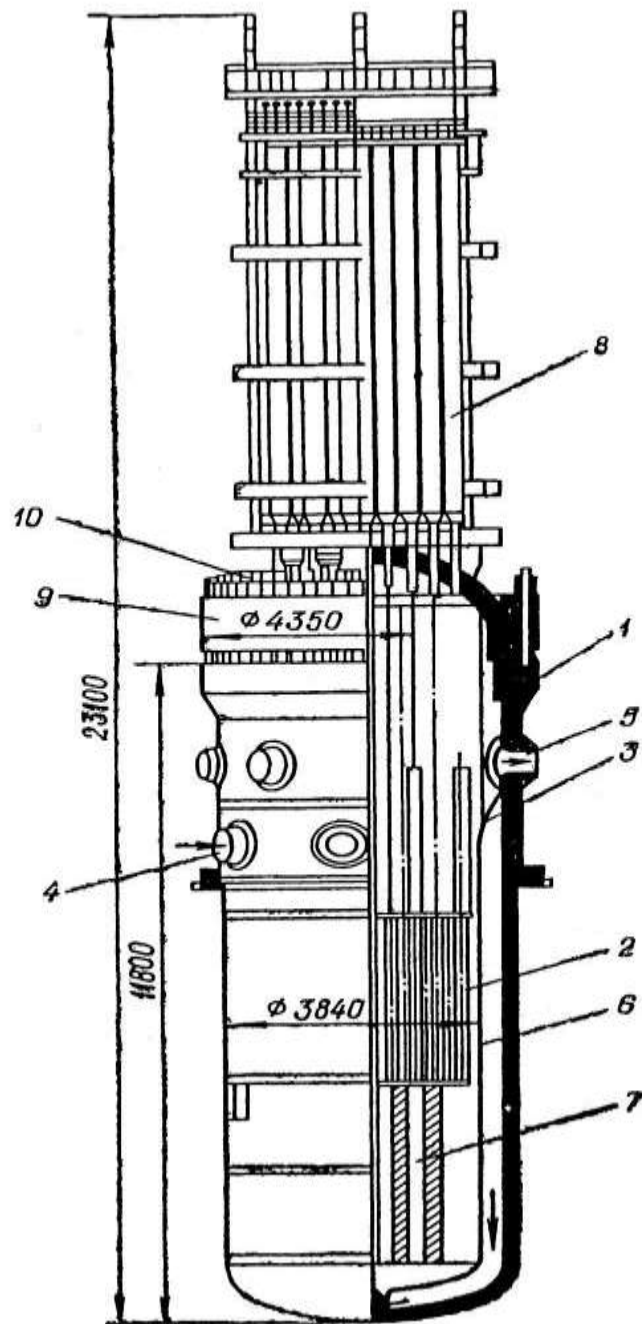


Рис. 4.10 – Загальний вигляд реактора – ВВЕР-440:

1 – міцний корпус; 2 – активна зона; 3 – шахта; 4 – патрубок для входу теплоносія; 5 – патрубок для виходу теплоносія; 6 – рух теплоносія вздовж корпусу; 7 – простір для виходу органів управління; 8 – блок з приводами органів управління; 9 – кришка міцного корпусу; 10 – затисні болти

Схема АЕС з даними реакторами – двохконтурна (рис.4.11). Перший контур містить реактор, шість петель, по яких циркулює теплоносій. Кожна петля має головний циркуляційний насос та парогенератор. Теплоносій (вода) по вхідних патрубках проходить знизу вверх через активну зону, охолоджує ТВЗ з твелями і через вихідні патрубки подається в парогенератори.

Другий контур містить шість парогенераторів, два турбогенератори, трубопроводи пари та живильної води.

Електрична потужність реактора 440 МВт.

Реактор ВВЕР-1000 являє собою реактор більшої потужності з електричною потужністю енергоблоків 1000 МВт. Реактор складається з корпусу, верхнього блоку, пристроїв усередині корпусу та активної зони.

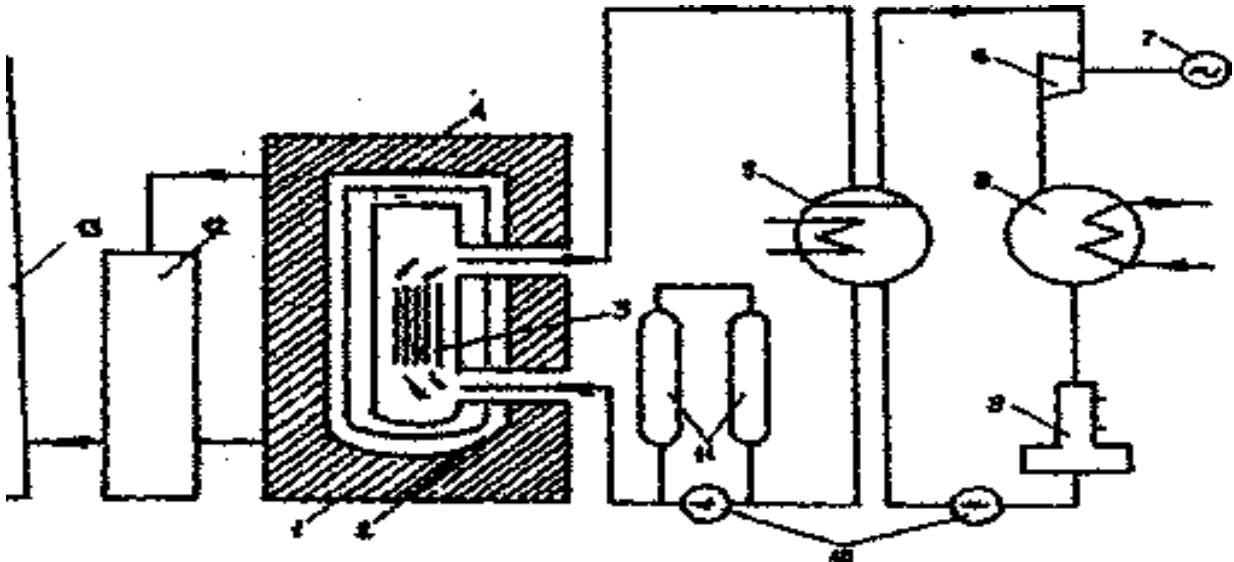


Рис. 4.11 —Схема двохконтурної АЕС з реактором типу ВВЕР:

1 - реактор; 2 - корпус реактора; 3 – паливні елементи; 4 - біологічний захист; 5 - парогенератор; 6 - турбіна; 7 - електрогенератор; 8 - конденсатор (охолоджувач); 9 - деаератор; 10 - циркуляційна помпа; 11 - компенсатор об'єму; 12 - система газоаерозольної очистки; 13 - вентиляційна труба

Корпус з верхнім блоком становить собою судину під тиском, у якій розташовані активна зона та корпусні пристрої. Активну зону реактора охолоджують чотири петлі з теплоносієм.

Для запобігання перегріву палива на випадок зневоднення активної зони змонтована система, що дозволяє швидко залити активну зону водним розчином борної кислоти. При цьому не тільки охолоджується сама активна зона, але і в результаті попадання бору зупиняється ланцюгова реакція. Це пасивна частина системи аварійного охолодження реактора (САОЗ), в якій передбачені дві незалежні ємності з водою. Для подальшого заливання та відведення тепла з активної зони використовується активна частина САОЗ.

Активна зона реактора складається з 163 ТВЗ шестигранної форми з твелями. В 61 ТВЗ встановлені органи регулювання реактора, кожний з яких має 18 елементів поглинання.

Реактор встановлюється в бетонній шахті, яка виконує роль біологічного захисту.

На відміну від розглянутих вище реакторів з водою під тиском в реакторах киплячого типу, теплоносій в активній зоні знаходиться при меншому

тиску, і тому при нагріванні закипає. Пара, що утворюється, безпосередньо передається на лопаті турбогенератора.

Таким чином, на відміну від реактора з водою під тиском, реактори киплячого типу мають один контур теплоносія, тобто є одноконтурними АЕС. Відсутність другого контуру спрощує конструкцію станції, але в той же час при цьому підвищуються вимоги до герметичності контуру, бо існує небезпека попадання радіонуклідів з теплоносієм на лопаті турбіни.

У водяних графітових реакторах (ВГР) у якості сповільнювача нейтронів використовується графіт. Активна зона реактора виконана з графітових блоків, в яких є каналні отвори. Кожний канал окремо охолоджується водою. Такі реактори називаються реакторами великої потужності каналного типу (РВПК). У якості палива в них використовується слабо збагачений оксид урану. В реакторах ВГР теплоносії нагрівається до кипіння і утворена пара попадає на лопаті турбіни електрогенератора. У цьому випадку маємо справу з одноконтурною схемою АЕС.

Ці реактори відрізняються відносною доступністю основного конструкційного матеріалу – графіту. Реактори цього типу були побудовані в США в кінці 40-х років для виробництва збройного плутонію. Подібні апарати малої потужності експлуатуються для виробництва електроенергії та тепла в Росії на Білібінській, Ленінградській, Курській, Смоленській та Ігналійській АЕС.

На прикладі реактора РВПК-1000 коротко розглянемо принцип дії водяного графітового реактора каналного типу, які експлуатуються на АЕС Росії. Даний тип реакторів є на ЧАЕС.

РВПК-1000 має електричну потужність 1000 МВт і відноситься до одноконтурних енергоблоків, у яких паро-водяна суміш з реактора потрапляє безпосередньо на лопаті турбогенератора.

Реактор, що розташований в бетонній шахті, являє собою циліндричну кладку, яка складається з вертикальних графітових колон, зібраних з блоків із осьовим циліндричним отвором. У цих отворах розташовані паливні канали та стрижні системи управління аварійного захисту (СУЗ). В паливних каналах розташовані ТВЗ.

Графітова кладка має зварений циліндричний кожух і встановлена на звареній металокопункції, яка опирається на бетонну основу. Герметичний реакторний простір закривається верхньою металокопункцією.

Для запобігання окисленню та для охолодження графіту реакторний простір заповнений сумішшю гелію та азоту.

Теплоносії по індивідуальних трубопроводах підводиться до кожного паливного каналу; відведення паро-водяної суміші здійснюється з верхньої частини каналів також по індивідуальних трубопроводах. З паливних каналів теплоносії надходить до колектора, а потім - в контури багатократної вимушеної циркуляції, що складається з двох петель.

Циркуляція теплоносія в кожній петлі здійснюється за допомогою чотирьох головних циркуляційних насосів, з яких три є робочими, а один резервний. Реактор працює з двома турбогенераторами.

Завдяки тому, що кожна ТВЗ розташована в окремому паливному каналі і охолоджується індивідуально (реактор каналного типу), перезавантаження палива можна здійснювати в кожному каналі окремо, не зупиняючи реактор. Такий режим перезавантаження називається перезавантаженням на потужності. Це дає значно покращити експлуатаційні показники і, в основному, коефіцієнт використання потужності.

Але в той же час аварія на ЧАЕС в 1986 році виявила цілий ряд проблем в експлуатації реакторів каналного типу, що потребують вирішення. Трагічний збіг конструкційних недоліків та порушень режиму експлуатації призвели до найбільшої у світі радіаційної аварії на АЕС з реактором РВПК. В останні роки були розроблені та впроваджені технічні рішення, що дозволили ліквідувати на діючих енергоблоках недоліки їх конструкції, що найбільш суттєво вплинули на розвиток та масштаби аварії.

Сьогодні прийнято рішення щодо відмови від продовження будівництва нових реакторів за вже розробленими проектами водяних графітових реакторів. В той же час, спеціалісти вважають за можливе створення водяних графітових енергоблоків з підвищеним рівнем безпеки.

У реакторах на швидких нейтронах (ШН) в якості теплоносія використовується натрій, який добре проводить тепло, не сповільнює і мало поглинає нейтрони. Реактор ШН складається з корпусу, заповненого натрієм. У басейн з натрієм заглиблена активна зона. Натрій прокачується через активну зону насосами. Гарячий натрій проходить через теплообмінник, в якому тепло натрію першого контуру передається натрію другого контуру. Потім потік натрію другого контуру проходить через парогенератор, випаровуючи воду третього контуру. Отримана пара поступає на турбіну електрогенератора. Таким чином, АЕС з реакторами на швидких нейтронах є трьохконтурними: два контури з натрієвим теплоносієм та один з водою.

Реактори ШН дозволяють у перспективі вирішити проблему довгострокового забезпечення ядерним паливом, бо в них можна реалізувати такий режим, за яким нового палива (плутонію) буде утворюватися більше, ніж витратиться вихідного. Сьогодні ж економічно не вигідно використовувати реактори ШН в такому режимі, так як більш дешевого палива з природного урану поки що достатньо для забезпечення потреб ядерної енергетики.

В якості теплоносія для реакторів ШН окрім натрію можна використовувати такі високо киплячі метали, як свинець, свинець-вісмут, що дає принципово нову можливість створення реакторів ШН підвищеної компактності та безпеки, тому що за умов аварійного перегріву активної зони не відбувається википання теплоносія.

Конструктивно рідинно-металеві реактори поділяються на реактори басейнового типу та типу петлі. В реакторах басейнового типу компоненти першого контуру, включаючи насоси і проміжний теплообмінник, заглиблені в басейн, заповнений натрієм і розташовані усередині корпусу реактора. В реакторах за типом петлі в корпусі реактора розташована тільки активна зона. Все інше обладнання першого контуру знаходиться поза корпусом реактора.

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

3.4. Системи управління та захисту ядерного реактора

Для підтримання безпечної роботи на АЕС діють спеціальні пристрої, основними з яких є:

- системи регулювання ланцюгової реакції;
- системи охолодження активної зони;
- системи радіаційного захисту.

Всі основні системи роботи реактора мають дублювання, тобто створені багаточисельні паралельні системи з таким розрахунком, що якщо одна система відмовиться, друга візьме на себе її функції.

Розглянемо коротко основні системи захисту атомної станції.

Системи регулювання ланцюгової реакції. Регулювання ланцюгової реакції здійснюється шляхом завантаження в активну зону стрижнів з бору або кадмію, що поглинають нейтрони. Піднімаючи та опускаючи стрижні, можна підтримувати роботу реактора на необхідній потужності.

Спеціальна система стрижнів аварійного захисту реактора (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.

До систем управління та захисту реактора відносяться також такі системи, як система **автоматичного регулювання потужності ЯР (САР)**, що становить собою сукупність приладів і пристроїв для автоматичного управління процесами пуску, підтримання та зміни рівня потужності ЯР і **систе-**

ма компенсації реактивності ЯР (СКР), що є сукупністю приладів і пристроїв для компенсації повільних змін реактивності ЯР, які обумовлені вигоранням ядерного палива, температурними та іншими факторами.

Охолодження реактора. В ядерному реакторі велика кількість тепла, що виробляється в результаті ланцюгової реакції, повинна постійно відводитися теплоносієм. Причому активна зона реактора повинна охолоджуватися і при зупинці реактора, бо паливо продовжує виділяти тепло в результаті радіоактивного розпаду продуктів розподілу, що накопичуються в ньому. Слід відзначити, що кількість залишкового тепла значно менша (не більше 5 %), ніж при реакції розподілу.

У якості теплоносія при охолодженні активної зони використовують рідини (вода), гази (вуглекислий газ, гелій) та метали (натрій).

Природна вода є доступним теплоносієм, вимагає попереднього очищення від газів. Недоліком даного теплоносія є низька температура кипіння та поглинання теплових нейтронів.

Важка вода мало відрізняється за властивостями від звичайної води, але не поглинає нейтрони. В той же час має високу вартість.

Натрій – хороший теплоносій, не реагує з металами до 600 – 900 °С.

Зупинка подачі теплоносія до активної зони може призвести до значного підвищення температури та розплавлення палива. Така аварія сталася на американській АЕС «Три-Майл-Айленд» в 1979 році, коли через ряд причин персонал своєчасно не помітив, що потік теплоносія значно зменшився. Аварія з втратою теплоносія є однією з найбільш «важких» аварій, що може статися з ядерним реактором. Тому ще під час розробки проекту реактора приймаються такі конструкційні рішення, що дозволяють вилучити порушення в подачі теплоносія. Крім того, реактор забезпечується аварійним запасом води – системою аварійного охолодження.

Радіаційний захист. Свіже ядерне паливо має слабку радіоактивність і тому в процесі роботи з ним немає необхідності у радіаційному захисті. По мірі роботи реактора в паливі накопичуються продукти розподілу, що мають високий рівень радіації. Крім того, накопичується плутоній та інші трансуранові елементи, що мають великі періоди напіврозпаду. Тому для захисту персоналу активна зона реактора і всі комунікації, по яких відбувається розвантаження відпрацьованого палива, мають потужний захисний екран. Крім того, кожна АЕС має систему утримання радіоактивних викидів як при роботі в нормальному режимі, так і на випадок аварії.

На сучасних АЕС утримання радіонуклідів на випадок аварії досягається багатобар'єрним принципом.

Перший бар'єр – сама таблетка діоксиду урану, що покрита цирконієвою плівкою. Більша частина продуктів розпаду утримується в самій таблетці.

Другий бар'єр – герметична оболонка твела, що утримує навіть газо-подібні радіонукліди.

Третій бар'єр – щільний, міцний корпус реактора, герметичні корпуси та трубопроводи першого контуру, що утримують радіонукліди на випадок розгерметизації оболонки твелів та проникнення радіонуклідів у теплоносій.

Четвертий бар'єр – масивна, міцна герметична оболонка (контайнмент), що закриває водо-водяні реактори або будівлю реактора на АЕС з реакторами типу РВПК. Менша міцність четвертого бар'єра АЕС з реакторами РВПК у порівнянні з ВВЕР компенсується наявністю спеціальної системи фільтрів для очистки викидів на випадок аварії.

Контайнмент являє собою захисну герметичну, залізобетонну оболонку, що попередньо утримується сталевими тросами. Дана система має форму кулі або циліндра і видержує тиск в декілька бар. Товщина залізобетонної стінки оболонки складає 1,2 м, внутрішня стіна має герметичне металеве облицювання товщиною 8 мм. Дана система захисту виконана з армованого бетону і може витримати падіння літака-випилювача типу „Mig”, землетрус силою 7 балів та дію ударної хвилі від вибуху 5 тонн тротилу на відстані 200 м.

Система радіаційного захисту здатна локалізувати радіоактивні речовини при виникненні максимальної проектної аварії. У випадку аварії оболонка заповнюється борною водою.

Під час будівництва нових АЕС слід враховувати сучасні міжнародні вимоги до радіаційної безпеки. Наприклад, при проектуванні і будівництві Рівненської АЕС реалізовані принципово нові рішення, такі як:

- три самостійні системи безпеки, які виконують свої функції у будь-яких аварійних умовах;
- система локалізації радіоактивного теплоносія в герметичних приміщеннях і в спеціальній шахті локалізації;
- будівлі, споруди та основне обладнання, споруджені з урахуванням сейсмічного району.

Таким чином, для функціонування АЕС необхідно мати паливо (уран, плутоній), сповільнювач нейтронів (легка або важка вода, графіт, берилій), теплоносій (вода, газ, натрій) для відведення теплоти, конструкційні матеріали, органи регулювання ланцюгової реакції (рухомі стрижні з матеріалу, який поглинає нейтрони), системи аварійного захисту реактора, системи радіаційного захисту та інші системи забезпечення безпеки АЕС.

3.5. Аналіз аварій та аварійних ситуацій на атомних електростанціях

Аварії на підприємствах ядерної енергетики вважаються найбільш небезпечними для людини і навколишнього середовища. Про це свідчать ава-

рії, пожежі та вибухи, що сталися на атомних станціях як в Україні, так і у світі. Аварії на АЕС відрізняються від звичайних ТЕС тим, що результатом їх може бути викид до навколишнього середовища значної кількості радіоактивних речовин. Під час реакції поділу ядер утворюється велика кількість радіоактивних продуктів, основна кількість яких (98 %) до тих пір, поки працює реактор, залишається в активній зоні. Тільки радіоактивні гази ксенон та криптон, що не вступають у хімічну реакцію, можуть надходити до атмосфери. Вони несуть меншу загрозу для населення у порівнянні з іншими радіоактивними ізотопами.

Інші радіоактивні продукти виділяються після видалення відпрацьованих ТВЕЛів.

Для нерегламентованого викиду радіоактивних речовин за межі активної зони остання повинна бути сильно нагріта і значною мірою пошкоджена, а оболонки ТВЕЛів розгерметизовані.

Перегрів зони може статися у випадку, коли інтенсивність тепловиділення в ній перевищує інтенсивність тепловідведення. Це буває під час аварій з втратою теплоносія першого контуру або під час перехідних процесів, наприклад, у випадку збільшення потужності реактора. Кожний перехідний процес може бути або очікуваним (ймовірним), або неочікуваним. З очікуваними (проектними) аваріями система безпеки станції справляється, що робить неможливим викид активності і, отже, екологічну катастрофу.

На жаль, відбуваються, хоча і досить рідко, неочікувані перехідні процеси.

За надрукованими даними, в 14 державах світу на атомних електростанціях (до 1990 року) відбулося більше 150 небезпечних подій і аварій різного ступеня складності. Великі аварії відбувалися в США, Німеччині, Канаді, Франції, Японії, Англії, колишньому Радянському Союзі. В таблиці 4.2. описані аварії, що сталися в країнах світу, з якої видно, що аварії на ядерних реакторах почалися фактично зразу ж після їх появи і небезпека їх виникнення існує і сьогодні.

Таблиця 4.2 — Приклади аварій на АЕС

№ п/п	Рік виникнення аварії	Місце виникнення аварії	Характер аварії	Наслідки аварії	Кількість постраждалих, чол.

1	1951	США, м. Детройт.	Перегрів палива в результаті підви- щення температу- ри	Забруднення повітря радіоак- тивними газа- ми	-
2	1957	Англія, м. Віндскейл	Помилка персона- лу. Відсутність си- стеми герметизації	Пожежа протя- гом 2-х днів у активній зоні (уран-графіту). Вихід продук- тів. Площа за- бруднення 520 кв.м.	-
3	1959	США, штат Калі- форнія, експеримен- тальний ЯР	Розплавлення час- тини паливних елементів внаслі- док виходу із ладу системи охоло- дження	-	-
4	1961	США, штат Айдахо, експериментальний ЯР	Вибух пари	-	3 чол. загинуло
5	1966	СРСР, м. Мелекессе	Розгін ЯР на мит- тєвих нейтронах	-	Опромінення 2 чол.
6	1966	США, поблизу м. Детройта	Часткове розплав- лення активної зони внаслідок виходу із ладу си- стеми охолоджен- ня	-	-
7	1969	Франція, Сен-Лоран	Помилка персона- лу	Пошкодження активної зони	-
6	1971	США, штат Міне- сота	Переповнення сховища відходів, виток 200 тис. л. забрудненої ра- діоактивними ре- човинами води	Забруднення р. Міссісіпі	-
7	1974	ФРН, м. Вюргассен	Помилка персона- лу. Відмова обла- днання. Проектна помилка	Пошкодження захисної обо- лонки	-
8	1974	СРСР, Ленінградсь- ка АЕС, 1-й блок	Вибух залізобе- тонного газголь- дера витримки ра- діоактивних газів.	-	-

9	1974	СРСР, Ленінградська АЕС, 1-й блок	Розрив проміжного контуру внаслідок скипання води з наступними гідроударами	Скидання високоактивних вод у зовнішнє середовище	Загинуло 3 чол.
10	1975	США, Браунс-Феррі	Помилка персоналу	Пошкодження основного обладнання	
11	1975	СРСР, Ленінградська АЕС, 1-й блок	Часткова руйнація активної зони. Зупинка реактора і продування аварійною витратою азоту в атмосферу через вентиляційну трубу.	Викид у зовнішнє середовище близько 1,5 млн. кюри високоактивних радіонуклідів	-
12	1977	СРСР, Білоярська АЕС, 2-й блок	Розплавлення половини паливних збірок активної зони	-	Опромінення персоналу
13	1978	СРСР, Білоярська АЕС, 2-й блок	Пожежа від падіння плити машинного залу на маслобак турбіни. Повне вигорання контрольного кабелю, ЯР без контролю.	Згорів 2-й блок АЕС	Опромінення 8 чол. персоналу
14	1979	США, Ойстер-Крик	Відмова обладнання. Проектна помилка	Можливе осушення активної зони	
15	1979	США, АЕС «Три-майл-Айленд»	Розплавлення активної зони через втрату охолодження реактора. Викид радіоактивних газів та рідких радіоактивних відходів.	Радіоактивне забруднення р. Сукуахана. Евакуація населення.	-
16	1979	СРСР, м. Білоярськ	Руйнування паливних збірок активної зони	-	Опромінення персоналу

17	1982	СРСР, Чорнобильська АЕС, 1-й блок	Руйнування централь-ної паливної збірки через помилкові дії персоналу	Викид радіоактивності на пром-зону та м. При-п'ять	Опромінення персоналу
18	1982	США, м. Рочестер	Розрив труби парогенератора	Викид радіоактивної пари в атмосферу	-
19	1982	США, м. Онтаріо	Аварія в системі охолодження реактора, витоки радіоактивних речовин в атмосферу	На АЕС введена надзвичайна ситуація	-
20	1982	СРСР, Вірменська АЕС, 1-й блок	Вибух генератора	Згорів машинний зал	-
21	1985	СРСР, Балаковська АЕС.	Зривання запобіжного клапана і викид перегрітої пари (300 ⁰ С) в приміщення. Помилкові дії персоналу при проведенні пуско-налагоджувальних робіт.	-	Загинули 14 чол.
22	1985	США, поблизу м. Нью-Йорку	Витоки радіоактивної води через несправність клапана.	Витоки радіоактивності за межі АЕС	-
23	1986	СРСР, Чорнобильська АЕС, 4-й енергоблок	Вибух активної зони ЯР з повним руйнуванням зони, частини реактора, викидом у навколишнє середовище величезної радіоактивності, загорянням графітової кладки реактора і будівельних конструкцій, включаючи дах машинного залу і реакторного енергоблоку.	Сумарна активність аварійних викидів близько 500 МКи. Викид радіонуклідів тривав до двох тижнів. Збитки – 200 млрд.дол.	Загинули 26 чол. Опромінення персоналу

24	1992	СРСР, Балаковська АЕС, 3-й блок	Загоряння розподільчого пристрою внаслідок короткого замкнення	Реактор заглушений, блок відключений	-
----	------	---------------------------------	--	--------------------------------------	---

Найбільш відомими до Чорнобиля, що супроводжувалися несанкціонованими викидами радіоактивних речовин, були аварії у Віндскейлі (Англія) та на острові Три Майл (США).

У Віндскейлі в активній зоні одного з уран-графітових реакторів, що використовувалися для отримання плутонію, сталася пожежа з наступним викидом радіоактивних продуктів до навколишнього середовища. Пожежа тривала близько двох діб. Найбільший рівень радіоактивності на відстані 1,5 км від реактора склав близько 4 мР/год.. Радіоактивна хмара була виявлена навіть у Німеччині та Норвегії.

28 березня 1979 року сталася велика аварія реакторного блока №2 потужністю 880 МВт (електричних) на АЕС “Три-Майл-Айленд” (США).

Як з’ясувалося, при засміченні насосів охолодження активної зони реактора і порушенні роботи автоматики та витоку 4,55 млн. літрів води утворився пузир водню в активній зоні реактора, який міг призвести до вибуху та сильного радіоактивного забруднення.

У результаті виходу з ладу основних насосів парогенератор не міг відводити від першого контуру тепло, що вироблялось реактором. Автоматично відключилась турбіна. У першому контурі швидко зросла температура та тиск води. В момент відкриття запобіжного клапана спрацювала система захисту реактора з опусканням стрижнів-поглиначів, у результаті чого ланцюгова реакція припинилась і реактор практично був зупинений. Процес поділу ядер урану припинився, але продовжувався ядерний розпад уламків. Запобіжний клапан був відкритий, рівень води в корпусі реактора падав, температура зростала. Це призвело до утворення паро-водневої суміші, в результаті чого вийшли з ладу головні циркуляційні насоси. Як тільки тиск упав, автоматично спрацювала система аварійного охолодження активної зони, паливні зборки почали охолоджуватися. Це сталося через дві хвилини після виникнення аварії. (Якщо порівнювати дану аварію з аварією на ЧАЕС, то ця ситуація схожа на Чорнобильську за 20 секунд до вибуху. Але в Чорнобилі система аварійного охолодження активної зони була відключена персоналом завчасно). Вода випаровувалася з реактора, клапан заклинило, рівень води в реакторі падав і третина активної зони залишалась без охолодження. Захисні цирконієві оболонки почали тріскатися та розсипатися. З пошкоджених твелів почали виходити радіоактивні продукти. Вода першого контуру стала радіоактивною. Температура всередині реактора перевищила 400 °С і на пульті управління ЕВМ, що слідкувала за температурою активної зони, показувала знаки питання. І так було протягом 11 годин. У

верхній частині корпусу реактора утворився газовий пузир. Активна зона розігрілась до такої міри, що через хімічні властивості цирконію, виникло розщеплення молекул води на водень та кисень. Утворився пузир об'ємом близько 30 м^3 , основними складовими якого були водень та радіоактивні гази – криптон, аргон, ксенон. Головна небезпека полягала в тому, що в будь-який момент суміш водню та кисню могла вибухнути, що і трапилося в Чорнобилі.

Рівень радіації всередині захисної оболонки досяг 30 000 бер в годину, що в 600 разів перевищувало смертельну дозу. Якби пузир збільшувався, то він би витиснув усю воду з реактора і температура піднялась би настільки, що розплавився б уран (що сталося в Чорнобилі). Але, на щастя, пузир почав зменшуватися і небезпеки вибуху вдалося уникнути. Навколишнє середовище від аварії не постраждало. Невеликі дози (3-5 бер) отримали працівники станції. Але цей факт мав широкий резонанс у суспільстві і значно підірвав довіру до ядерної енергетики у США. Прямі і непрямі збитки від аварії склали 130 млрд. доларів.

В 1957 році в Росії на Киштимському комплексі стався вибух, унаслідок якого відбулося радіоактивне забруднення території площею 23 тис. км^2 . Сумарна активність викиду – близько 20 МКи.

Аварія на четвертому блоці Чорнобильської АЕС. 26 квітня 1986 року о 00 годині 23 хвилини відбулася глобальна трансгранична за масштабами аварія четвертого блока потужністю 1 млн. кВт. на Чорнобильській АЕС в період зупинки його на плановий середній ремонт (вступив у дію в грудні 1983 року). Керівництво АЕС прийняло рішення провести експеримент щодо можливості використання механічної роботи двигуна турбогенератора №8 (після відключення його від пари) для енергозабезпечення особистих потреб реактора в умовах його знеструмлення. Експеримент, як показало розслідування, не був належним чином підготовлений.

Розглянемо, які події відбувалися напередодні аварії 25 квітня 1986 року.

О 01 годині 00 хвилин 25 квітня 1986 року персонал станції приступив до зниження потужності реактора №4, що працював за номінальними параметрами.

13 годин 00 хвилин – 13 годин – 30 хвилин. Турбогенератор №7 був вимкнений від мережі. Електричне живлення особистих потреб блока (чотири головних циркуляційних насоси, два живильних електричних насоси та інше) було переведене на шини турбогенератора №8, що залишився у роботі.

Теплове навантаження складало 1600 МВт (50 % від номінального). Запас реактивності (кількість стрижнів-поглиначів, що були спущені до активної зони) складав 30 стрижнів. Відповідно до регламенту максимально допустимі втрати реактивності у перехідному процесі повинні складати не

менше ніж 15 стрижнів. Відповідно до регламенту, що діяв на той час, під час зниження запасу реактивності до 30 стрижнів можна було працювати з дозволу головного інженера станції, а за умови зниження запасу до 15 стрижнів необхідно заглушити реактор.

14 годин 00 хвилин. Згідно з програмою випробувань була вимкнена система аварійного охолодження реактора, щоб не допустити можливого теплового удару при надходженні холодної води до гарячого реактора. За вимогою диспетчера Київенерго через дефіцит потужності в системі об'єднаного диспетчерського управління подальше зниження потужності реактора було призупинено. Експлуатація четвертого енергоблока в цей час продовжувалась із вимкненою системою аварійного охолодження реактора, що не дозволялось технологічним регламентом.

23 година 10 хвилин. Після отримання дозволу на зупинку реактора, продовжено зниження його потужності.

Згідно з програмою випробувань вибіг ротора генератора передбачалось здійснити за потужністю реактора 700-1000 МВт (такий вибіг необхідно здійснювати на момент зупинки реактора, бо за максимальної проектної аварії аварійний захист реактора зупиняє апарат). Але був вибраний інший шлях – продовжити експеримент за умов працюючого реактора.

Зміна, що заступила о 24 годині 00 хвилин, прийняла реактор на низькій потужності 700 МВт (теплових). Зменшення потужності через отруєння ксеноном призводить до зниження запасу реактивності. Згідно регламенту на такій потужності необхідно було переключити систему з локального автоматичного регулятора на загальний автоматичний регулятор. Але через неправильні дії оператора потужність реактора зменшилась, майже, до нуля (30 МВт (тепл.)). За такої малої потужності інтенсивність отруєння реактора продуктами розкладання (ксеноном, йодом) різко зростає.

01 година 00 хвилин. Персоналу вдається підняти потужність реактора та стабілізувати її на рівні 200 МВт (теплових) замість 700-1000 МВт, що передбачено програмою випробувань. Виведення реактора на потужність здійснюється шляхом ручного виведення стрижнів-поглиначів з активної зони. Запас реактивності був аварійний, але з порушенням вимог регламенту робота продовжувалася. Через малий запас реактивності персоналу не вдалося підняти потужність до 700 МВт. Тривала робота реактора за потужністю меншою 700 МВт (теплових) регламентом не дозволяється, бо за цим режимом невеликі зміни потужності призводять до великих змін в об'ємі пари. За цих умов ускладнюється управління потужністю та витратою живильної води. Виведення великої кількості регулюючих стрижнів на низькому рівні потужності (200 МВт) одночасно створило умови, які збільшили нестабільність роботи реактора та знизили ефективність системи захисту. Чим менший запас реактивності, тим більше чутливим стає реактор до змін в перерозподілі пари в активній зоні.

За потужності реактора нижчою 20 % від номінальної, реактор потрапляє до режиму, коли підвищення потужності призводить до підвищення реактивності і, як наслідок, до подальшого підвищення потужності реактора. За номінального режиму (потужність більша за номінальну на 20 %) такий ефект відсутній.

Реактор продовжував працювати на рівні потужності 200 МВт, яка була забороненою для його тривалої експлуатації. Це було серйозним порушенням, але ще не достатнім, щоб викликати аварію.

01 година 07 хвилин. До шести працюючих головних циркуляційних насосів (ГЦН) додатково підключають ще два з метою надійного охолодження активної зони після закінчення експерименту. Слід відмітити, що гідравлічний опір активної зони залежить від потужності реактора. А оскільки потужність реактора була малою, гідравлічний опір активної зони також був низьким. У роботі знаходилося вісім насосів, сумарна витрата води через реактор зросла до 60 тисяч куб. м. за годину за нормою 45 тисяч куб. м., що було грубим порушенням регламенту експлуатації. За такого режиму насоси можуть зірвати подачу, можливе виникнення вібрації трубопроводів контуру через закипання води із сильними гідроударами.

Щоб запобігти зупинки реактора через значні коливання тиску та рівня води в барабанах-сепараторах, персонал відключив аварійний захист по тиску і рівню води.

01 година 20 хвилин. В результаті ксенонового отруєння стрижні автоматичного регулювання вийшли майже до положення верхніх кінцевих вимикачів. Щоб не допустити вимкнення автоматичного регулятора та утримати його у зоні регулювання, оператору прийшлося додатково інтенсивно виймати стрижні поглиначі, запас реактивності став ще меншим.

Унаслідок підключення двох додаткових ГЦН рівень води в барабанах-сепараторах почав зменшуватися, зменшилось і пароутворення теплоносія в активній зоні реактора. Для його підтримання оператор різко збільшує подачу живильної води до реактора. Унаслідок цього технологічні канали заповнились водою по всій висоті активної зони, а парова фаза зайняла верхню частину каналу на ділянці 1,5-2 метри зверху від активної зони.

01 година 22 хвилини 30 секунд. В активній зоні знаходились 6-8 стрижнів-поглиначів замість 30-ти необхідних.

Після досягнення номінального рівня води в барабанах-сепараторах оператор різко знизив витрату живильної води (практично до нуля). Реактор почав збільшувати потужність. Зниження витрати живильної води призвело до підвищення температури води на вході циркуляційного насоса.

Діючий регулятор не зміг зупинити збільшення потужності. Відбувся автоматичний перехід на резервний регулятор, який також починає рух стрижнів до зони, але ефективність стрижнів-регуляторів не збільшилась.

В цій ситуації завданням оператора було «допомогти» регулятору по-давити потужність реактора, що збільшувалася, шляхом введення до активної зони стрижнів. Але, мабуть, вибір стрижнів для цього був невдалим. За вдалого вибору стрижнів, їх швидкого уведення до зони (по чотири чи по два) можна було б зупинити підвищення потужності та попередити аварію навіть на цей момент.

01 година 23 хвилини 04 секунди. Закрито подачу пари до турбіни. Почався режим вибігу. Одночасно були вимкнені сьомий та восьмий турбогенератори, що не дозволило спрацювати ще одній системі захисту – зупинці реактора після вимкнення останнього працюючого генератора. Аварійний захист реактора був заблокований персоналом, щоб мати можливість повторити випробування, якщо перша спроба виявиться невдалою.

Оскільки з кожного боку контуру охолодження реактора два насоси живились від турбогенератора, що проходив випробування, то у процесі випробувань витрата води через реактор стала зменшуватися, підвищилось пароутворення, а це сприяло прискоренню зростання потужності.

За підвищення потужності реактора виникає криза тепловіддачі, руйнуються паливні ядерні касети, бурхливо закипає теплоносій, до якого вже потрапили частинки зруйнованого палива, різко підвищується тиск в технологічних каналах і вони починають руйнуватися. За різкого підвищення тиску в реакторі закриваються зворотні клапани головних циркуляційних насосів і повністю зупиняється подача води через активну зону. Пароутворення зростає. Тиск підвищується із швидкістю 15 атм. за секунду.

01 година 23 хвилини 40 секунд. Начальник зміни, зрозумівши небезпеку ситуації, що виникла, дав команду заглушити реактор кнопкою аварійного захисту. Потужність реактора на цей момент становила 500 МВт (теплових).

Стрижні управління та захисту пішли до активної зони, але дійшли лише до 3-3,5 м. Під час руху поглиначів униз (до активної зони) густина нейтронів за висотою реактора перерозподіляється – збільшується у нижній частині та зменшується у верхній. Оскільки процес виштовхування стрижнів управління конструктивно виконаний не за всією висотою активної зони, а канал у верхній та нижній частинах зайнятий водою, під час руху стрижня униз ефект зменшення поглинання нейтронів нижнім стовпом води перевищує ефект поглинання нейтронів стрижнем. Особливо важливим цей ефект стає тоді, коли із активної зони виведена велика кількість стрижнів. Все це призвело до збільшення реактивності та раптового збільшення потужності (реактор набув некерованого режиму роботи).

У цей момент відбувається масове руйнування технологічних каналів і в активній зоні реактора відбувається бурхлива парацирконієва й інші хімічні та екзотермічні реакції з утворенням водню і кисню, тобто вибухової суміші.

Одночасно стався потужний паровий викид – спрацювали головні запобіжні клапани реактора. Але викид тривав недовго, клапани не спроможні були справитися з таким тиском та витратою і зруйнувалися.

У цей же час великим тиском відірвало нижні водяні та верхні пароводяні комунікації. Реактор зверху отримав вільне сполучення з центральним залом та приміщеннями барабан-сепараторів, а знизу – з міцним, щільним боксом, який за проектом був передбачений для локалізації граничної ядерної аварії. На момент цієї аварії даний бокс став величезною ємністю, де почав накопичуватися вибухонебезпечний газ.

01 година 23 хвилини 58 секунд. Концентрація водню у вибуховій суміші у різних приміщеннях блока стала вибухонебезпечною. Реактор та будівля четвертого енергетичного блока були зруйновані серією потужних вибухів.

Вибух активної зони ЯР призвів до повного руйнування активної зони реактора, викиду у навколишнє середовище величезної радіоактивності, загоряння графітової кладки реактора і будівельних конструкцій, включаючи дах машинного залу і реакторного енергоблока. На момент аварії на ЧАЕС у паливному завантаженні активної зони містилось близько 680 кг напрацьованих в реакторі трансуранових елементів та близько 350 кг радіоактивних продуктів розподілу сумарною активністю понад 5700 МКи.

У результаті радіаційного опромінення під час аварії загинули 26 чоловік. Сумарний збиток від аварії оцінюється в 170-215 млрд. доларів. Але оцінити збитки, що нанесені Україні і всьому людству, практично неможливо.

Радіаційна обстановка, що виникла внаслідок аварії, визначалась викидом з активної зони паливного завантаження, що перетворилось у неконтрольоване джерело іонізуючих випромінювань та глобального радіоактивного забруднення.

Відомо, що суттєве радіоактивне забруднення, окрім країн СНД, спостерігалось в країнах Східної Європи, Швеції, Італії, Ірландії, Норвегії, Фінляндії, Греції, Туреччини, Ізраїлю. Загальний об'єм викиду близько 450 типів різноманітних радіонуклідів оцінюється в десятки тисяч Хіросім. Сумарна активність аварійних викидів оцінюється приблизно в 500 МКи. Японський вчений М. Танока, директор Національного центру з досліджень в галузі атомної енергетики, відмітив, що унаслідок вибуху атомної бомби над Хіросімою сумарний викид радіоактивності склав 0,74 кг, а під час аварії на ЧАЕС – 63 кг.

Шляхами поширення радіоактивних речовин через навколишнє середовище до людини стали рухомі повітряні та водяні середовища. Але на майданчику ЧАЕС радіаційна обстановка в 1986 році визначалась також прямим випромінюванням від блоку та від поверхні землі, забрудненої в період активної стадії аварії. Через високу активність та радіаційні поля на-

копичення відпрацьованого ядерного палива та фрагментів активної зони не піддавались контролю.

Зараз і ще на десятки років основним джерелом зовнішнього опромінення є і буде ^{137}Cs у випадках на ґрунт, а внутрішнього - ^{137}Cs та ^{90}Sr у продуктах харчування, що виробляються на забруднених цими радіонуклідами територіях.

Пожежна небезпека під час аварії визначалась великою кількістю горючого матеріалу без засобів виявлення та ліквідації пожежі.

Тому одним із першочергових заходів по покращенню радіаційної обстановки стало створення додаткового захисту – укриття території та завалів на підступах до блока біозахистом.

І сьогодні ще розглядаються та уточнюються причини аварії на ЧАЕС. Однією з причин аварії та руйнування центрального залу 4-го енергоблоку вважають виникнення ударної хвилі в результаті вибухового випаровування частини палива активної зони реактора, що вийшла із шахти і вибухнула в центральному залі в результаті розігріву через вибіг реактивності на висоті 14 м. Іншими словами, однією із версій руйнування центральної зали стала самочинна ланцюгова реакція, що має місце при ядерному вибуху, внаслідок якого паливо випарувалось, а температура фронту вибухової хвилі перевищила $7000\text{ }^\circ\text{C}$.

Більш ймовірною причиною руйнування центрального залу 4-го енергоблока ЧАЕС вважають вибух водню, що утворився в результаті парацирконієвої реакції усередині активної зони після руйнування оболонок твелів та контактування ядерного палива з теплоносієм.

До конструктивних причин аварій слід віднести:

1. Позитивний паровий коефіцієнт реактивності. Під час збільшення вмісту пари у активній зоні коефіцієнт розмноження реактора підвищується (тим більший за абсолютним значенням, чим нижчий рівень потужності). За цим режимом будь-яке збільшення потужності призводить до підвищення пароутворення, збільшується коефіцієнт розмноження і, отже, відбувається подальше підвищення потужності. Реактор розганяється. За номінальною потужністю реактора це явище не спостерігається.

2. Неєфективний аварійний захист через недоробки конструкції органів регулювання за малого рівня потужності та низького запасу реактивності (мала кількість поглиначів у активній зоні). На початку введення поглиначів з використанням аварійного захисту коефіцієнт розмноження став збільшуватися, а не зменшуватися.

Цього ефекту можна було б уникнути, якщо б у конструкції реактора були передбачені стрижні-поглиначі, які вводяться до активної зони знизу уверх.

Сьогодні на всіх реакторах типу РВПК виконана відповідна реконструкція з вилучення всіх недоліків, що вказані вище. В реакторах типу ВВЕР таких недоліків немає.

Але, як відомо, безвідмовної складної технології не буває. Тому атомні електростанції залишаються техногенно-небезпечними об'єктами, про що свідчить статистика аварій, що виникли на даних об'єктах, та їх наслідків.

3.6. Пожежна безпека атомних електростанцій

Пожежна безпека усіх видів електростанцій багато в чому близька, але наслідки пожежі на АЕС значно важчі, тому що пожежа, яка виникає на атомній електростанції, часто не дозволяє зробити безпечну зупинку станції і призводить до викиду радіоактивних речовин в атмосферу.

На рівень пожежної безпеки АЕС впливають такі фактори, як стан протипожежного нормування на момент проектування і будівництва АЕС, проектні помилки, будівельні недоробки, прорахунки в процесі експлуатації, надійність систем пожежної автоматики, підготовка обслуговуючого персоналу до профілактики загорянь і дій при їхньому виявленні тощо. Основними ж факторами, що обумовлюють рівень пожежної безпеки АЕС, є:

- наявність великої кількості горючих речовин та матеріалів;
- надзвичайна уразливість атомного реактора під час пожежі (навіть незначна пожежа може привести до неконтрольованого виходу радіоактивних речовин);
- вибухове розкладання деяких матеріалів при взаємодії з водою.

Підвищену пожежну безпеку АЕС створюють великі кількості горючих трансформаторних, турбінних мастил (приблизно 100 тонн), що експлуатуються в умовах високих температур (до 200 °С), які можуть перевищувати їх температуру самоспалахування, ізоляція електричних кабелів, водневі системи охолодження реакторів, а також рідкометалеві теплоносії і пірофорні сполуки, що використовуються в деяких реакторах і схильні до самозаймання при контакті з водою.

Номенклатура і кількість горючих речовин та матеріалів може мінятися в залежності від типу станції. Так, наприклад, в машзалі Нововоронезької АЕС (Росія) знаходиться 176 т масла, 400 м³ водню.

Розглянемо пожежну безпеку горючих речовин і матеріалів, що використовуються на АЕС.

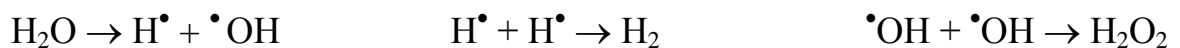
Водень – газ без кольору та запаху з густиною 0,09 г/л при тиску 101,3 кПа та температурі 0 °С, в 14 разів легший за повітря (є самою легкою речовиною на Землі). При звичайних температурах дуже стійкий. Реагує з киснем (горить майже невидимим полум'ям) та з хлором. Суміші водню з повітрям, киснем та хлором -вибухонебезпечні. Область спалахування 4 – 75 %, мінімальна енергія запалювання 0,02 мДж, температура самоспалахування - 783 К, нормальна швидкість поширення полум'я - 2,7 м/с.

Поширення полум'я по воднево-повітряній суміші може відбуватися, якщо об'ємна частка водню у суміші знаходиться у межах 4-75 %. За вмісту водню в суміші понад 10 % він згорає повністю.

Місцями аварійного виходу та вибуху водню на АЕС можуть бути: реакторне відділення, машинний зал, електролізна, акумуляторна.

Основними джерелами появи водню в реакторному відділенні з реакторами типів ВВЕР та РВПК є **радіоліз води та парацирконієва реакція** в аварійному режимі, які пов'язані з утратою теплоносія.

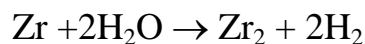
При поглинанні енергії випромінювання молекули води розкладаються в результаті первинних та вторинних реакцій радіолізу:



Такі реакції відбуваються з водою, як у межах випромінювання активної зони реактора при аварії системи охолодження, так і у відстійнику, де випромінювання створюється в результаті виділення продуктів розпаду.

Такі ж реакції можуть відбуватися і в басейні витримки тепловиділяючих збірок.

Парацирконієва реакція (взаємодія цирконію з водою) відбувається усередині активної зони після руйнування оболонок ТВЕЛів та контактування ядерного палива з теплоносієм. У результаті такого контакту різко підвищується температура усередині цирконієвих технологічних каналів, що і призводить до такої реакції. Парацирконієва реакція також супроводжується виділенням водню:



Додатково може виділятися водень і при взаємодії води з металевими поверхнями (цинковими, алюмінієвими) у захисній оболонці.

У реакторних відділеннях з реакторами типу ШН утворення водню може відбуватися в результаті взаємодії натрію з водою.

Таким чином, за даних умов аварії водень з киснем може утворити вибухопожежонебезпечні суміші, які, в першу чергу, накопичуються і горять у просторі під «ковпаком» захисної оболонки.

Характер горіння водню залежить від багатьох факторів, у тому числі і від загальної і локальної концентрації водню під оболонкою та від наявності джерел запалювання. Якщо водень спалахує до його перемішування із середовищем, що заповнює об'єм захисної оболонки, то буде мати місце дифузійне горіння; якщо запалювання відбудеться після повного перемішування водню з атмосферою оболонки і його концентрація буде перевищувати нижню концентраційну межу поширення полум'я водню (4 – 9 %), тоді буде мати місце горіння без вибуху. Через те, що під захисною оболонкою

можуть бути джерела запалювання, то найбільш ймовірним є поступове горіння водню. Але, якщо водень накопичується у таких кількостях, концентрація яких перевищує нижню детонаційну межу (18,2 % для воднево-повітряної суміші), тоді його горіння може закінчитися детонацією.

Збільшення тиску внаслідок тільки однієї реакції горіння водню недостатньо для того, щоб зруйнувати захисну оболонку. Але у поєднанні з іншими причинами підвищення тиску, що з'являються в результаті тих чи інших аварій, воно становить небезпеку. Так, горіння водню може зіграти вирішальну роль у руйнуванні або прискоренні руйнування захисної оболонки під час аварії, пов'язаної з розривом головного циркуляційного трубопроводу реактора, а також при аварії з повною втратою електроживлення і супутньому відмовленні активних пристроїв безпеки.

Небезпечним також є утворення горючого оксиду вуглецю, що утворюється при взаємодії розплаву речовини активної зони, що виходить за межі корпусу, з бетоном.

У машинній залі АЕС витоки водню та його спалахування від іскор електротехнічних пристроїв або інших джерел відкритого вогню можуть статися на випадок розгерметизації сальників генератора.

Причиною руйнування корпусу реактора та захисної оболонки також може стати **паровий вибух**, який характеризується значним зростанням тиску при інтенсивному пароутворенні. Паровий вибух може відбутися при визначеній концентрації та температурі суміші і здатний створити ударну хвилю, яка призводить до руйнації нижньої частини корпусу з утворенням уламків або всього корпусу. При цьому уламки, що розлітаються із швидкістю кулі, руйнують сферичну кришку корпусу або вибивають керуючі стрижні, які, у свою чергу, можуть зруйнувати захист АЕС.

Натрій - найбільш пожежонебезпечний матеріал, що використовується на АЕС у великих об'ємах в якості теплоносія.

Натрій має високу хімічну активність, при його горінні виділяється велика кількість тепла, що приводить до підвищення температури та тиску в приміщеннях. Температура горіння натрію становить близько 900 °С, температура самоспалахування в кисні – 118 °С, температура самоспалахування в повітрі - 330 – 360 °С. При згорянні натрію в надлишку кисню утворюється перекис Na_2O_2 , що з легкозаймистими речовинами (порошками алюмінію, сіркою, вугіллям тощо) реагує дуже енергійно, іноді з вибухом. Реакція з водою починається при температурі мінус 98 °С з виділенням водню.

Під час горіння натрію в воді, що розлилася на підлозі (за даними експериментальних досліджень), температура на поверхні горіння досягає 750 - 850 °С.

Пожежі на АЕС з реакторами на швидких нейтронах, що супроводжуються горінням натрію, характеризуються ушкодженням та руйнацією будівельних і технологічних конструкцій внаслідок теплового впливу.

Однією з найбільш поширених причин виникнення пожеж та загорянь на АЕС є загоряння **нафтових та турбінних масел**, на яких працюють турбогенератори, насоси та інше технологічне обладнання електростанцій.

В якості масел на АЕС використовуються горючі нафтові масла і частіше - менш горючі турбінні масла типу ОМТИ з температурою спалаху більшою 240 °С та температурою самоспалахування більшою 350 °С (температура спалаху для нафтових масел складає 190 °С). Горіння масел супроводжується великим задимленням та зниженням видимості. Так, наприклад, при горінні турбінного масла на площі 5 м² відбувається повне задимлення машинного залу об'ємом більше 8000 м³, видимість при цьому знижується до 1 м. Такі умови створюються вже через 5 хвилин після виникнення пожежі.

У звичайному режимі турбіни працюють при температурі свіжої пари 275 °С, що значно нижча за температуру самоспалахування масел, але загроза виникнення пожежі настає за умов просочення ізоляції паропроводів маслами з наступним їх окисненням та самозайманням. Частіше за все загоряння масел відбувається при попаданні його на гарячі ділянки паропроводів під час руйнування або ослаблення через вібрацію масляних трубопроводів.

Рівень пожежовивбухонебезпеки турбогенераторів підвищується за рахунок:

- підвищення тиску масла в системах регулювання;
- збільшення довжини маслопроводів;
- ускладнення схеми регулювання і захисту;
- підвищення температури паропроводів, корпусу турбіни і парових клапанів;
- використання водню в системі охолодження генератора.

На силових трансформаторах причиною загоряння масла є внутрішні ушкодження в результаті короткого замкнення, зносу і загоряння ізоляції, а також погіршення якості трансформаторного масла. Через велику потужність короткого замикання (особливо між фазами) відбувається бурхливе виділення газів, що приводить до ушкодження корпусу і викиду масла назовні з розливом та загорянням масла на великі площі.

Пожежна небезпека кабелів. Практика показує, що більшість пожеж, що виникають на електростанціях, відбувається в кабельному господарстві. Така ситуація обумовлюється підвищеною концентрацією горючих електричних кабелів на одиниці об'єму кабельних споруд, що призводить до значного зростання пожежного навантаження і ризику виникнення пожежі.

У порівнянні з іншими тепловими електростанціями, довжина кабельних ліній на АЕС більша у 2,5-3 рази, що обумовлюється складністю технологічних процесів. Кабелі і кабельні вироби на АЕС працюють в жорстких умовах: температура навколишнього середовища - до 333 °С; відносна вологість повітря - в межах 20-100 %; тиск - до 100 кПа; інтенсивність випромі-

нювання - 0,1 М. У залежності від умов та вимог до експлуатації, кабельні вироби, що використовуються на АЕС, поділяються на дві групи:

- кабелі для прокладки в кабельних спорудах і технологічних приміщеннях;

- кабелі спеціального призначення для роботи в гермозонах реакторних відділень АЕС із впливом спеціальних факторів у процесі експлуатації (опромінення, підвищений тиск і температура, вплив хімічних речовин).

Найбільшу пожежну небезпеку становлять кабелі з полівінілхлоридним ізоляційним покриттям. У процесі горіння полівінілхлоридний пластик виділяє у великих кількостях хлористий водень та токсичні гази (оксид вуглецю), що утруднює гасіння пожежі.

Крім вищеназваних речовин та матеріалів, на АЕС використовуються також уран, плутоній, магній, цирконій, графіт тощо. Уран, плутоній є горючими речовинами. Уран - метал, у вигляді стружки легко окислюється, схильний до самозаймання. Температура самоспалахування урану – 300 °С (в сухому повітрі) і 250 °С (у вологому). Плутоній має більшу схильність до загоряння.

Графіт займається слабо і тільки в накопиченому стані, під впливом радіації структура графіту змінюється, що приводить до підвищення температури і загоряння графіту.

Значну пожежну небезпеку на АЕС також являють інші горючі матеріали, що використовуються у великій кількості в якості будівельних матеріалів для споруд, покриттів, утеплювачів тощо. Згідно зі статистичними даними, до 75% пожеж закінчується обваленням несучих металоконструкцій.

Джерелами запалювання на АЕС можуть бути:

- теплота хімічних реакцій рідкометалевих теплоносіїв з киснем повітря, водою (наприклад, при взаємодії натрію з водою температура реакційного середовища може підвищитися до 700 °С);

- високо нагріті поверхні паропроводів турбін (350-500 °С);

- самозаймання промасленої ізоляції паропроводів;

- розряди статичної електрики, електричні дуги, електричний пробій ізоляції тощо;

- іскри під час ударів та тертя;

- розжарені та розплавлені частки металу;

- відкритий вогонь та іскри під час проведення ремонтних робіт та інші.

Пожежа, що виникає на АЕС, дуже швидко поширюється по горючих речовинах та матеріалах, що використовуються в будівельних конструкціях, до яких слід віднести пластикове покриття підлог, кабельні лінії, теплоізоляція паропроводів тощо. Вогонь дуже швидко поширюється також по дзеркалу розлитих горючих рідин (наприклад, масла), по промаслених ізоля-

ційних матеріалах, технологічних комунікаціях, трубопроводах, системах вентиляції.

Небезпечним є поширення полум'я по воднево-повітряній суміші, що вибухає. При цьому вогонь швидко поширюється на інші установки та споруди по уламках, що розлітаються внаслідок вибуху.

3.7. Протипожежний захист атомних електростанцій

Проведений порівняльний аналіз вимог норм та правил пожежної безпеки, що висунуті міжнародним агентством атомної енергетики (МАГАТЕ), показує, що нормативне забезпечення АЕС в Україні вимагає глибокого вдосконалення. Фактично ж протипожежний стан діючих енергоблоків з реакторами типу ВВЕР Запорізької, Рівненської, Хмельницької та Південно-Української атомних електростанцій не відповідає в повній мірі протипожежним вимогам діючих в Україні норм і правил, а також рекомендаціям МАГАТЕ.

Так, у покрівлях машинних залів АЕС експлуатується горючий утеплювач; протипожежні двері в реакторних відділеннях не відповідають технічним умовам їх виготовлення (низький ступінь вогнестійкості). У гермооболонках реакторних установок відсутні засоби контролю вибухонебезпечних сумішей водню з киснем повітря, а також відсутні системи по запобіганню можливих вибухів.

Велику небезпеку становить кабельне господарство АЕС, що обумовлюється перш за все використанням кабелів із горючою ізоляцією. Крім цього, не дотримані вимоги щодо окремого розміщення кабелів різних систем (блочний та резервний щити управління, щит системи аварійного захисту), що призводить до зближення, перехрещення та проходження кабельних трас різних систем безпеки. У разі виникнення пожежі це може призвести до втрати керування ядерним реактором. На більшості енергоблоків допускається прокладка кабельних трас у коридорах реакторних відділень, які є евакуаційними шляхами.

Що ж стосується вимог до систем виявлення та гасіння пожеж на АЕС, основним критерієм рекомендацій МАГАТЕ до обладнання приміщень атомних електростанцій є забезпечення управління ядерним реактором з наступним переведенням його в безпечний стан під час виникнення пожежі в будь-якому із приміщень енергоблоку. Тобто, системи виявлення загоряння влаштовуються у всіх приміщеннях, де під дію вогню може потрапити обладнання, що відповідає за безпечну роботу АЕС.

Вимоги норм МАГАТЕ щодо систем димовидалення та вентиляції також мають переваги над вимогами норм, що діють в Україні з питань підвищення рівня безпеки і вимагають встановлення цих систем не тільки в пожежонебезпечних приміщеннях, але і в інших (наприклад, в приміщеннях блочних, резервних та центральних щитів управління).

Необхідно зазначити, що за багатьма показниками норми рекомендацій МАГАТЕ пред'являють більш жорсткі вимоги до будівельної та технологічної частини атомних електростанцій, що проектуються, не допускають використання в приміщеннях реакторних відділень горючих або важкогорючих матеріалів. Найбільша різниця полягає в підходах щодо забезпечення протипожежного захисту реакторних відділень, а саме у вимогах до обладнання приміщень АЕС установками пожежної автоматики.

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 продуванням парогазової суміші із вільного простору реактора з наступним допалюванням водню;
- автоматична зупинка реактора в разі накопичення водню в системах (при концентрації водню 2 % спрацьовує аварійна вентиляція);
- контроль за реакцією радіолізу води шляхом подачі до реактора 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 масел на негорючі тощо.

Профілактика виникнення джерел запалювання на АЕС передбачає заходи як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації електростанцій. До них, перш за все, відносяться наступні:

- температура поверхні обладнання не повинна перевищувати температуру навколишнього середовища більше, ніж на 45 °С (для інших випадків повинна бути не вищою 60 °С);
- маслопроводи повинні прокладатися в місцях, віддалених від гарячих джерел або мати спеціальний захист (наприклад, захисні коробки 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 на 10 діб;

- в маслосистемах повинні використовуватися матеріали, що є стійкими до масла, високих температур (до 100 °С), матеріали ущільнювачів повинні витримувати температуру до 200 °С.

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 у ємності, що розташовані за межами машинної зали;

- використання вогнестійких кабелів з фторполімерною ізоляцією;

- заміна горючих матеріалів на негорючі. Наприклад, негорючого утеплювача в покриттях машинного залу енергоблоку тощо.

Враховуючи вищесказане, слід відзначити, що однією з основних вимог пожежної безпеки є запобігання впливу пожежі та її наслідків на ядерну і радіаційну безпеку АЕС. Ефективним у 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.

РОЗДІЛ 4. НОРМАТИВНО-ТЕХНІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

1.НАПБ В.01.034-2005/111. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України.

2.НАПБ 05.028-2004. Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування та експлуатації.

3.ВБН В.1.1-034-03.307-2003. Протипожежні норми проектування атомних електростанцій з ВВЕР.

4.НАПБ В. 01.046–2004. Правила пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій.

5.НАПБ В. 01.034-87. Правила пожежної безпеки для енергетичних підприємств.

6. НПАОП 40.3.1.16-93. Правила вибухопожежобезпеки паливоподач електростанцій.

7.НАПБ В.05.025-2006. Противопожарная защита складов систем топливоподачи и пылеприготовления твердого топлива. Инструкция по проектированию, строительству и эксплуатации.

8. НАПБ 05.040-2009. Інструкція про порядок дій персоналу підприємств паливно-енергетичного комплексу під час гасіння пожеж і ліквідацій наслідків аварій в резервуарних парках.

9.НАПБ А.01.-2004. Правила пожежної безпеки в Україні.

Контрольні питання

1.Що таке радіаційно-ядерна аварія?

10.Назвати основні причини та місця виникнення аварій на АЕС.

11.Причини та наслідки аварії на Чорнобильській АЕС.

12.Назвати та охарактеризувати АЕС, що експлуатуються в Україні.

13.Що використовується в якості палива на АЕС?

14.Сутність ланцюгової реакції розподілу ядер урану.

15.Що таке ядерний реактор?

16.Назвати основні типи ядерних реакторів.

17.Назвати основні структурні елементи активної зони ЯР.

18.Що відноситься до системи радіаційного захисту ядерного реактора?

19.Назвати та охарактеризувати системи управління та захисту реактора.

20.Чим обумовлюється підвищений рівень пожежовибухонебезпеки АЕС?

21.Назвати основні пожежовибухонебезпечні речовини і матеріали, що обертаються на АЕС.

22.Що є причиною утворення вибухонебезпечних водневих сумішей в реакторному відділенні АЕС?

23. Причини виникнення парового вибуху в реакторі.
24. Пожежна небезпека кабельного господарства АЕС.
25. Назвати основні джерела запалювання, що можуть виникнути на АЕС.
26. Основні вимоги до запобігання утворенню горючого середовища в реакторному відділенні АЕС.
27. Профілактика джерел запалювання та поширення пожежі на АЕС. Назвати нормативні документи.
28. Назвати міжнародну організацію, що здійснює контроль у сфері забезпечення безпеки АЕС.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України «Про захист населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру. 8.06.2000 р.
2. Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» 18.01.2001 р.
3. Закон України «Про пожежну безпеку» 17.12.1993 р.
4. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
5. ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
6. Михайлюк О.П., Олійник В.В., Мозговий Г.О. Теоретичні основи пожежної профілактики технологічних процесів та апаратів. - Харків: АЦЗУ МНС України, 2004.- 406 с.
7. Алексеев М.В., Волков О.М. и др. Пожарная профилактика в технологических процессах производств. -М.: ВИПТШ МВД СССР, 1976. - 292 с.
8. Иванов Е.Н. Пожарная защита открытых технологических установок.- М.: Химия, 1975.- 194 с.
9. Клепоносов Н.Н, Сорокин А.И. Пожарная защита объектов нефтяной и газовой промышленности.- М.: Недра.- 1983.- 190 с.
10. Алексеев М.В., Исправникова А.Г. Пожарная профилактика при производстве пластических масс и химических волокон. М.– Из-во литературы по строительству. - 1986. - 120 с.
11. Маршалл В. Основные опасности химических производств. Пер. с англ. – М.: Мир, 1989. - 671 с.
12. Бесчастнов М.В. Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение.- М.: Химия, 1991.
13. Бесчастнов М.В., Соколов В.М., Кац М.И. Аварии в химических производствах и меры их предупреждения.- М.: Химия, 1976.- 368 с.
14. Бесчастнов М.В. Взрывобезопасность и противоаварийная защита химико-технологических процессов. М.: Химия, 1983.- 472 с.
15. Клубань В.С., Петров А.П., Рябиков В.С. Пожарная безопасность

предприятий промышленности и агропромышленного комплекса М.: Стройиздат.- 1987.- 477 с.

16. Петросьянц А.М. Ядерная энергетика. –М.: Наука, 1981, 272 с.

17. Микеев А.К. Противопожарная защита АЭС. М.: Энергоатомиздат. 1990.- 430 с.

18. М.М.Гіроль, Л.Р.Ниник, В.Й.Чабан. Техногенна безпека: Підручник.- Рівне: УДУВГП, 2004.- 452с.

19. Збожна О.М. Основы технології.- Тернопіль.- 2002.- 486 с.

20. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 1975.

21. Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. – М.: Химия, 1980. – 408 с.

22. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения: Справ. изд.: В 2-х кн./А.Н. Баратов, А.Я. Корольченко, Г.Н. Кравчук и др.-М.: Химия, 1990. Кн. 1-496 с. Кн. 2 - 384 с.

23. Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Т.1. «Органические вещества». Под редакцией Н.В.Лазарева и Э.Н.Левиной. Издание 7-е, переработанное и дополненное. – Л.: Химия. 1977.

24. Справочник химика. Второе издание. Л.- Химия.- 1966.

Навчальне видання

Михайлюк Олександра Петрівна
Олійник
Кріса
Білим
Тесленко

ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ОБ'ЄКТІВ ПІДВИЩЕНОЇ НЕБЕЗПЕКИ

Навчальний посібник

Підписано до друку 09.11.10 . Формат 60x84/16.
Папір 80 г/м². Друк ризограф. Ум.друк. арк. 23,25
Тираж прим. Вид. № 94/10. Зам.№ Обл.вид арк. 16,9
Відділення редакційно-видавничої діяльності
Університету цивільного захисту України
61023, м. Харків, вул. Чернишевська, 94

Видавництво ХНАДУ, 61002, Харків-МСП, вул. Петровського, 25

Свідоцтво Державного комітету інформаційної політики, телебачення та радіомовлення України

*про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру видавців, виготівників
і розповсюджувачів видавничої продукції,
серія № ДК № 897 від 17.04.2002 р.*