

Міністерство освіти і науки України
Український державний хіміко-технологічний
університет

В.Л. Юшко, С.М. Русалін,

Л.Ф. Биков, Д.В. Юшко

**ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ
ОБСЛУГОВУВАННЯ
ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ
НАФТОПЕРЕРОБНИХ,
НАФТОХІМІЧНИХ І ХІМІЧНИХ
ПІДПРИЄМСТВ**

Дніпропетровськ
2008

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	15
ВСТУП	18
1. РІШЕННЯ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ (УСТАНОВОК, ЦЕХІВ) НА РІЗНИХ ЕТАПАХ ЇХ ПРОЕКТУВАННЯ	21
1.1. Експлуатаційні показники обладнання технологічної установки, що забезпечується на етапі розробки робочої технологічної схеми	21
1.1.1. Загальні вимоги до робочої технологічної схеми технологічної установки	21
1.1.2. Шляхи забезпечення експлуатаційних показників технологічної установки по стадіях етапу проектної розробки робочої технологічної схеми	24
1.1.2.1. Стадія 1. Визначення методу й сировини та розробка поточної схеми технологічної установки	24
1.1.2.2. Стадія 2. Вибір і розробка технологічного обладнання технологічної установки. Розробка принципової технологічної схеми.	25
1.1.2.3. Стадія 3. Повузлова проробка трубопровідної обв'язки вибраного обладнання технологічної установки. Розробка робочої технологічної схеми.	28
1.1.2.4. Стадія 4. Розробка заходів з безпечної експлуатації обладнання технологічної установки на етапі розробки її робочої технологічної схеми	47
1.1.2.5. Стадія 5. Визначення робочих місць і штатів технологічної установки	50

1.2. Показники експлуатації та технічного обслуговування обладнання технологічної установки, що забезпечуються на етапі проектної розробки її компоновки	56
1.2.1. Загальні вимоги до компоновки технологічної установки	56
1.2.2. Шляхи забезпечення експлуатаційних показників та показників технічного обслуговування технологічної установки по стадіях етапу проектної розробки її компоновки	61
1.3. Показники експлуатації та технічного обслуговування обладнання установки, що забезпечуються на етапі розміщення її обладнання	62
1.3.1. Загальні вимоги до розміщення обладнання технологічної установки. Принципи групування обладнання	62
1.3.2. Вплив вимог технічного обслуговування й ремонту на розміщення обладнання технологічної установки	68
1.3.2.1. Очистка обладнання	68
1.3.2.2. Усунення нещільностей	68
1.3.2.3. Відновлення ізоляційних і антикорозійних покриттів	69
1.3.2.4. Заміна швидкозношуваних деталей і їх регулювання	69
1.4. Показники експлуатації та технічного обслуговування обладнання технологічної установки, що забезпечуються на етапі її монтажної проробки	70
1.4.1. Загальні зауваження до монтажної проробки технологічної установки	70
1.4.2. Шляхи забезпечення експлуатаційних показників та показників технічного обслуговування обладнання технологічної установки на етапі її монтажної проробки	71

1.4.2.1. Монтажна проробка магістральних трубопроводів технологічної установки	71
1.4.2.2. Монтажна проробка вузла “збірник-насос”	77
1.4.2.3. Монтажна проробка вузла компримування газу	80
1.4.2.4. Монтажна проробка вузла “колона ректифікації”	84
1.4.2.5. Монтажна проробка теплообмінного обладнання	89
1.4.2.6. Розробка заходів зі зниження вібрації апаратури й трубопроводів	90
1.4.2.7. Розробка заходів з усунення гідравлічних ударів у трубопроводах	95
1.4.2.8. Розробка заходів з усунення температурних деформацій трубопроводів	98
2. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ ЯК ОСНОВА ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ’ЄКТІВ (УСТАНОВОК, ЦЕХІВ)	99
2.1. Загальні положення про технологічний регламент	99
2.2. Склад технологічного регламенту	100
2.3. Вимоги до змісту розділів регламенту	102
2.3.1. Загальна характеристика виробництва	102
2.3.2. Характеристика продукції, що випускається	102
2.3.3. Характеристика вхідної сировини, матеріалів і напівпродуктів	103
2.3.4. Опис технології та технологічної схеми установки	104
2.3.5. Матеріальний баланс установки	105
2.3.6. Щорічні норми витрат всіх видів сировини, матеріалів та енергоресурсів	105

2.3.7. Щорічні норми утворення відходів виробництва	106
2.3.8. Норми технологічного режиму установки.....	107
2.3.9. Контроль виробництва й управління технологічної установки	108
2.3.10. Можливі неполадки в роботі технологічних установок та способи їх ліквідації	111
2.3.11. Охорона навколишнього середовища	111
2.3.12. Безпечна експлуатація об'єкта	115
2.3.13. Перелік обов'язкових інструкцій	121
2.3.14. Креслення технологічної схеми виробництва	122
2.3.15. Специфікація основного технологічного обладнання	122
2.4. Порядок оформлення, розробки, узгодження та затвердження технологічного регламенту	123
2.4.1. Оформлення регламенту	123
2.4.2. Порядок розробки, узгодження та затвердження регламенту	124
2.5. Термін дії технологічного регламенту.....	125
2.6. Порядок дії технологічного регламенту	126
2.7. Порядок розробки, узгодження та оформлення змін і доповнень, що вносяться в чинний технологічний регламент	126
3. ОПЕРАТИВНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ (УСТАНОВОК, ЦЕХІВ) НАФТОПЕРЕРРОБНИХ, НАФТОХІМІЧНИХ ТА ХІМІЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ	127

3.1. Рішення питань оперативної експлуатації обладнання атмосферно-вакуумної установки розгонки нафти та нафтопродуктів	127
3.1.1. Технологічна характеристика основних блоків атмосферно-вакуумної установки	127
3.1.1.1. Блок електрознесення нафти	128
3.1.1.2. Блок атмосферної перегонки нафти	131
3.1.1.3. Блок стабілізації й вторинної перегонки бензину	136
3.1.1.4. Блок вакуумної перегонки мазуту	143
3.1.2. Експлуатація обладнання атмосферно-вакуумної установки	146
3.1.2.1. Підготовка до пуску атмосферно-вакуумної установки	146
3.1.2.2. Пуск блоків електрознесення та атмосферної розгонки нафти	147
3.1.2.3. Пуск блоку стабілізації й вторинної перегонки бензину	152
3.1.2.4. Пуск блоку вакуумної перегонки мазуту	153
3.1.2.5. Нормальна експлуатація обладнання установки атмосферно-вакуумної розгонки	156
3.1.2.6. Основні заходи зі скорочення й запобігання втрат при експлуатації обладнання установки атмосферно-вакуумної розгонки	158
3.1.2.7. Основні правила підготовки установки й окремих її апаратів до ремонту	160

3.1.2.8. Техніка безпеки й протипожежна профілактика під час експлуатації обладнання атмосферно-вакуумних установок	163
3.2. Рішення питань оперативної експлуатації обладнання установки каталітичного крекінгу нафтової сировини	165
3.2.1. Технологічна характеристика установки каталітичного крекінгу	165
3.2.2. Експлуатація установки каталітичного крекінгу	169
3.2.2.1. Пуск реакторних блоків установки каталітичного крекінгу	169
3.2.2.2. Експлуатація реакторних блоків установки каталітичного крекінгу	171
3.2.2.3. Зупинка реакторних блоків установки каталітичного крекінгу	172
3.2.2.4. Характер зносу реакторів і регенераторів каталітичного крекінгу під час їх експлуатації	172
3.3. Рішення питань оперативної експлуатації обладнання установок піролізу вуглеводневої сировини	172
3.3.1. Технологічна характеристика установок піролізу вуглеводневої сировини	172
3.3.2. Пуск установки піролізу	177
3.3.3. Експлуатація установки піролізу	179
3.3.3.1. Експлуатація піролізних печей	179
3.3.3.2. Експлуатація випарювальної апаратури	180
3.3.3.3. Експлуатація скрубєрів, гартівних і пінних апаратів	180
3.3.3.4. Експлуатація відстійників	181

3.3.3.5. Експлуатація обладнання насосів і холодильників	181
3.3.4. Нормальна зупинка установки піролізу	181
3.3.5. Заходи з техніки безпеки при експлуатації установки піролізу вуглеводневої сировини	182
3.4. Рішення питань оперативної експлуатації установки газофракціонування вуглеводневих газів	183
3.4.1. Технологічні відомості про установки газофракціонування	183
3.4.2. Пуск газофракціонування установок після планового ремонту	186
3.4.3. Нормальна експлуатація установок газофракціонування ..	190
3.4.4. Аварійні ситуації на установках газофракціонування та заходи з їх усунення	193
3.4.5. Техніка безпечної експлуатації газофракціонуючих установок	196
3.5. Експлуатація товарного господарства нафтопереробного підприємства	197
3.5.1. Експлуатація трубопроводів	197
3.5.2. Експлуатація резервуарів	200
3.5.3. Експлуатація насосів і насосних станцій	202
3.5.4. Експлуатація наливних пристроїв	204
3.5.5. Запобігання й ліквідація аварій при експлуатації товарного господарства	205
4. ОПЕРАТИВНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ АПАРАТІВ І МАШИН НА КОНКРЕТНИХ ПРИКЛАДАХ	208

4.1. Оперативна експлуатація трубчастих печей П-1, П-2 установки №3 АТ “Укртатнафта”	208
4.1.1. Загальні положення	208
4.1.2. Коротка характеристика пальників	208
4.1.3. Підготовка печі до роботи	209
4.1.4. Пуск печі	211
4.1.5. Експлуатація печі	213
4.1.6. Планова зупинка печі	214
4.1.7. Аварійна зупинка печі	215
4.1.8. Правила техніки безпеки під час експлуатації печі	216
4.2. Оперативна експлуатація металевих вертикальних циліндричних резервуарів для нафти, нафтопродуктів та інших середовищ	217
4.2.1. Загальні положення	217
4.2.2. Загальні вимоги до конструкції резервуарів і території парку	218
4.2.3. Обов’язки обслуговуючого персоналу з безпечної експлуатації резервуарів	218
4.2.4. Виробничі операції з резервуарами	219
4.3. Оперативна експлуатація й технічне обслуговування відцентрових насосів	221
4.3.1. Загальні положення	221
4.3.2. Експлуатація відцентрових насосів	221
4.3.3. Аварійна зупинка насосів	223
4.3.4. Догляд за насосами	224

4.4. Оперативна експлуатація й технічне обслуговування турбокомпресорів	224
4.4.1. Підготовка до пуску турбокомпресорів	224
4.4.2. Пуск турбокомпресорів	226
4.4.3. Зупинка турбокомпресорів	230
4.4.4. Експлуатація й технічне обслуговування турбокомпресорів	231
4.5. Оперативна експлуатація й технічне обслуговування поршневих компресорів	233
4.5.1. Регулювання окремих вузлів і пристроїв поршневих компресорів	233
4.5.2. Підготовка до пуску поршневих компресорів	234
4.5.3. Пуск поршневих компресорів	234
4.5.4. Догляд за поршневими компресорами	235
4.5.5. Зупинка поршневих компресорів	236
4.5.6. Неполадки в роботі поршневих компресорів та їх усунення	236
4.5.7. Техніка безпеки під час експлуатації поршневих компресорів	239
4.6. Експлуатація та технічне обслуговування центрифуг фільтруючих горизонтальних безперервнодіючих із пульсуючим вивантаженням осаду	240
4.6.1. Підготовка до пуску центрифуги типу ФГП	240
4.6.2. Пуск центрифуги	241
4.6.3. Експлуатація центрифуги	242

4.6.4. Контроль за роботою центрифуги	247
4.6.5. Регулювання продуктивності, вологи й чистоти продукту	249
4.6.6. Зупинка центрифуги	250
4.6.7. Несправності центрифуги й способи їх усунення	250
5. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ОБЛАДНАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ (УСТАНОВОК, ЦЕХІВ)	253
5.1. Вимоги до технічного обслуговування обладнання експлуатаційним персоналом і обслуговуючим черговим персоналом	253
5.2. Основні положення технічного обслуговування обладнання експлуатаційним та обслуговуючим черговим персоналом	254
5.3. Обов'язки й відповідність експлуатаційного персоналу при підготовці обладнання до ремонту	256
5.4. Порядок приймання обладнання в ремонт ремонтними службами. Технічна документація на ремонт	257
5.5. Порядок приймання обладнання з ремонту експлуатаційним персоналом цеху (установки)	259
5.6. Техніка безпеки при технічному обслуговуванні й ремонті обладнання	260
Додаток Д 2.1. Систематизація установок за видами й типами	261
Додаток Д 2.2. Приклад складання матеріального балансу	263

Додаток Д 2.3. Перелік нормативних документів зі статистичних матеріалів управління якістю продукції.....	264
Додаток Д 2.4. Порядок оформлення змін та доповнень, що вносяться в технологічні регламенти	265
Додаток Д 2.5. Лист реєстрації змін та доповнень	266
Додаток Д 2.6. “Накопичувальна відомість” непринципових змін до технологічного регламенту	267
Додаток Д 2.7. Перелік організацій (установ), яким надано право узгоджувати технологічні регламенти	268
Додаток Д 2.8. Приклад оформлення титульної сторінки технологічного регламенту	272
Додаток Д 2.9. Робоча інструкція РІ03.02.01-2000 оператора технологічно установки 6-го розряду виробництва N3 АТ “Укртатнафта”	273
Додаток Д 2.10. Перелік основних загальнопідприємських інструкцій на АТ “Укртатнафта” на час написання й видання книги	277
Додаток Д 2.11. Перелік обов’язкових інструкцій і нормативно-технічної документації установки АВТ виробництва N3 АТ “Укртатнафта”	281
Додаток Д 5.1. Змінний журнал з обліку виявлених дефектів і робіт щозмінного технічного обслуговування технологічного об’єкта	284

Додаток Д 5.2. Річний графік планово-періодичного ремонту і технічного обслуговування технологічного об'єкта	285
Додаток Д 5.3. Журнал здачі-приймання обладнання в ремонт (технічне обслуговування) й з ремонту (технічного обслуговування)	286
Додаток Д 5.4. Ремонтний журнал з урахування виконаного ремонту обладнання	287
Додаток Д 5.5. Відомість дефектів на капітальний ремонт обладнання	288
Додаток Д 5.6. Акт на приймання обладнання (комунікацій) із капітального ремонту	289
Список літератури	291

ПЕРЕДМОВА

Розвиток промисловості України по шляху ринкової економіки має істотний вплив на організацію і здійснення експлуатації та технічного обслуговування промислових підприємств і їх окремих об'єктів.

Сучасні промислові підприємства у своєму розвитку широко використовують передові досягнення науки й техніки, прогресивні технології й обладнання, засоби автоматики й контролю з метою забезпечення високих техніко-економічних і екологічних показників, надійності, довговічності, зручності й безпеки в експлуатації, забезпечення конкурентноздатності на внутрішньому й зовнішньому ринку не тільки вироблюваної продукції, але й розробленої технології. За таких умов виробнича структура й технологічне обладнання підприємств часто ускладнюються. Й успіх в експлуатації складних технологічних об'єктів залежить не тільки від показників окремих машин, апаратів, механізмів, але й усього технологічного об'єкта, в склад якого входять ці складові. Тобто виникає необхідність розгляду питань експлуатації цілих технологічних систем (цехів, технологічних установок).

Літературні джерела свідчать про те, що питання експлуатації промислових об'єктів розглядаються уривково в багатьох книгах із різних дисциплін без належного системного аналізу й зводяться в основному на рівень окремих машин, апаратів, механізмів. Не акцентується увага на тому, що передумови успішної експлуатації промислових об'єктів і їх складових забезпечуються ще на етапах їх розробки й проектування, будівництва і вводу в експлуатацію і що на успіх в експлуатації промислових об'єктів істотно впливають ці попередні етапи. Після чого успіх в експлуатації цих об'єктів уже залежить здебільшого від рівня їх адміністративно-інженерного керування та рівня експлуатаційного і обслуговуючого персоналу, де в питаннях оперативної експлуатації об'єктів основну роль відіграють спеціалісти-технологи, а в питаннях технічного обслуговування обладнання — спеціалісти-механіки. Зрозуміло, що спеціалісти-технологи й спеціалісти-механіки повинні тісно співпрацювати, бо мета в них одна — забезпечення безпечної і надійної експлуатації обладнання промислових об'єктів.

У наші часи навчальними планами технічних вузів з підготовки спеціалістів-механіків і технологів приділяється недостатньо уваги вивченню питань експлуатації та технічного обслуговування техноло-

гічних об'єктів. Здебільшого цей матеріал розглядається в навчальних планах коледжів, технікумів і технічних училищ. Але ж умови надійної й безпечної експлуатації та технічного обслуговування технологічних об'єктів забезпечуються інженерами ще на стадії проектування цих об'єктів (див. розділ 1), гарантуються технологічними регламентами, технологічними інструкціями й розробленими інженерами системами технічного обслуговування й ремонту обладнання підприємств, і здійснення експлуатації та технічного обслуговування технологічних об'єктів контролюється інженерами. Тому на думку авторів вивченню питань експлуатації й технічного обслуговування технологічних об'єктів треба приділяти необхідну увагу під час підготовки інженерних кадрів у технічних вищих навчальних закладах.

Зважаючи на все вище тут наведене, виникли передумови написання посібника з питань експлуатації та технічного обслуговування нафтопереробних, нафтохімічних і хімічних об'єктів для студентів-механіків і технологів.

Викладання матеріалу здійснено з використанням конкретних прикладів існуючих технологічних об'єктів та їх складових. При написанні посібника бралось до уваги, що окремі показники експлуатації обладнання промислових об'єктів у наші часи набули самостійного значення. Серед цих показників: безпечність, технологічність, гнучкість, керованість, ремонтпридатність, надійність, довговічність. Тому в багатьох випадках автори вважали за можливе робити посилання на відповідні літературні джерела й зосередити більше увагу на питаннях оперативної експлуатації промислових об'єктів. У цьому плані розглядається наступне: підготовка до пуску промислових об'єктів, пуск, ручне керування налагоджування роботи з виходом на стабільну роботу, переведення на режим автоматичного керування, здійснення запланованих і аварійних зупинок.

Розкривається сутність основних документів, що регламентують дію експлуатаційного персоналу і його сумісну дію з персоналом технічного обслуговування технологічного обладнання, що обумовлюються технологічним регламентом об'єкта та існуючою Системою технічного обслуговування та ремонту обладнання підприємств галузі й гарантуються додержанням існуючих на підприємствах інструкцій і розпоряджень. Сюди відноситься: поточне обслуговування обладнання об'єкта, підготовка обладнання об'єкта до виконання ремонтних робіт, здача обладнання в ремонт, участь експлуатаційників у ремонті й прийманні обладнання в експлуатацію.

Під час написання цієї книги враховувалось, що їй передують навчальні дисципліни: “Загальна хімічна технологія”, “Процеси та апарати хімічної технології”, “Гідравліка й гідравлічні машини”, “Насоси й компресори”, “Технологічне обладнання хімічних виробництв”, “Ремонт і монтаж хімічного обладнання”, “Апаратурно-технологічне оформлення нафтопереробних і нафтохімічних виробництв”.

Лекційний матеріал дисципліни закріплюється на практичних заняттях розглядом відповідних регламентуючих документів і використанням імітаційних ділових ігор із застосуванням комп’ютерного моделювання ситуацій.

Мабуть книга не позбавлена недоліків. Автори заздалегідь дякують усім тим, хто зробить критичні зауваження і висловить відповідні побажання.

Робота з підготовки матеріалів книги розподілилась наступним чином: передмова, вступ та розділи 1 і 2 написані В.Л. Юшком; розділ 3 – С.М. Русаліним; розділ 4 – Биковим Л.Ф.; розділ 5 – Д.В. Юшком.

На закінчення, автори висловлюють щирю вдячність всім колегам по роботі, що допомагали їм під час написання посібника підбором матеріалів, участю в його оформленні й висловлюють свою вдячність рецензентам за їх пропозиції з викладання матеріалу, які було за можливості враховано під час остаточного редагування посібника.

ВСТУП

Надамо спочатку деякі пояснення сутності експлуатації та пов'язаного з нею обслуговування промислових об'єктів.

Технічний термін “експлуатація” походить від французького слова exploitation і дослівно означає використання людиною будь-чого (земних надр, будівель, споруд, мостів, промислових об'єктів, транспорту тощо) із будь-якою метою [1].

Таким чином, земні надра, будівлі, споруди, мости, промислові об'єкти, транспорт і т.п. розглядають як об'єкти експлуатації.

У техніці експлуатацію об'єктів промислових підприємств пов'язують із функціональним використанням людиною цих об'єктів, тобто об'єкт експлуатації (його обладнання) повинен виконувати визначені людиною функції або разом з людиною або за автоматичного режиму, але під наглядом (контролем) людини.

Експлуатація технологічних об'єктів промислових підприємств може здійснюватись:

- за автоматичного режиму з використанням засобів автоматички й контролю у повній мірі;

- за напівавтоматичного режиму з використанням засобів ручного керування (вентилі, засувки тощо) у поєднанні із засобами автоматички й контролю;

- за ручного режиму з використанням засобів ручного керування. Стосовно до об'єктів хімічних, нафтопереробних і нафтохімічних підприємств використання засобів ручного керування передбачає фізичну дію апаратника безпосередньо на вентилі, засувки та ін. або дистанційну дію оператора на механічні приводи цих засобів шляхом “натискання на пускові кнопки” цих приводів.

Найбільш широкого застосування в хімічній, нафтопереробній і нафтохімічній промисловості набула експлуатація промислових об'єктів з використанням практично повністю автоматизованих систем керування.

І все ж, кожний промисловий об'єкт незалежно від ступеня його автоматизації повинен мати можливість працювати за режиму ручного керування технологічними параметрами особливо в періоди пусконаладжувальних робіт, нестабільної роботи, зупинок (у тому числі й аварійних).

Надійна експлуатація обладнання промислового об'єкта є запорукою успішної роботи об'єкта в цілому із забезпеченням випуску

необхідної продукції чи виконанням корисної роботи. Ця надійність експлуатації забезпечується якісним обслуговуванням обладнання технологічного об'єкта.

Обслуговування обладнання промислових об'єктів передбачає виконання організаційних і технічних заходів, направлених на підтримку надійності й довговічності обладнання, що експлуатується або зберігається. До обслуговування відносяться роботи з безпосереднього забезпечення працездатності обладнання (профілактика, поточковий ремонт, контрольні заходи), а також конкретні заходи технічної підготовки до роботи (регулювання, заправка, екіпіровка, змащування тощо) та інші роботи, більша частина яких виконується без знімання й розбирання окремих вузлів і агрегатів.

Експлуатація й технічне обслуговування обладнання технологічних об'єктів мають своє організаційне й технічне забезпечення. Основи цього забезпечення, починаючи з етапу розробки проектної документації і далі під час роботи об'єктів, гарантуються дотриманням вимог регламентної документації на експлуатацію обладнання об'єкта та його технічне обслуговування.

Відповідно з цими регламентними документами на експлуатаційний персонал покладається подвійне завдання.

Одне із цих завдань — це контроль за функціонуванням технологічного обладнання об'єкта, здійснення операцій пуску, налагоджування нормального технологічного режиму роботи, зупинки об'єкта (у тому числі й аварійної зупинки) відповідно з вимогами технологічного регламенту. Така експлуатація обладнання може розглядатись як “оперативна” експлуатація.

Інше завдання — контроль за технічним станом технологічного обладнання й забезпечення своєчасного усунення несправності в роботі обладнання; це виконується разом зі службою технічного обслуговування й ремонту обладнання. Така експлуатація обладнання в існуючій системі технічного обслуговування й ремонту обладнання підприємств хімічної промисловості іменується як “технічна” експлуатація [2].

Експлуатація й технічне обслуговування обладнання технологічних об'єктів забезпечуються обслуговуючим персоналом на кожному конкретному робочому місці відповідно з посадовими інструкціями.

З іншого боку, виконання ряду заходів з експлуатації й технічного обслуговування обладнання потребують колективних дій всього персоналу. До таких дій відносяться, наприклад: зупинка об'єкта в

ремонт, підготовка обладнання до ремонту, здача обладнання в ремонт, приймання обладнання з ремонту, підготовка об'єкта до пуску, пуск об'єкта в роботу. Незважаючи на колективність дій, ця робота також розписується в посадових інструкціях обслуговуючого персоналу по робочих місцях.

Звідси стає зрозуміло, що ознайомлення студентів зі змістом і формою основних загальнопідприємських інструкцій та інструкцій по робочих місцях дозволить їм розширити свою уяву про експлуатацію й технічне обслуговування обладнання технологічних об'єктів.

1. РІШЕННЯ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ (УСТАНОВОК, ЦЕХІВ) НА РІЗНИХ ЕТАПАХ ЇХ ПРОЕКТНОЇ РОЗРОБКИ

Проробка цього матеріалу носить оглядовий характер і має за мету показати, на яких етапах виконання проектної документації вирішуються питання, що відносяться до експлуатації та технічного обслуговування промислових об'єктів, сутність цих питань, та об'єм їх висвітлення. Попутно розглядаються також питання ремонту й монтажу обладнання, тісно пов'язані з експлуатацією та технічним обслуговуванням.

Основними показниками, що характеризують експлуатацію технологічних об'єктів є безпечність, технологічність, технологічна гнучкість, керованість, доступність, зручність компоновки й обв'язки, ремонтпридатність, надійність і довговічність. Всі ці показники повинні бути максимально забезпечені на різних етапах виконання проектної документації.

В основу огляду проектного матеріалу покладено основні положення про технологічний проект технологічної установки нафтопереробного підприємства [3]. Для огляду вибрано найбільш тісно пов'язані з проблемою експлуатації та технічного обслуговування обладнання етапи і стадії розробки проекту.

1.1. Експлуатаційні показники технологічної установки, що забезпечуються на етапі розробки робочої технологічної схеми

1.1.1. Загальні вимоги до робочої технологічної схеми технологічної установки

Основою для вирішення питань експлуатації обладнання технологічних установок є ретельно розроблена технологія, де найважливіше місце займає робоча технологічна схема з наданням на ній всіх елементів обладнання та засобів автоматики й контролю. Технологічна

схема вирішує в комплексі ряд тісно пов'язаних між собою задач, без яких неможлива експлуатація обладнання промислових об'єктів. Зокрема, ця схема є основою для вирішення ряду питань із забезпечення пуско-налагоджувальних робіт, безпечного ведення технологічного процесу, вирішення питань компоновки установки, розміщення й об'язки обладнання, визначення робочих місць (операторних) і штату об'єкта, у тому числі й штату експлуатаційників та обслуговуючого персоналу.

Розроблена технологічна схема установки, її опис і експлуатація обладнання та засобів КВП і А кладуться в основу розробки робочого технологічного регламенту установки та робочих інструкцій для експлуатаційного персоналу, без яких експлуатація промислових об'єктів не допускається.

Працюючи над схемою, проектувальник-технолог повинен забезпечити:

- працездатність всіх можливих варіантів роботи установки, у тому числі й пуско-налагоджувальних;
- нормальну безаварійну роботу установки на протязі всього розрахункового періоду безупинного пробігу;
- гарантоване вироблення продукції за якості й кількості усталовлених проектом;
- максимальну автоматизацію ведення процесу з можливістю ручного керування за заданих параметрів режиму й контроль цих параметрів, а також контроль за якістю й витратами сировини та якістю і кількістю вироблюваної продукції, витратами енергетичних ресурсів, допоміжних реагентів і матеріалів;
- достатню технологічну гнучкість, що дає можливість здійснити роботу установки за широкої зміни навантажень по технологічних потоках і їх складу з виробництвом продукції, що відповідає товарним стандартам. Зміна навантажень по технологічних потоках може бути викликана двома основними причинами: відсутністю достатнього запасу сировини (наприклад, нафти чи нафтопродуктів), зміною величини й складу технологічних потоків (особливо побічних потоків). Це питання потребує в наші часи в Україні особливої уваги у зв'язку з частими випадками недовантажень підприємств сировиною та зміною складу сировини. До таких підприємств можна віднести нафтопереробні та нафтохімічні підприємства;
- мінімально можливі енергетичні витрати, що визначаються багатьма факторами: природою технологічних процесів та порядком їх

здійснення в схемі установки, правильністю вибору напрямків технологічних потоків і значень їх енергетичних параметрів (температура, тиск) у різних місцях цих потоків та ін. Для зменшення витрат теплової енергії технологічними потоками рекомендується здійснювати рекуперацію тепла за рахунок теплообміну потоків, використовувати котли-утилізатори з подальшим використанням одержаної високопотенціальної пари в парових турбінах. Для зменшення витрат енергії газових і рідинних потоків, що знаходяться під тиском, рекомендується використання в схемах гідро- й газотурбін, турбодетандерів та ін.;

— здійснення роботи установки з використанням єдиного для установки пульта керування (операторної), не допускаючи додаткові пульти з постійним перебуванням експлуатаційного персоналу;

— відвід продуктів із параметрами, що забезпечують необхідні умови зберігання цих продуктів на данім підприємстві й подальше їх транспортування (залізниця, магістральні трубопроводи, внутріпідприємське перекачування та ін.).

Технологічна схема установки, яка включає схеми допоміжних трубопроводів, повинна передбачати всі необхідні технологічні вузли для здійснення операцій випорожнення, промивки, продувки й заповнення системи, що забезпечують виконання цих операцій у розрахований час.

Технологічна схема установки повинна включати в себе всі необхідні розробки з охорони навколишнього середовища й техніки безпеки, у тому числі схеми локальної очистки (переробки) специфічних стоків, які не можуть бути утилізовані на загальнопідприємських очисних спорудах, вузли контролю перепуску вуглеводневих газів в оборотну воду другої системи оборотного водопостачання, вузли видалення з другої системи оборотного водопостачання розчинених газів (якщо їх розміщення біля градирень не є ефективним), схеми виводу з установки скидних вуглеводневих газів і парів від запобіжних клапанів та ін.

Технологічна схема установки повинна відповідати вимогам маловідхідної й безвідхідної технології.

Між комбінованими технологічними установками й окремими установками, а також між секціями, що входять до складу установок, необхідно передбачати “жорсткі зв’язки” з мінімумом проміжних об’ємів.

Резервування необхідних об’ємів для продуктових потоків між установками, відділеннями, секціями на випадок їх тривалих зупинок,

обумовлених їх технологією, необхідно передбачати в схемах загальнопідприємського господарства для кожного конкретного набору технологічних процесів комбінованих установок.

У проектах комбінованих технологічних установок та індивідуальних установок, на яких як побічні продукти одержуються вуглеводневі гази, як правило, передбачається їх переробка у спеціальній секції комбінованої установки або індивідуальної газофракціонуальної установки з метою витягнення індивідуальних вуглеводнів або їх сумішей.

Газофракціонуальні секції комбінованих технологічних установок та індивідуальні газофракціонуальні установки повинні забезпечувати одержання на них скраплених газів, що задовольняють технічним вимогам до заданої газової вуглеводневої сировини або до скраплених побутових вуглеводневих газів, або до газів газобалонних автомобілів.

Аналіз наведеного тут матеріалу із загальних вимог до робочих технологічних схем установок показує, що ці вимоги за своєю сутністю можна розділити на: економічні, екологічні та експлуатаційні. Деякі з вимог можна віднести окремо до того чи іншого розряду, інші характеризують вимоги в сукупності.

1.1.2. Шляхи забезпечення експлуатаційних показників технологічної установки по стадіях етапу проектної розробки робочої технологічної схеми

На кожній із стадій розробки робочої технологічної схеми можуть проявляти себе фактори, що впливають тією чи іншою мірою на експлуатаційні показники технологічної установки. Розглянемо ці стадії.

1.1.2.1. Стадія 1. Визначення методу й сировини та розробка потокової схеми установки

На цій стадії можуть бути попередньо оцінені наступні експлуатаційні показники майбутньої технологічної установки.

Безпечність установки може бути попередньо оцінена за властивостями сировини, проміжних і готових продуктів, а також за зна-

ченнями технологічних параметрів процесів.

Технологічність на цій стадії оцінюється за значеннями технологічних параметрів окремих процесів, зміною значень цих параметрів по ходу технологічних потоків. Вважається, що для забезпечення технологічності установці треба щоб значення технологічних параметрів таких, як температура, тиск по ходу потоків за можливості плавно зростали, плавно спадали або принаймні змінювались у невеликих межах.

Технологічна гнучкість на цій стадії може бути оцінена за присутністю в потоковій схемі ліній рециркуляції потоків. Вважаються схеми більш технологічно гнучкими (більш маневровими), якщо в них маютья лінії рециркуляції потоків.

Керованість технологічної установки на цій стадії може бути оцінена, виходячи з потокової схеми, її безпечності, технологічності й технологічної гнучкості. Практика свідчить, що технологічні установки ХП, НП і НХ підприємств піддаються автоматичному керуванню й контролю з можливістю ручного їх керування.

Всі інші показники можуть бути попередньо оцінені на цій стадії, лише покладаючись на досвід і практику розробок побічних технологічних установок.

1.1.2.2. Стадія 2: Вибір і розробка технологічного обладнання технологічної установки. Розробка принципової технологічної схеми

Безпечність технологічної установки на цій стадії розробки технологічної схеми може бути попередньо забезпечена використанням добре випробуваного серійно виготовлюваного стандартизованого обладнання. Конструкція посудин і апаратів повинна бути надійною на протязі передбачуваного технічною документацією терміну служби, забезпечувати безпеку під час експлуатації й можливість огляду, очищення, промивання, продування й ремонту. Проектування апаратури виконується у відповідності з вимогами “Правил будови й безпечної експлуатації посудин, працюючих під тиском”, діючого галузевого стандарту “Посудини й апарати сталі, зварні. Технічні вимоги”, а також діючих стандартів, нормалей і технічних умов на виготовлення, приймання, монтаж і поставку апаратури, застосовуваних у хімічному

за все конструктивними рішеннями.

На питання *керованості* технологічної установки на цій стадії розробки технологічної схеми впливає керованість машин та апаратів – їх система та ступінь автоматизації.

На питання *надійності й довговічності* технологічної установки на цій стадії розробки робочої технологічної схеми впливає безпосередньо надійність і довговічність машин і апаратів, що вибираються.

Розглянемо вимоги до вибору й розробки найбільш широковживаного машинного обладнання хімічних нафтопереробних і нафтохімічних підприємств.

Вимоги до вибору компресорного обладнання. Компресори повинні забезпечувати стійку роботу в заданім діапазоні експлуатаційних параметрів і розміщуватись переважно в закритих приміщеннях (компресорних).

Керування й контроль за робочими параметрами компресорів і їх систем повинно бути місцевим і дистанційним. Перевага віддається машинам, які можуть керуватись і контролюватись із центральної операторної й не вимагають спеціального перебування експлуатаційного персоналу в машинній залі.

Системи змащування, ущільнення й охолодження рекомендується здійснювати централізованими для груп компресорів. Необхідно організувати збирання й повернення відпрацьованого мастила.

Зовнішні рухомі частини компресорних установок повинні мати огороження, що гарантують безпеку обслуговуючому персоналу.

Для газових і повітряних компресорів, газодувок і повітродувок, установлюваних на технологічних установках, рекомендується передбачати один резервний компресор (газодувку, повітродувку) на 1...5 однотипних компресорів (газодувок, повітродувок).

Зауваження:

1. Відцентрові компресори й газодувні машини продуктивністю більше $100 \text{ м}^3/\text{хв}$, маючи гарантійний строк роботи не менше 8760 годин, установлюються без резерву.

2. Трубокомпресори і гвинтові компресори з ресурсами безперервної роботи більше міжремонтного строку роботи технологічної установки (8000 годин) установлюються без резерву.

У місцях періодичного обслуговування машин повинні передбачатись заходи зі зниження рівня шуму й вібрації до допустимої границі у відповідності з діючим стандартом.

Вимоги до вибору насосного обладнання. Насоси в основному

повинні вибиратись по відповідних каталогах. Перевагу варто віддавати відцентровим насосам із торцевими ущільненнями й герметичним насосам.

Насоси, як правило, повинні установлюватись на відкритих майданчиках у відповідності зі стандартом, що визначає основні вимоги до установлення й експлуатації насосів, розміщуваних поза приміщень на хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництвах.

Зворотний клапан повинен установлюватись на викидній лінії кожного насоса. При цьому необхідно передбачати можливість його ремонту за умов роботи резервного клапана.

Для нижчеперерахованих позицій насосів треба приймати резерв, якщо необхідна продуктивність забезпечується одним насосом, і мінімум 50%-ний резерв, якщо двома й більше насосами:

- подача сировини на технологічну секцію (установку);
- подача сировини в самій технологічній секції (установці);
- подача зрошення в ректифікаційну колону, абсорбенту в абсорбер та ін.;
- циркуляція теплоносія;
- безперервна відкачка продукту з низу ректифікаційної колони, абсорбера, місткості зрошення та ін.;
- подача продукту в різні змійовики трубчастих печей, якщо за характером технологічного процесу мається сенс резервування насоса, а не обмеження тільки вимогою підвищеної надійності роботи (наприклад, пічні насоси на установках термічного крекінгу);
- позиції, особлива відповідальність яких виявляється під час проектування конкретного об'єкта.

На наступних позиціях насоси повинні установлюватись без резерву:

- якщо під час експлуатації установки перехід із робочого на резервний насос взагалі не є можливим або є дуже небезпечним (наприклад, під час подачі флегми в піч термічного крекінгу). У цьому випадку робочий насос повинен мати підвищену надійність;
- якщо насос працює періодично і його робота не пов'язана жорстким графіком роботи установки або регламентом часу якоїсь регулярної операції.

На решті позицій мінімально допустимий резерв насосів — 25%. При цьому допускається загальний резерв для насосів, що перекачують продукти, близькі за вуглеводневим чи хімічним складом. Загальний резерв допускається й для насосів, що подають циркуляційне

зрошення в різні точки ректифікаційної колони, окрім верху. Як правило, резервний насос повинен мати показники по продуктивності, напорі й конструктивному виконанню, що відповідають номінальній характеристиці основних насосів.

Насоси, що обслуговують реагентне господарство, і насоси для розлив-наливних операцій на естакадах і причалах повинні мати 25% - ний холодний резерв.

Під час вибору насоса будь-якого типу треба знати його робочу продуктивність, тиск нагнітання, наявність підпору або передбачувану висоту всмоктування; кількість і розмір завислих частинок у перекачуваній рідині; межі регулювання продуктивності; корозійні властивості перекачуваної рідини за тиску всмоктування; температуру рідини, її питому вагу й в'язкість за робочих умов.

Порядок вибору насосів і видачі завдання на розроблення їх нових типів здійснюється аналогічно компресорам.

1.1.2.3. Стадія 3: Повузлова проробка трубопровідної обв'язки вибраного обладнання технологічної установки. Розробка робочої технологічної схеми

Принципова технологічна схема дає загальне уявлення про характер технологічної установки, що проектується. Тому на стадії 3 детально пророблюються окремі вузли принципової схеми. Це один із найважливіших моментів проектування, що визначає технічний рівень, якість всього проекту установки і повинен сприяти забезпеченню високих експлуатаційних показників.

Технологічним вузлом ми будемо називати частину технологічної схеми, що включає одиничне або групове обладнання з обв'язувальними трубопроводами й арматурою, в якому реалізується переважно один із процесів технологічної схеми.

Проробка схем трубопровідної обв'язки технологічних вузлів здійснюється одночасно з накреслюванням робочої технологічної схеми. Під час проектування трубопровідної обв'язки проектувальник-технолог керується галузевими рекомендаціями, випущеними в складі системи нормативної документації, а також досвідом, накопиченим при розробці аналогічних проектів. Важливу роль відіграє вивчення результатів експлуатації тих чи інших систем обв'язки. Розглянемо

прикладі проробки обв'язки.

Вузол “місткість-насос” є одним із розповсюджених елементів кожної технологічної схеми. Рідкі продукти, що переробляються в декілька ступенів, на проміжних стадіях збирають у збірники. Об'єм збірників повинен забезпечувати підтримку запасу рідини для компенсації короточасних порушень у роботі наступних або попередніх стадій, наприклад, припинення подачі живлення однієї з декількох послідовно пов'язаних ректифікаційних колон.

Збірники й насоси є основним обладнанням прицевового складу рідкої сировини. У залежності від особливостей процесу збірники можуть знаходитись під атмосферним тиском, під вакуумом або під збитковим тиском. Випускаються вертикальні, горизонтальні, сферичні збірники. Розміри, форма й конструктивні особливості місткісної апаратури розглядаються в дисциплінах із конструювання хімічної та нафтохімічної апаратури. Найбільш широкого застосування набули насоси таких типів: відцентрові, лопатеві, вихорні, поршневі, поршневі з регулюванням продуктивності та ін. Методи підбору насосів і відомості про насосне обладнання розглядаються у відповідних дисциплінах.

На рис. 1.1. надано схему обв'язки технологічного вузла “місткість – відцентрований насос”.

Напірний бачок 1 працює за атмосферного тиску; від нього живляться три відцентрових насоси, з яких два насоси повинні працювати постійно, а третій – резервний. Всмоктувальний трубопровід є спільним для всіх насосів, кількість нагнітальних колекторів залежить від числа точок, в які необхідно спрямувати перекачувану рідину. Кожний насос має запірну арматуру на всмоктувальній і нагнітальній сторонах. За подібної обв'язки (коли насоси працюють “на колектор”) на кожному нагнітальнім трубопроводі треба передбачати зворотний клапан, що запобігає обертанню робочого колеса насоса в зворотному напрямку за неочікуваної зупинки (наприклад, внаслідок виходу з ладу електродвигуна).

При використанні вихорних, відцентрово-вихорних і плунжерних (поршневих) насосів, окрім зворотного клапана (див. рис. 1.2), необхідно передбачити установку запобіжних клапанів 3, що перепускають рідину з нагнітання на всмоктування у випадку неполадок на лінії споживання. В обв'язці вихорних і лопатевих насосів треба також передбачити пускову байпасну лінію. Для зменшення пульсації потоку рідини, перекачуваної плунжерним насосом, на напірнім трубопроводі

часто установлюють невелику герметичну посудину 6, в яку безперервно подається стиснуте повітря або інертний газ.

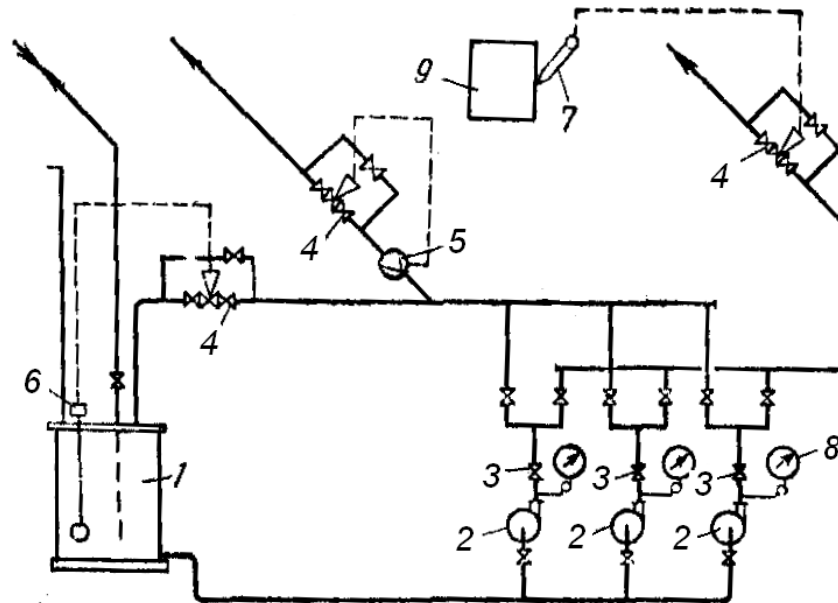


Рис. 1.1. Схема технологічного вузла місткість – відцентровий насос:
1 – напірний бачок; 2 – насоси; 3 – зворотні клапани; 4 – гребінки регулюючих клапанів; 5 – діафрагма витратоміра; 6 – рівнемір;
7 – термопара; 8 – манометр; 9 – об'єкт

При експлуатації насосів усіх видів необхідно забезпечувати постійне заповнення всмоктувальних трубопроводів перекачуваною рідиною. Цього досягають за допомогою контуру автоматичного регулювання, клапан якого установлюється на напірнім трубопроводі або на байпасі. Місце установки клапана залежить від типу насоса, а також від співвідношення між потрібним і реальним напором, створюваним насосом. У лопатевих, вихорних і поршневих насосах регулювальні клапани повинні установлюватись на байпасі. У відцентрових насосах клапани також можуть установлюватись на байпасі, якщо установка їх на напірнім трубопроводі знижує тиск на нагнітальній лінії до величини, більш низької, ніж тиск у системі. Як правило, у відцентрових

насосах вони установлюються безпосередньо на напірнім трубопроводі. На всмоктувальних лініях поршневих насосів бажано установлювати сітчасті фільтри для запобігання попадання механічних частинок у клапани. Використовуються регулятори рівня різних типів: поплавкові, п'єзометричні, радіоактивні та ін.

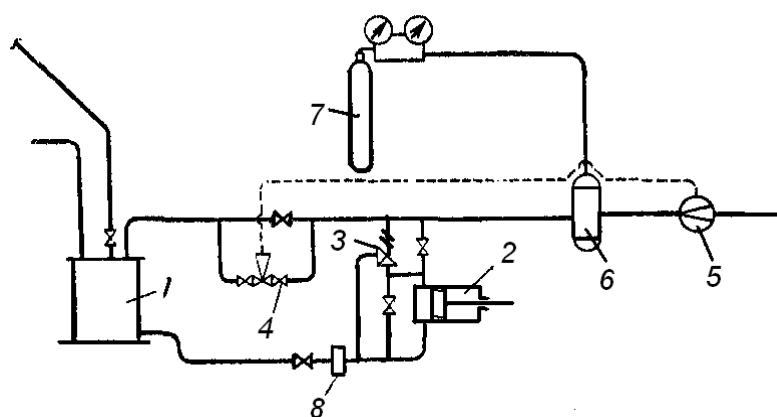


Рис. 1.2. Схема технологічного вузла “збірник – поршневий насос”:
 1 – збірник; 2 – насос; 3 – запобіжний клапан;
 4 – гребінка регульовального клапана; 5 – діафрагма витратоміра;
 6 – повітряний ковпак; 7 – балон зі стиснутим повітрям;
 8 – сітчастий фільтр

Збірники, що експлуатуються за атмосферного тиску, з'єднуються безпосередньо з атмосферою або з так званою “дихальною системою”, що застосовується у тих випадках, коли попадання повітря є небажаним з міркувань вибухонебезпеки або корозійної стійкості. Дихальна система складається з ряду ліній, що відходять від апаратів, з'єднаних у спільний колектор, який підключається до спеціального дихального бачка 1, що іменується також гідрозатвором (рис. 1.3). Штуцер бачка, до якого приєднано дихальний колектор, закінчується сифоном 5, що являє собою шматок труби, опущений майже до самого дна. Через інший штуцер гідрозатвор заповнюється водою так, щоб нижній кінець сифона був занурений у неї на глибину 300...400 мм. Якщо ж він розташовується зовні приміщення, то в зимовий час його заповнюють розсолем. У кришці гідрозатвора мається штуцер, до якого приєднується труба, яка сполучається безпосеред-

ньо з атмосферою. У дихальний колектор безпосередньо подається азот. Тиск азоту (3000...4000 Па) підтримується за допомогою регульовального клапана 3. Якщо з будь-якого апарата 2, з'єднаного з дихальною системою, видалити частину рідини, у ньому створюється деяке розрідження, на яке відреагує регулятор тиску, що керує регульовальним клапаном 3 (розташований на лінії подачі азоту). У міру надходження рідини в апарат тиск стовпа рідини буде збільшуватись; у той момент, коли він перевищить 3000...4000 Па, азот здолає опір стовпа рідини в гідрозатворі й вийде в атмосферу.

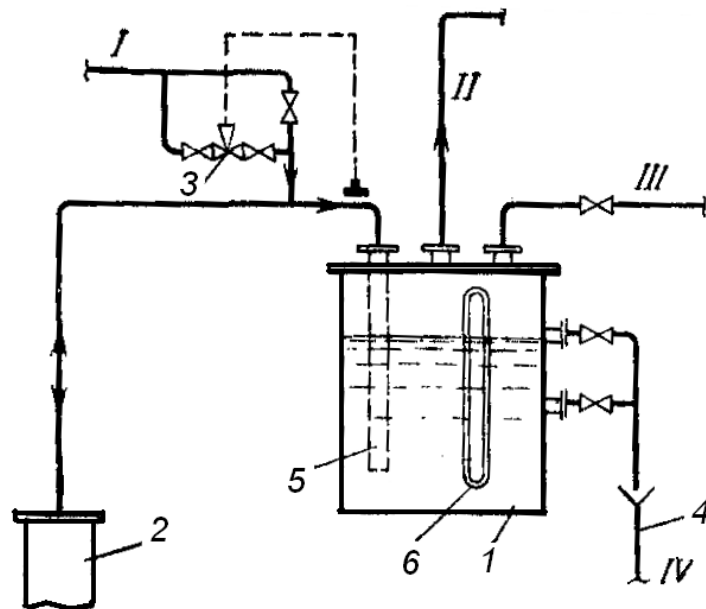


Рис. 1.3. Схема об'язки дихального бачка:

- 1 – бачок; 2 – апарат, в якому підтримується інертна атмосфера;
- 3 – гребінка регульовального клапана; 4 – замовна лійка; 5 – сифон;
- 6 – мірне скло; I – інертний газ; II – повітряник; III – вода або розсіл;
- IV – дренаж

Вузол компримування газу. У НП і НХ промисловості експлуатуються компресори наступних типів: поршневі, відцентрові, ротаційні, гвинтові. Всі перераховані машини можуть бути одно- і багатоступеневі.

У компресорний агрегат великої продуктивності, призначений для стискування газу до великих значень тиску, входить таке обладнання: багатоступеневий компресор, холодильники газу, гасники вібрації, мастильні насоси, холодильники мастила, збірники мастила, вентилятори (за повітряного охолодження циліндрів).

Компресорний агрегат є частиною технологічної схеми й пов'язаний з нею за допомогою всмоктувального й нагнітального газопроводів і ряду допоміжних трубопроводів (рис. 1.4). Всередині компресорного агрегату також мається декілька трубопровідних систем. У загальному випадку його обв'язка складається з власне системи газопроводу, системи водного охолодження, системи змащування циліндрів і механізму руху, продувальних ліній, системи аварійного перепуску і скиду. Зазвичай у технічній документації, що випускається заводом-виготовлювачем, окремо наводяться схеми кожної із перерахованих систем.

Система газопроводу включає всмоктувальний трубопровід із запірним вентилям або засувкою, приєднаний безпосередньо до компресора або до гасника вібрації. Після циліндра першого ступеня газ прямує в холодильник (водний або повітряний), а далі в мастиловідділювач 1-го ступеня. Досить часто в компресорних агрегатах встановлюються суміщені холодильники-мастиловідділювачі.

Всмоктувальний трубопровід і нагнітальний трубопровід 1-го ступеня з'єднуються пусковим байпасом.

Із мастиловідділювача газ попадає в циліндр 2-го ступеня, далі в холодильник-мастиловідділювач 2-го ступеня і т.д. Для зменшення пульсації газового потоку після кінцевого холодильника встановлюється акустичний гасник вібрації, що слугує одночасно кінцевим мастиловідокремлювачем.

Як після 1-го так і після інших ступенів стиску на газопроводах встановлюються запобіжні клапани. Якщо газ поступає в компресор із газгольдера, вихлопна труба запобіжного клапана врізається у всмоктувальний трубопровід. Якщо компресор з'єднано з будь-якою замкнутою системою (циркуляційний компресор), вихлопні труби після всіх клапанів підключають до продувального бачка, з'єданого з атмосферою. До цього бачка приєднують продувальні лінії. Продувка компресора інертним газом (азотом) виконується перед розкриттям його газових порожнин для ремонту. При цьому запірна арматура на всмоктувальним і нагнітальним трубопроводах перекачується за допомогою гнучкого шланга, спеціальний штуцер із вентилям на всмоку-

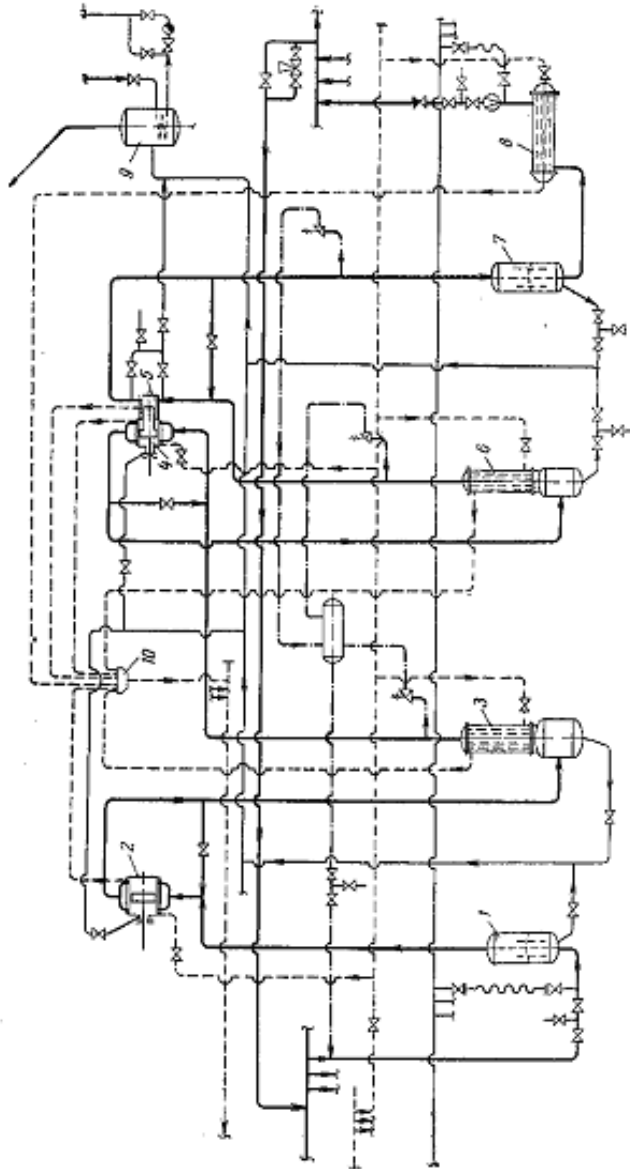


Рис. 1.4. Схема об'язки компресорного агрегату:

- 1 — акустичний гасник вібрації низького тиску; 2 — циліндр першого ступеня;
 3 — холодильник — мастиловідокремлювач 1-го ступеня; 4, 5 — блок циліндрів 2-го і 3-го ступенів;
 6 — холодильник — відокремлювач 2-го ступеня; 7 — акустичний гасник вібрації високого тиску;
 8 — холодильник; 9 — збірник мастильних здувок; 10 — зливна лійка.
- Умовні позначення: — — газопровід; - - - продувальна лінія; - · - · - лінія стравлювання.

вальнім трубопроводі приєднується до системи інертного газу (азоту), який витісняє компримувальний газ із всіх ступенів компресора й міжступінчастої апаратури й через продувальний бачок видається в атмосферу або в лінію, з'єднану із загальнопідприємським факелом.

Після кожного ступеня стиску газ, що компримується, охолоджується в міжступінчастих водяних холодильниках різної конструкції (кожухотрубчастих, "труба в трубі", спіральних та ін.). Водюю ж, як правило, охолоджуються циліндри компресорів. Із цією ж метою по компресорній залі прокладається колектор промислового водопроводу, що має відводи до кожного компресорного агрегату. На відводі від спільного колектора ставиться запірні арматура. Вода по паралельних трубопроводах подається в міжступінчасті холодильники, а з них — в охолоджувальні трубки циліндрів відповідних ступенів стиску. Окрім того, вода подається в мастильні холодильники. Відпрацьовану воду збирають в закриту лійку, де встановлено термометри, за якими слідкують за температурою всіх охолоджуваних дільниць агрегату. Температура кожного скиду вимірюється ртутними термометрами, для яких у спільній лійці передбачено гільзи. Із лійок вода самопливом надходить у колектор ливневої каналізації або в збірник, звідки насосом спрямовується в систему оборотного водопостачання. Якщо охолоджувальні сорочки компресорів і простори холодильників, заповнені водою, розраховано на тиск 0,3...0,35 МПа, то воду можна без розриву струмینی направляти прямо в систему оборотного водопостачання.

Існують декілька схем змащування компресорів. У поршневіх і ротаційних компресорах мається дві системи змащування: система змащування механізму руху (підшипників, шийок колінчастого вала, башмаків крейцкопфа) і система змащування циліндрів і гідравлічного ущільнення сальників. Для змащування механізму руху компресор обладнано мастильними насосами. Пусковий мастильний насос має власний електропривід, а робочий насос — привід від колінчастого вала компресора. Обидва насоси заповнюються мастилом із напірного бачка, обладнаного фільтром і змійовиковим холодильником. У компресорах, що не мають пускового мастильного насоса, мастило перед пуском закачується в насос вручну. Як правило, для змащування механізму руху застосовуються шестеренні насоси. Мастило, пройшовши циліндричний або сітчастий фільтр, по мастилопроводах спрямовується в зазначені вище точки і далі самопливом повертається в напірний бачок.

Змащування циліндрів і сальників здійснюється за допомогою багатоплунжерних насосів (лубрикаторів), також приводжуваних у рух від колінчастого вала компресора. Циліндрове мастило виводиться разом з газом, що компримується, і відділяється від нього в мастиловідокремлювачах, з яких мастило періодично (один-два рази за зміну) спускається в систему відпарки.

Система відпарки складається із колектора, в якому зібрано трубопроводи від усіх мастиловідокремлювачів і відпарної місткості з паровим змійовиком. Відпарене мастило насосами відкачується на регенерацію.

У компресорних залах з великою кількістю машин передбачається централізована система мастилопостачання (рис. 1.5).

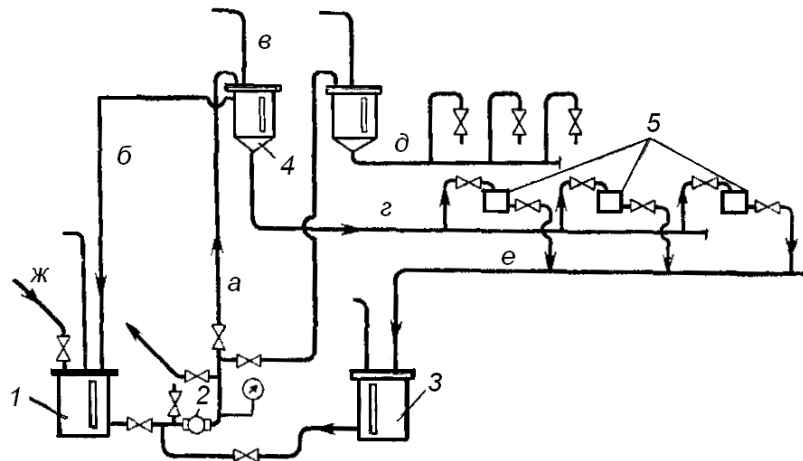


Рис. 1.5. Схема централізованого мастилопостачання компресорів:
1 – приймальний збірник свіжого мастила; 2 – шестеренний мастильний насос; 3 – збірник відпрацьованого мастила; 4 – напірний розподільний бачок; 5 – мастильні баки компресорів

За звичай використовується мастило двох сортів: для змащування механізму руху і для змащування циліндрів; воно доставляється в цех або по міжцехових мастилопроводах (ж), або в бочках автомобільним транспортом. Із бочок шестеренними насосами 2 мастило закачується в напірні бачки 4, розташовані на 1...1,5 м вище баків 5

компресорів. Окрім лінії наповнення (а) повинні бути передбачені переливна лінія (б), повітряник (в) і розподільний колектор (г), прокладений уподовж компресорної зали і з'єднаний окремими відводами з мастильними баками компресорів. Відводи від колектора циліндричного мастила (д) закінчуються витратними вентилями. Мастило наливають у мастилки і вручну заправляють у лубрикатори. Із баків по окремому трубопроводу (е) відпрацьоване мастило періодично відводиться в збірник З, звідки по трубопроводу (з) насосом його відкачують у цех регенерації. За відсутності на підприємстві міжцехового мастилопроводу мастило закачують у бочки й вивозять із цеху.

У відцентрових, гвинтових і деяких типах ротаційних компресорах змащуються тільки винісні підшипники. Ця особливість має велике значення під час компримування газів, забруднення яких мастилом небажане. У турбокомпресорах мастило також подається в напірні бачки для ущільнення сальників під час зупинки машин.

Експлуатація компресорного агрегату за заданого режиму забезпечується приладами контролю й автоматики.

В агрегатах із поршневыми компресорами передбачаються дві системи — блокування і регулювання.

Система блокування складається з ряду датчиків (контактних манометрів, термодатчиків, діафрагм та ін.), установлених на газо-, мастило- і водопроводах, у кожухах обдуву електродвигунів, у корпусах підшипників та інших точках і відпрацьовуючих імпульс на відключення головного електродвигуна з одночасною подачею тривожного сигналу під час зниження тиску у всмоктувальному трубопроводі, підвищенні тиску або температури газу в нагнітальному трубопроводі вище граничних значень, падінні тиску в мастилопроводі, зупиненні подачі охолоджувальної води, підвищенні температури підшипників, падінні тиску повітря в кожухах обдуву електродвигунів.

Система регулювання призначається для підтримки тиску й температури газу у всмоктувальному і нагнітальному трубопроводах, а також продуктивності компресора в заданих межах. Постійність цих параметрів досягається за допомогою схем автоматичного регулювання, що включають датчики, аналогічні застосовуваним в системах блокування, командні прилади й регулювальні клапани.

Тиск регулюється шляхом перепуску газу з нагнітального трубопроводу у всмоктувальний. Якщо датчик установлений на всмоктувальному трубопроводі, то регулюється тиск всмоктування, якщо на нагнітальному — тиск нагнітання. У випадку регулювання продуктив-

ності датчиком слугує діафрагма з витратоміром.

Вузол абсорбції. За звичай процес фізичної абсорбції застосовується в НП і НХ промисловості для розділення газів термічного й каталітичного крекінгу, витягнення ароматичних вуглеводнів із газів піролізу або продуктів реакції із циркуляційних газів, а також для очищення й осушування газів.

Як правило, процес абсорбції поєднується зі зворотним процесом — десорбцією.

За конструкцією абсорбери й десорбери здебільшого схожі з ректифікаційними колонами. Вони таким же чином підрозділяються на тарілчасті й насадкові й можуть працювати під збитковим або атмосферним тиском і під вакуумом.

У залежності від призначення процесу й від властивостей перероблюваних продуктів у кожному конкретному випадку схеми абсорбції мають деякі відмінності. Наприклад, схеми хімічної абсорбції зводяться до наступного (рис. 1.6). Суміш газів спрямовують у нижню частину одного або декількох паралельно працюючих абсорберів, у верхню частину яких насосами подається абсорбент. Стікаючи вниз по тарілках або насадці, абсорбент насичується одним або декількома компонентами. Накопичений внизу абсорбент після охолодження змішується із чистим абсорбентом і подається на зрошення, а його балансова частина виводиться із системи.

Заданий рівень рідини в колоні підтримується за допомогою регулятора рівня або переливного штуцера. Наявність визначеного рівня й об'єму рідини запобігає проскок газу в рідинну лінію і забезпечує нормальну роботу відкачувального насоса.

На абсорберах встановлюються запобіжні клапани (два клапани з переключальним вентилем). Розміщувати запобіжні клапани треба за можливості вище на випадок можливого викиду рідини. Як і у вузлах ректифікації, лінії викиду від запобіжних клапанів виводяться або на факел, або в атмосферу. Окрім аварійних скидів, треба передбачати лінії випаровування, продувальні лінії й штуцери для відбору проб. Абсорбер, що працює під атмосферним тиском, може бути з'єднаний із дихальною системою цеху.

Якщо видалення розчинених компонентів із насиченого абсорберу намічається здійснювати шляхом десорбції, абсорбент попередньо підігрівається теплом відхідних потоків або водяною парою й далі подається на верх десорбера, у нижню частину якого вдувається десорбуючий агент. Відпарений компонент разом з десорбуючим аген-

том направляється на подальшу переробку, а не насичений (регенерований) абсорбент охолоджується в теплообміннику і знову подається в абсорбер.

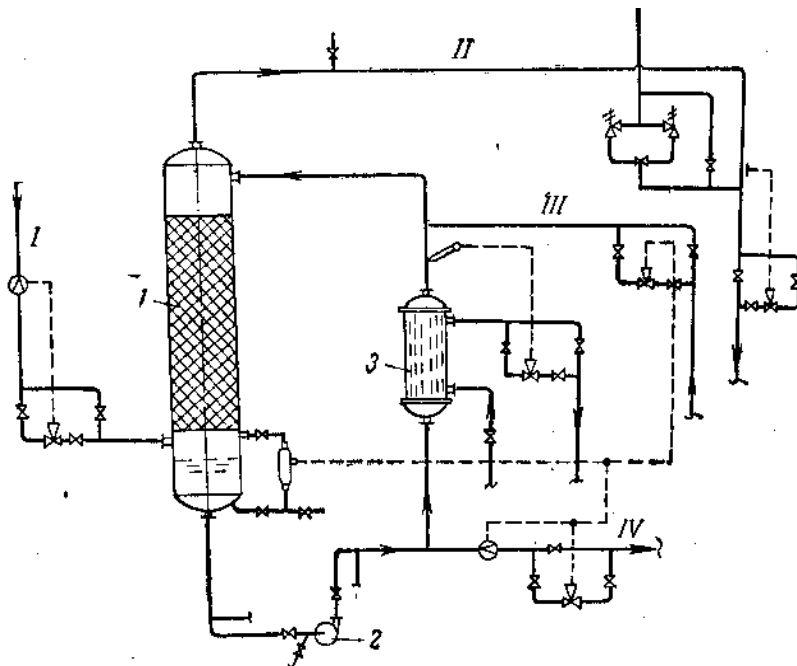


Рис 1.6. Обв'язка вузла абсорбції:
 1 – абсорбер; 2 – насос; 3 – холодильник абсорбера;
 I...IV – основні трубопроводи

Обв'язка десорбера колонного типу допоміжними трубопроводами виконується аналогічно обв'язці абсорбера.

Нормальна експлуатація вузлів абсорбції-десорбції залежить від постійності температури, тиску й від співвідношення кількості газу та абсорбенту. Додержання цих умов досягається установкою таких приладів і арматури: на лінії подачі газу (I) – діафрагма витратоміра, пробовідбірник, бобишка для виміру тиску, бобишка для виміру температури; на лінії виходу газу (II) – діафрагма витратоміра, пробовідбірник, бобишка для виміру температури, бобишка для виміру тиску, регулюючий клапан, що підтримує постійний тиск “до себе”, тобто в абсорбері; на лінії подачі свіжого абсорбенту (III) – діафрагма

витратоміра або ротаметр, пробовідбірник, бобишка для виміру температури, регульовальний клапан, пов'язаний із регулятором співвідношення газу й абсорбенту; на лінії виводу насиченого абсорбенту (IV) — діафрагма витратоміра або ротаметр, бобишка для виміру температури, регульовальний клапан, пов'язаний із регулятором рівня в нижній частині абсорбера (десорбера).

Вузол поверхневого теплообміну. Незважаючи на велику різновидність поверхневих теплообмінників, можна зазначити декілька загальних положень, якими треба керуватись під час обв'язки трубопроводами вузлів теплообміну.

Як правило, обв'язка повинна відповідати розрахунковій схемі. У більшості випадків поверхневі теплообмінники розраховуються за протитечійною схемою, значно рідше — за прямотечійною. Зміна напрямку потоків у порівнянні з розрахунковим може призвести до значного зниження коефіцієнта теплопередачі, бувають, проте, випадки, коли така зміна не впливає на інтенсивність теплообміну, спрощуючи в той же час трубопровідну обв'язку вузла. Наприклад, за незначного перепаду температур ($3...5^{\circ}\text{C}$) одного із середовищ, що теплообмінюється, коли рідина охолоджується на декілька десятків градусів за допомогою холодильного розсору, для нормальної роботи холодильної установки перепад температур між прямим і зворотним холодоносієм не повинен перевищувати 5°C .

Зупинимось докладно на особливостях обв'язки кожухотрубних теплообмінників, як найбільш широко застосовуваних у нафтопереробній і нафтохімічній промисловості. Ці ж особливості в тій чи іншій мірі необхідно враховувати й під час обв'язки теплообмінної апаратури інших конструкцій. Так, різновидом кожухоподібних теплообмінників є елементні теплообмінники, і все сказане тут нижче повною мірою відноситься і до них.

Обв'язку рідинних теплообмінників треба здійснювати таким чином, щоб і трубний і міжтрубний простір під час експлуатації були повністю заповнені рідиною. Із цією метою вводити рідкі продукти в апарат необхідно через нижні штуцери, а виводити — через верхні. Такий підвід продуктів сприяє безперервному відводу інертів (як умовно прийнято називати гази, що володіють більш низькою температурою насичення за даних умов у порівнянні з рідиною, що теплообмінюється, накопичення яких може знизити ефективність роботи апарата).

Якщо за будь-яких причин не вдається підвести рідину до апарата зазначеним вище способом, на відповідних трубопроводах треба

передбачити гідравлічні затвори у вигляді вертикальних петель (рис. 1.7), що перешкоджають небажаному випорожненню апарата. У верхню частину петлі повинен бути врізаний патрубок-повітряник із вентиляем, а нижні частини за допомогою труби меншого діаметра повинні бути з'єднані із запірною арматурою, що відкривається під час повного випорожнення апарата.

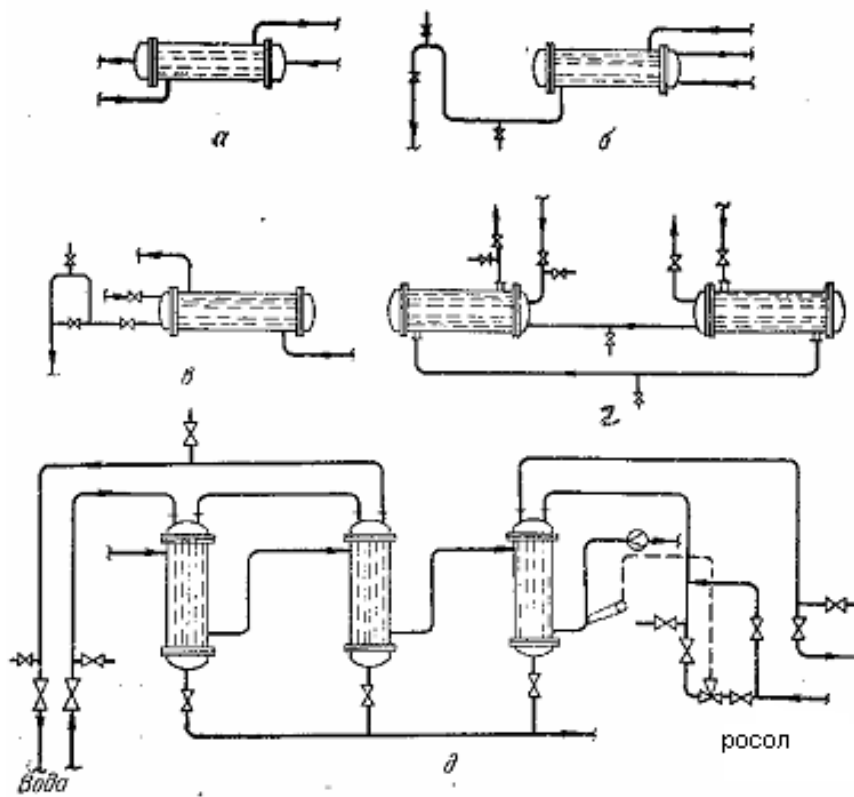


Рис. 1.7. Елементи об'язки теплообмінників:

- а — одноходовий теплообмінник, об'язаний за схемою протитоку;
- б, в — способи об'язки, що унеможливають небажане випорожнення апарата;
- г — об'язка двох послідовно з'єднаних теплообмінників;
- д — об'язка установки конденсації

Особливу увагу треба звернути на розробку трубопровідної об'язки теплообмінників, розміщуваних на відкритих площадках у районах із суворою зимою. Об'язка повинна бути запроектована з таким розрахунком, щоб у подальшому в монтажних кресленнях (і на збудованих об'єктах) звести до мінімуму застійні ділянки трубопроводів. Якщо як холодоносії буде використовуватись вода, підвід її до апаратів повинен повністю усувати утворення довгих застійних ділянок.

Якщо не вдається уникнути застійних ділянок, безпосередньо перед відключаальною засувкою можна врізати трубопровід невеликого діаметра (25...40 мм), з'єднаний з ливневою каналізацією. Цю лінію відкривають після перекидання основного трубопроводу. Невеликою кількістю води, що проходить по цій лінії, прогрівають непрацюючу ділянку. У тих випадках, коли немає необхідності в повному випорожненні водного простору холодильника (конденсатора), замерзання можна уникнути, не повністю закриваючи запірну арматуру.

У зв'язку з небезпекою замерзання регульовальні клапани з байпасом на водних лініях повинні встановлюватись таким чином, щоб частина води була направлена в апарат по байпасу. Це треба враховувати під час розрахунку регульовального клапана.

Всі ділянки трубопроводів води, розташовані зовні приміщення, повинні бути покриті ізоляцією у відповідності з діючими нормами.

Під час вибору робочих порожнин теплообмінника треба керуватись наступним.

У теплообміннику, призначеному для експлуатації як випарювача або конденсатора, випарювана рідина або пари, що конденсуються, бажано вводити в міжтрубний простір, а потік, що не змінює агрегатний стан — у трубний. Такий розподіл, дозволяючи максимально збільшити швидкість потоків з низьким коефіцієнтом тепловіддачі (за рахунок збільшення числа ходів у трубнім просторі), приводить до збільшення загального коефіцієнта теплопередачі теплообмінника.

Під час вибору місця теплообміну основним критерієм є фізичні й хімічні властивості потоків, що теплообмінюються.

Сильно забруднені потоки, або такі, що легко полімеризуються, бажано вводити в простір, більш доступний для механічної очистки. Для більшості кожухотрубчастих теплообмінників таким простором є трубний простір апарата. Дуже часто обидві рідини, що теплообмінюються, сильно забруднюють поверхню теплообміну. У цьому випадку в міжтрубний простір вводять рідину, що вміщує речовини, які легко

видаляються з поверхні теплообміну різними розчинниками. Якщо ж обидві рідини вміщують речовини, видалення яких можливе тільки механічним способом, застосовуються кожухотрубчасті теплообмінники з “плаваючими голівками”, дозволяючі витягувати трубчатку з кожуха.

Агресивні рідини бажано вводити у трубний простір. У цьому випадку тільки частину апарата, а саме трубчатку й кришки, достатньо виконати із спеціальних корозійно стійких матеріалів.

Рідини або гази, що транспортуються під значним тиском, також краще направляти в трубний простір. Завдяки цьому можна застосовувати апарати з незначною товщиною стінки обичайки.

Нормальний режим експлуатації характеризується постійною температурою теплообмінювальних потоків на виході з апарата. Для підтримки нормального режиму на цих потоках можуть бути встановлені термопари, регулювальні клапани та ін.

Під час обв'язки теплообмінників із U- подібними трубками по трубках рекомендується перепускати рідини або гази, що не утворюють нерозчинних відкладень.

Вузол обв'язки трубчастої печі. За призначенням пічні установки діляться на нагрівальні й реакційно-нагрівальні. Ці печі знаходять широке застосування в НП і НХ промисловості.

Обв'язка трубчастих печей складається з трубопроводів, по яких підводяться: газ (рідина), що підлягає підігріву до високих температур (300...600°C), паливо (рідке або газоподібне, вода для розпилення рідкого палива, інертний газ (азот)). Якщо піч підігріву експлуатується з димососом, до нього також необхідно підвести охолоджувальну воду. Від печі відходять трубопроводи гарячого газу (перегрітої рідини) і відпрацьованої води.

Як приклад обв'язки печі наводиться схема обв'язки (радіантно-конвективної трубчастої печі (рис. 1.8).

Схема контролю й автоматизації печі розроблюється таким чином, щоб були забезпечені постійність витрат продукту, що пропускається через змійовик печі, необхідні витрати палива за постійного тиску, тяги й витрат повітря, необхідні для оптимального горіння палива.

Для контролю найважливіших параметрів працюючої печі система топкового простору повинна бути обладнана контрольно-вимірювальними приладами.

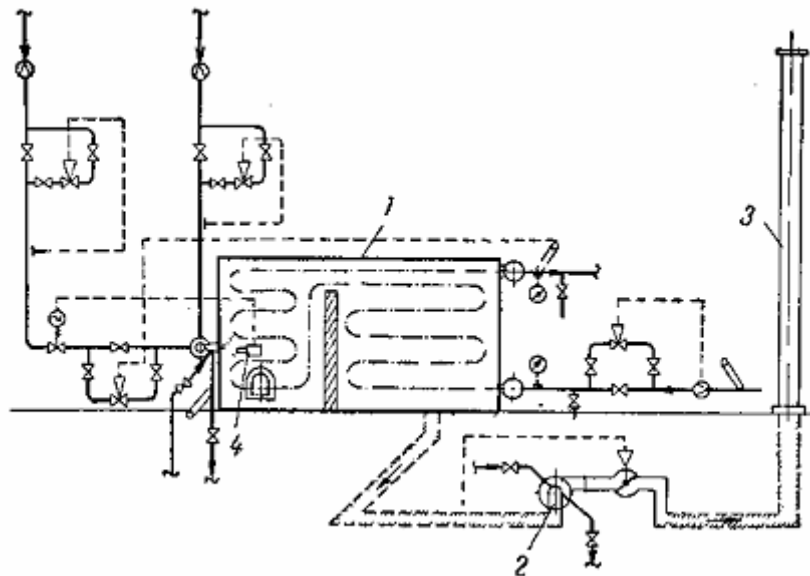


Рис. 1.8. Обв'язка трубчастої печі:
1 – трубчаста печі; 2 – димосос; 3 – димова труба;
4 – сигналізатор наявності полум'я

Основними точками контролю режиму експлуатації печі є температура: на вводі й виводі сировини, у перехідних дільницях трубчастого нагрівача, на поверхні стінок труб трубчастого нагрівача, у пароперегрівачі, у секції теплоносія і на інших дільницях, над перевалом, під радіантними трубами, на вході в конвективну шахту, у кінці її, до і після рекуператора, у димовій трубі й на лінії гарячого повітря; розрідження в топці й по ходу продуктів горіння; тиск газового або рідкого палива в трубчастім нагрівачі; витрати сировини й палива.

Зазвичай автоматично регулюється температура димових газів на перевалі з корекцією по температурі продукту на виході з печі. Для здійснення контролю й регулювання трубчастих печей в їх обв'язці передбачають такі елементи.

На лінії подачі паливного газу передбачається бобишка для відбору тиску, діафрагма витратоміра, регулювальний клапан, зв'язаний із регулятором тиску "після себе" (якщо печей декілька, ставиться на колекторі), регулювальний клапан, частіш за все зв'язаний з регуля-

тором температури продукту на виході з печі з корекцією по температурі газів на перевалі, відсічний клапан, зв'язаний з показчиком наявності полум'я в топці.

У випадку застосування рідкого палива на лінії його подачі встановлюють ті ж прилади, що й для паливного газу і, окрім того, на лінії подачі водяної пари встановлюється бобишка для відбору тиску, діафрагма витратоміра й регулювальний клапан, зв'язаний з регулятором тиску "після себе".

На лінії подачі сировини мається бобишка для виміру температури, бобишка для виміру тиску, діафрагма для виміру витрат, регулювальний клапан, за звичай зв'язаний із регулятором витрат.

На лінії виходу сировини передбачається бобишка для виміру тиску, пробовідбірник, бобишка для виміру температури.

На лінії подачі води на охолодження форсунок мається бобишка для заміру температури.

На лінії проходження димових газів маються дросельні затулки для регулювання продуктивності димососів.

У результаті повузлової проробки трубопровідної обв'язки вибраного обладнання розроблюється робоча технологічна схема технологічної установки.

Робоча технологічна схема являє собою графічне зображення технологічної частини проекту установки, вона є основним джерелом інформації під час складання решти частин всього проекту і головним вихідним матеріалом для монтажної проробки системи трубопроводів.

На технологічну схему установки наноситься все обладнання, необхідне для реалізації технології й експлуатації установки, умовно у вигляді ліній відображуються трубопровідні зв'язки між окремими елементами обладнання.

Під час розробки технологічної схеми зазвичай намагаються якомога більш чітко зобразити послідовність технологічних операцій для зручності використання схеми як на стадії розробки проектною документації так і на стадії розробки регламентних документів на експлуатацію технологічних установок. Тому розташування обладнання на схемі маже не співпадати з його наступним фактичним розміщенням на установці. Обладнання наноситься на схему у відповідності із загальноприйнятими умовними позначеннями (рис. 1.9).

Кожний вид обладнання, нанесений на схему має, свій індекс. У нафтопереробці загальноприйнятими є наступні літерні індекси окремих видів обладнання: К — реакційна або абсорбційна колони; П —

трубчаста піч; X – холодильник; XK – холодильник-конденсатор; Т – теплообмінник; Є – ємкість; С – сепаратор; ПК – поршневий компресор; ВК – відцентровий компресор; Н – насос; І – інжектор-змішувач; М – апарат з перемішуючим пристроєм (мішалка); Ф – фільтр. Окремим видам обладнання привласнюються номери у відповідності з послідовністю технологічних операцій на установці. Комбіновані установки розподіляються на окремі блоки (секції), кожному з яких привласнюється номер. Індикація обладнання відображує його приналежність до тієї чи іншої секції. Наприклад, секції комбінованої установки ЛК–бу привласнено номери 100; 200; 300; 400. Апарат з індексом К–102 відноситься до секції 100(ЭЛОУ–АТ), з індексом Н–412 – до секції 400 (ГФУ) та ін.

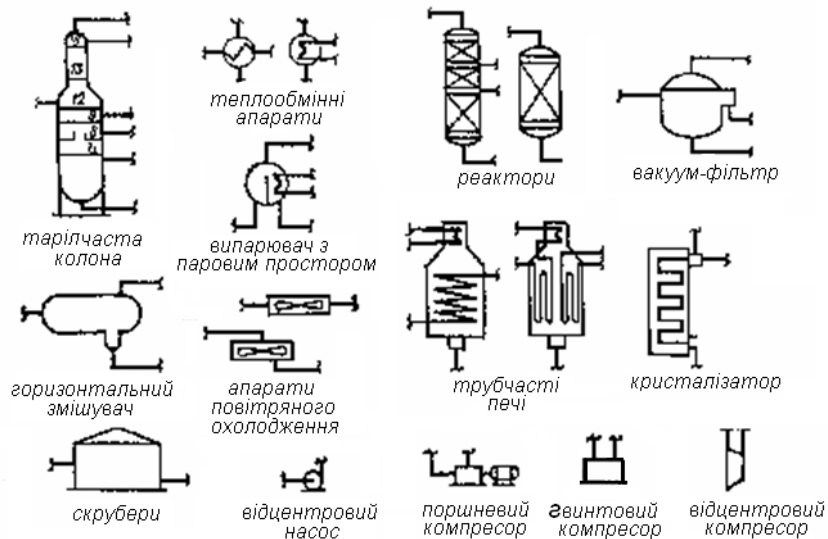


Рис. 1.9. Умовні позначення обладнання на технологічній схемі

Своя нумерація привласнюється також трубопроводам. Варто наголосити, що в багатьох країнах прийнято систему нумерації трубопроводів, яка не тільки відображує приналежність трубопроводу до тієї чи іншої секції установки, але й вміщує інформацію про діаметр трубопроводу, клас і параметри (тиск, температура) перекачуваного продукту.

Прийняті індекси машин, апаратів і трубопроводів на технологічній схемі переносяться пізніше в регламентні документи на експлуатацію технологічної установки і безпосередньо на машини, апарати й трубопроводи збудованої установки.

Приклад оформлення технологічної схеми в документації технічного проекту наведено на рис. 1.10.

Необхідним додатком до технологічної схеми є експлікація (перелік) видів обладнання трубопроводів. В експлікаціях вміщують відомості про основні технічні характеристики обладнання, для стандартного обладнання номери ГОСТ, ОСТ, ДСТУ, технічних умов, за якими воно випускається, а для нестандартного — основні розміри й номери креслень, за якими воно повинне бути виготовлене.

В експлікації трубопроводів вміщуються відомості про найменування, робочі й максимально можливі параметри перекачуваного середовища, необхідність ізоляції й обігріву, про число парових і водних супутників.

Під час проектування невеликих установок експлікації обладнання й трубопроводів наносять безпосередньо на схему.

1.1.2.4. Стадія 4: Розробка заходів з безпечної експлуатації технологічної установки на етапі розробки її робочої технологічної схеми

Нафта, нафтопродукти, продукти нафтохімічного синтезу володіють небезпечними й шкідливими властивостями, а технологічні процеси, що здійснюються на НПП і НХП, проводяться за підвищених температур і тисків із застосуванням вогневих нагрівачів, перегрітої водяної пари, а також електричного струму високої напруги. У зв'язку з цим під час проектування НПП і НХП необхідно приділяти особливу увагу питанням техніки безпеки й охорони праці, передбачати заходи, дозволяючі запобігати аварії, пожежам, нещасним випадкам.

На стадії розробки робочої технологічної схеми повинно бути забезпечено надійне автоматичне і, за необхідності, ручне управління технологічною системою установки під час її експлуатації.

Технологічна схема установки повинна забезпечити високі показники технологічної та конструктивної гнучкості системи і її еколо-

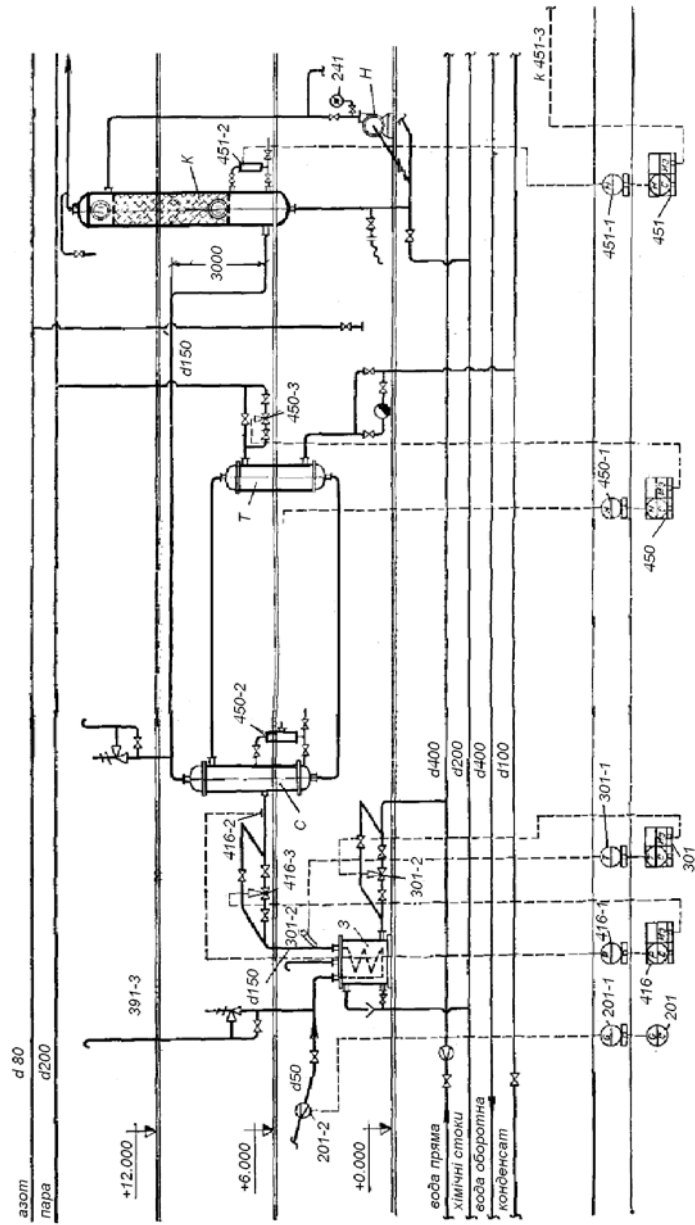


Рис. 1.10. Приклад оформлення технологічної схеми установки (фрагмент): З — збірник; С — сепаратор; Т — підігрівач; К — абсорбач; Н — насос

гічності.

Все це має вирішальний вплив на забезпечення техніки безпеки всієї установки й надійності її експлуатації.

На технологічній схемі установки передбачається також низка спеціальних заходів із техніки безпеки. До них можна віднести використання:

- підривних мембран, запобіжних і підривних клапанів для швидкого випорожнення апаратів з автоматичним або ручним приводом, що відображається в завданнях на розробку технічних проектів обладнання;

- підривних мембран запобіжних і підривних клапанів для скиду максимального тиску, який може розвиватись за будь-яких умов, за винятком детонації; необхідність їх використання відображується також в завданнях на розробку технічних проектів обладнання;

- вогнеперегороджувачів загального типу й спеціального;

- безперервних продувок апаратури (комунікацій) азотом, повітрям, парою для зниження концентрації небезпечних речовин (менше нижньої границі вибуховості); це зазначається також у проектній записці;

- безперервного аналізу середовища на вибуховість у газонебезпечних приміщеннях і апаратах; це зазначається також і в проектній записці;

- автоматичних пристроїв для відключення всіх систем, окрім охолодження, у випадку аварійного підвищення температури або тиску;

- спеціальних і роздільних зберігань хімічних продуктів, які можуть утворювати окислювально-відновлювальні системи або реагують з водою чи парою з виділенням тепла, займистих чи вибухових газів, або реагують із кислотами й кислотними продуктами з виділенням тепла, водню чи інших вибухонебезпечних газів, або відрізняються сильною корозійною дією, або є легкозаймистими рідинами, це відображають також і в завданні на компоновку обладнання.

- спринклерних і дренажних систем; їх зазначають також у завданні сантехнікам;

- систем гасіння пожеж водою, водяною парою, інертним газом;

- замкнених систем водного охолодження;

- систем очисток газових і рідких скидів та ін.

1.1.2.5. Стадія 5: Визначення робочих місць і штатів технологічної установки

Спочатку наголосимо на тому, що в ряді галузей промисловості (металообробка, видобуток вугілля й руди, текстильні й трикотажні фабрики та ін.) продуктивність обладнання в значній мірі визначається продуктивністю праці обслуговуючого персоналу. Обладнання й машини працюють у цих галузях у більшості випадків лише той час, коли ними керує людина. Проектувальники-технологи таких виробництв розраховують трудові затрати таким же чином, як продуктивність обладнання: визначають необхідну кількість машин і робітників, наносять на плани цехів робочі місця.

У нафтопереробній і нафтохімічній промисловості експлуатація технологічної установки теоретично може здійснюватись без участі людини або з використанням ручної праці лише на тих операціях, які важко механізувати (завантаження, розвантаження та ін.). У таких процесах, де людина бере участь тільки в їх початковій і кінцевій стадії, продуктивність агрегату також безпосередньо не залежить від продуктивності обслуговуючого персоналу.

У міру впровадження найпростіших засобів автоматизації для регулювання витрат, тиску, вакууму, температури та інших параметрів апаратники стають спостерігачами за показами приладів чи підсобними робітниками, здійснюючими транспортні операції. Тому розрахунку штатів у ряді випадків проектант-технологи перестали приділяти необхідну увагу. У результаті цього штатні розкладки в проектах інколи склалися недостатньо обґрунтовано, що призводило до помилок під час компонування обладнання, вибору систем автоматизації, розміщення щитів контрольно-вимірювальних приладів, лабораторій, приміщень для обслуговуючого персоналу, внутрішніх переходів і сходин, ремонтних засобів.

Ніяке найдосконаліше обладнання не може забезпечити успішної експлуатації технологічних установок без продуманої системи контролю, керування й обслуговування. Керуванням і обслуговуванням обладнання, а також технологічним контролем у кінцевому рахунку займається людина, які б механічні й електронно-обчислювальні пристрої не допомагали їй в цій праці.

У технологічній частині проекту установки повинні бути визначені кількість і кваліфікація осіб, обслуговуючих даний об'єкт. Це необхідно для виявлення потреби в обслуговуючій персоналі, для

розрахунку розмірів побутових і обслуговуючих приміщень (роздягальні, душові, санвузли, контори, кабінети та ін.), для розрахунку витрат води на побутові й санітарно-технічні потреби, для визначення фонду заробітної плати (що необхідно для розрахунку собівартості готової продукції), необхідної кількості житлової площі, їдалень, установа медичного обслуговування, транспорту та ін.

Об'єм штатів і кваліфікація працівників визначаються розмірами об'єктів проектування, трудомісткістю й складністю виробничих процесів, тривалістю робочого дня. Чим раціональніше запроєктовано технологію виробництва, тим менше штати. Це в свою чергу сприяє загальному зниженню витрат на заробітну плату, які є одними з основних елементів собівартості готової продукції. Зменшенню штатів сприяє правильне розміщення обладнання, упровадження безперервних методів виробництва, механізація трудомістких операцій, автоматизація технологічних процесів, оснащення їх контрольно-вимірвальними, регулюючими й керуючими приладами й системами та інші технічні удосконалення.

Штати технологічної установки складаються з наступних основних груп: інженерно-технічних працівників, робітників основних і допоміжних професій, службовців і молодшого обслуговуючого персоналу.

Нижче наводяться короткі відомості необхідні для визначення кількості й кваліфікації персоналу технологічної установки.

До числа інженерно-технічних працівників відносяться наступні категорії працюючих:

— *начальник технологічної установки (цеху)*, в обов'язки якого входить загальне технічне адміністративно-господарське керівництво установкою. Начальниками крупних установок повинні бути інженери, на невеликих установках вони можуть бути техніками. На крупних установках передбачається посада замісника начальника установки, виконуючого функції технічного керівника, а також посади начальників відділень (якщо вони мають на установці);

— *начальники змін* здійснюють технічне й адміністративне керівництво змінами. На майстрів покладається допомога начальнику зміни в керівництві бригадами. Майстри безпосередньо організують виробничі процеси, забезпечують виробництво сировиною, тарою для готової продукції, інструментом, здають готову продукцію на склад та ін. На установках, що складаються з декількох відділень, інколи передбачаються посади майстрів у відділеннях. Як правило, штат майстрів

комплектується з техніків, інколи на ці посади призначають осіб, пройшовших спеціальну підготовку на курсах майстрів;

— *завідуючий лабораторією установки*, основним завданням якої є здійснення текучого контролю виробництва, здійснює керівництво лабораторією. Інженери-хіміки для такої лабораторії передбачаються тільки на крупних установках з великим об'ємом робіт із контролю виробництва. Як правило, у штат лабораторії повинен входити старший лаборант, що працює тільки в ранкову зміну. На старшого лаборанта покладається забезпечення лабораторії посудом, реактивами, стандартними розчинами та ін. В обов'язки змінних лаборантів покладається текучий контроль виробництва в змінах. Кількість лаборантів визначається загальним об'ємом їх роботи, у першу чергу кількістю точок хімічного контролю й складністю методів аналізу. На посади лаборантів підбираються особи різної кваліфікації, що мають підготовку в об'ємі програм навчання в технікумах, ремісничих училищах, на спеціальних курсах або практики;

— *механік установки* забезпечує нормальну експлуатацію обладнання, керує його планово-попереджувальним і текучим ремонтом, а також підготовкою й здійсненням капітального ремонту на установці. У залежності від кількості й складності обладнання установки на посаду механіка установки призначається інженер або технік. На установках зі значним об'ємом ремонтних робіт у штаті установок передбачаються майстри-механіки, їх кваліфікація — техніки або практики з великим досвідом роботи;

— *інженер-електрик установки* забезпечує нормальну роботу електротехнічного обладнання й керує роботами з його ремонту. Майстер-електрик безпосередньо організує роботу з ремонту електрообладнання. За кваліфікацією він може бути техніком або практиком з великим досвідом. Посади інженера-електрика і майстра-електрика передбачаються на установках з великою кількістю електрообладнання;

— *інженер для нагляду за контрольно-вимірвальними приладами (КВП) і засобами автоматизації (А)* забезпечує безперебійну роботу цих КВП і А й організує їх своєчасний ремонт. Майстер КВП і А безпосередньо здійснює ремонт і обслуговування КВП і А. Цю посаду, за звичай, займає технік або практик, що пройшов підготовку на спеціальних курсах. Обидві або одна із цих посад передбачаються на установках, оснащених великою кількістю КВП і А;

— *посада економіста-плановика* передбачається на установ-

ках з великим об'ємом робіт зі складання виробничого плану й врахування вироблення продукції. На цю посаду призначається особа, маюча вищу або середню спеціальну освіту. Нормувальники ведуть роботу зі складання норм вироблення продукції й урахування їх виконання. Посади нормувальників займають техніки або особи, які одержали підготовку на спеціальних курсах;

— до категорії основних виробничих робітників відносяться особи, що безпосередньо беруть участь у випуску продукції, наприклад апаратники, їх помічники, підсобні робітники. Для визначення кількості виробничих робітників, необхідної для обслуговування установки, треба визначити в першу чергу кількість робочих точок.

Під робочою точкою розуміють сукупність машин, апаратів і процесів, які пов'язані між собою технологічною послідовністю й територіальною близькістю й можуть бути обслужені одним робітником або сумісно з його помічниками (у залежності від об'єму робіт). Формально під однією робочою точкою можна розуміти групу машин, апаратів або процесів, поєднаних загальним обслуговуванням. У ряді випадків в одну робочу точку поєднують апарати, в яких протікають ідентичні або схожі технологічні процеси й для їх обслуговування необхідні робітники однакової кваліфікації. Умовою правильної організації робочих місць є також поєднання в одну робочу точку обслуговування апаратів, розташованих у безпосередній близькості один до іншого. У більшості випадків апарати, в яких реалізуються схожі процеси й перероблюється однотипна сировина, поєднують у спеціалізовані агрегати, відділення, блоки, які обслуговуються одним апаратником або однією бригадою. Небажано поєднувати в одну робочу точку апарати, розташовані на різних поверхах, проте інколи цього не вдається уникнути. Наприклад, у блоці ректифікаційного агрегату обслуговування кубу, дефлегматора, холодильника, підігрівача й приймача необхідно поєднати в одну робочу точку, хоч ці апарати, як правило, розташовуються на різних поверхах. Якщо доручити нагляд за роботою перерахованих апаратів декільком особам, то утруднюється налагоджування й регулювання роботи всього ректифікаційного агрегату. Якщо на установці працюють декілька виробничих схем, то в робочу точку доцільно поєднувати апарати будь-якої однієї виробничої схеми для того, щоб один робітник обслуговував якомога менше число виробництв. Це полегшує освоєння технологічного процесу й спрощує контроль за якістю продукції.

Розрахунок штатів є одним із розділів розрахунково-поясню-

вальної записки до технологічної частини проекту. Результати розрахунку оформлюються у вигляді штатної відомості з її коротким обґрунтуванням, в якому зазначається, чи є дане виробництво самостійною адміністративно-господарською одиницею або воно входить до складу будь-якої технологічної установки як відділення чи блок; якими загальнопідприємськими службами або службами найближчих установок може обслуговуватись дане виробництво (у зв'язку з цим деякі посади не передбачаються штатним розкладом). Наприклад, якщо проектне виробництво повністю обслуговується загальнопідприємським відділом КВП, то в штат технологічної установки посади приладників, майстрів і інженерів КВП не включаються. Треба зазначити також тривалість робочого дня, прийняту для даного виробництва, допустимість за існуючими правилами й нормами використання жіночої праці на даній установці та ін.

Таким чином, робота обслуговуючого персоналу повинна бути розрахована й спланована проектувальником-технологом. При цьому він повинен використовувати дані хронометражу, графіки роботи обладнання й контролю виробництва, застосовувати методи наукової організації праці, а також ураховувати елементи психології працюючих.

У деяких проектах технологічних установок НПП і НХП штатним розкладом передбачаються так звані цехові ремонтні майстерні, обладнані верстатами, зі штатом слюсарів, токарів, трубопровідників, майстрів із ремонту приладів та ін. Ці майстерні часто проектуються без спеціального розрахунку за аналогією з діючими виробництвами. Такі дрібні ремонтні майстерні приносять не користь, а швидше шкоду обслуговуванню ними установкам. Передові хімічні підприємства зараз застосовують прогресивну централізовану систему ремонтів, за якої обладнання не ремонтується на установках, а швидко замінюється завчасно підготовленими вузлами й деталями із застосуванням сучасних монтажних засобів. Апарати й вузли демонтуються не після виходу з ладу, а після закінчення заздалегідь установленого терміну їх служби. Ревізія, ремонт, обкатка демонтованих вузлів апаратури здійснюється в центральних ремонтно-механічних цехах (РМЦ).

Проект сучасного хімічного підприємства повинен включати: графіки ремонту й заміни обладнання; специфікації запасних вузлів і деталей; розрахунок централізованих майстерень, засобів монтажу й демонтажу обладнання й вузлів; розрахунок штатів механічної служби технологічних установок, в обов'язки якої входить нагляд за облад-

нанням, складення заявок на виконання робіт силами РМЦ і приймання від них роботи, складання заявок (замовлень) через службу головного механіка НПП або НХП на поставку обладнання вузлів, пристроїв, запасних частин, матеріалів, необхідних для виконання текучих ремонтів.

Окрім апаратників, виробництво обслуговують інженери-хіміки, лаборанти.

Штати керування установкою (цехом) також підлягають розрахунку й обґрунтуванню, а компоновка установки повинна передбачувати полегшення їх праці.

Підсумовуючи викладене, варто підкреслити, що технолог-проектувальник повинен уявити собі всю технологію як безперервний рух до кінцевого результату — випуску продукції заданої якості у відповідності з установленим графіком. Всяка перерва цього руху, незалежно від причин, зводить нанівець результати праці обслуговуючого персоналу й роботи обладнання. Вся технологія установки розглядається як така, що складається з окремих технологічних процесів, і включає не тільки переробку сировини й напівфабрикатів у готову продукцію, але й подачу сировини від постачальника й доставку готової продукції споживачу.

Оскільки технологічні процеси як складові технології здійснюються за допомогою обладнання, керованого людьми, то вибір обладнання, розрахунок штатів і розміщення обслуговуючого персоналу треба здійснювати так, щоб досягалась висока надійність технології й своєчасна ліквідація перешкод — “збурень”. Для погашення таких “збурень” треба передбачати резерви (обладнання, виробничих площ, території), що підлягають розрахунку й економічному обґрунтуванню.

Труднощі в управлінні технологією можуть бути причиною зупинки установки (цеху). Тому робочі місця апаратників, графіки ремонту обладнання, режим роботи обслуговуючого персоналу, розміщення пунктів контролю також підлягають технологічному розрахунку й обґрунтуванню поряд з розрахунком, підбором і компоновкою обладнання.

1.2. Показники експлуатації та технічного обслуговування технологічної установки, що забезпечуються на етапі проектної розробки її компоновки

1.2.1. Загальні вимоги до компоновки технологічної установки [3]

Сучасна технологічна установка в складі НПП і НХП — це складний комплекс об'єктів, що містять в собі будівлі й споруди, в яких розміщується обладнання, передбачуване технологічною схемою виробництва, обладнання допоміжного призначення, а також ряд підсобних і адміністративно-господарських приміщень.

Під “компоновкою” установки розуміється процес її проектування, під час якого визначаються склад, розміри та раціональне розташування будівель, приміщень, споруд і обладнання. З іншого боку, “компоновка” установки характеризує результат проектування цього об'єкта у вигляді креслень поетажних планів і розрізів, виконаних у визначеному масштабі.

Продумана й правильно виконана компоновка установки повинна передбачати: повну відповідність специфічним умовам технологічного процесу; максимальну безпеку виробництва й зручність її експлуатації й обслуговування; урахування особливостей генерального плану підприємства, у склад якого входить технологічна установка; створення умов для індустріального монтажу обладнання, його демонтажу й ремонту; мінімальну вартість будівництва установки.

Перш ніж приступити до викладання шляхів і методів розробки компоновки технологічної установки, що задовільняє перерахованим вище вимогам, необхідно ознайомитись із рекомендованими варіантами компоновки й проектування всіх приміщень, які можуть бути включені в дане виробництво.

Специфіка НПП і НХП (пожежо- й вибухонебезпека, точність та ін.) обумовлює намагання до максимального виносу технологічного обладнання із закритих приміщень. Проте мається ряд умов, що утруднюють або виключають можливість виносу обладнання із приміщень.

По-перше, це специфіка технологічного процесу. Наприклад, одержання деяких продуктів вимагає особливої чистоти й визначеної

вологості навколишнього повітря. Обладнання таких виробництв доводиться розміщувати в закритих приміщеннях. Апарати, вміщуючі рідини з високою температурою кристалізації (10...15°C), розміщують в опалювальних приміщеннях для уникнення їх застигання. Інший приклад, установки з викристалізації парафіну з мастильних фракцій за мінусових температур також потребують розміщення обладнання. Окрім того, як правило, все машинне обладнання, що потребує захисту від атмосферного впливу й постійної присутності обслуговуючого персоналу, також розміщується в закритих приміщеннях — машинних залах.

По-друге, це кліматичні умови району розміщення проектного виробництва. Сильні морози й завірюхи взимку, вітри й пилові бурі влітку утруднюють експлуатацію, а інколи навіть виводять із залу технологічне обладнання, розташоване на відкритих майданчиках.

Таким чином, у залежності від конкретних умов, технологічне обладнання можна розташовувати на відкритих майданчиках і спорудах і в закритих виробничих будівлях. Відповідно розрізняють відкритий і закритий варіанти компоновки установки цеху. Але, частіш за все, використовують комбінований варіант.

Важливим питанням під час розробки компоновки технологічних установок є вирішення проблеми пожежо- й вибухобезпеки та захисту виробничої зони й навколишнього середовища від шкідливих викидів в атмосферу й водоймища, ґрунти й ґрунтові води.

Однією з основних задач в області техніки безпеки, яку повинен розв'язувати технолог під час компонування обладнання, полягає в правильному віднесенні кожного приміщення й зовнішньої установки до відповідної категорії вибухо-пожежонебезпечних споруд за СН і ПУЭ (табл. 1.1) і забезпечені оптимальних умов керування виробництвом (мінімально допустима відстань між апаратами, технологічно допустима відстань між апаратами, технологічно пов'язаними один з іншим, раціональне розміщення щитів КВП і А, панелей для ручних регуляторів та ін.).

Критеріями для віднесення виробничих приміщень (зовнішніх установок) до тієї чи іншої категорії є температура спалаху парів рідин і нижня межа вибуховості сумішей горючих газів або аерозолів з повітрям. Ці критерії можуть слугувати підґрунтям для віднесення приміщення до категорії вибухонебезпечних лише в тих випадках, коли перераховані гази, пари й пил застосовуються в кількостях, які можуть утворювати з повітрям вибухонебезпечні суміші.

Таблиця 1.1 [3]
Категорії вибухонебезпечних приміщень і зовнішніх просторів (установок)

Категорії за СНиП 1	Категорії за ПУЭ 2	Характеристика середовища 3	Температура спалаху парів, °С за СНиП 4		Температура за ПУЭ за СНиП 5	Нижня границя вибуховості за СНиП 6		Нижня границя вибуховості за ПУЭ, г/м ³ 7
			нижче	28 і вище		нижче	Для газів 10 і вище	
A	B-1	Гази або пари за нормальних умов роботи можуть безперервно або періодично утворювати вибухові суміші в небезпечній кількості	нижче	28 і вище	45 і вище	нижче	Для пилу 65 і вище	нижче
-	B-1a	Те саме, під час аварій і несправностей, можливих під час експлуатації	-	-	45 і вище	-	-	Те саме
-	B-1б	Те саме, під час різкого запаху перероблених речовин, що виникає за гранично допустимих концентрацій, за СН245-63 (аміак, сірководень та ін.). За аварійних умов не створюється загальна вибухонебезпечна концентрація в усьому приміщенні	-	-	45 і вище	-	-	Для газів 15 і вище, для пилу 65 і вище
-	B-1г	Відповідає B-1a, але на відкритих майданчик у межах 20 м по горизонталі і вертикалі від місця відкритого зливу й наливу ЛЗР; 3 м по горизонталі і вертикалі від закритого обладнання і 5 м від дихальних клапанів	-	-	45 і вище	-	-	Для пилу 65 і вище

Продовження таблиці 1.1 [3]
Категорії вибухонебезпечних приміщень і зовнішніх просторів (установок)

1	2	3	4	5	6	7
Б	В-П В-Па	Б – для рідин, горючих газів, аерозолів, які можуть утворювати вибухонебезпечні суміші; В-П – для аерозолів, що утворюють за звичайних умов вибухонебезпечні суміші з повітрям; В-Па – те саме, за аварійних умов	120 і нижче	45 і нижче	Для газів 10 і вище	Те саме
В	П-І П-ІІ	Обробка і застосування горючих матеріалів; П-І – для рідин; П-ІІ – для вогнебезпечного, але не вибухонебезпечного пилу, що виділяється за нормальних умов; П-Іа – те саме, за аварійних умов; П-ІІа – зовнішні установки в межах 3 м по горизонталі	120 і вище –	45 і вище 45 і вище	– –	Те саме –

Треба наголосити на тому, що вимоги до категорій приміщень (див. табл. 1.1) за СНиП виходять із максимально можливої температури в робочій зоні (28°C) і на поверхні опалювальних пристроїв (120°C). За ПУЭ орієнтуються на максимальну температуру зовнішньої поверхні електродвигунів, пускачів, кабелів та ін. (45°C). Це розходження створює відомі труднощі, які проектувальники змушені переборювати.

До вибухобезпечних відносяться приміщення (зовнішні простори та їх частини), в яких має місце згорання твердих речовин, газів або легкозаймистих рідин (пічні відділення газогенераторних станцій, газові котельні та ін.), технологічний процес пов'язаний із застосуванням відкритого полум'я або розжарених частинок (наприклад, електричні печі, що відкриваються), а гази й рідини, що виділяються у невеликій кількості, не можуть утворювати вибухових сумішей і робота з ними здійснюється під витяжною вентиляцією або вихід газів і парів постійно контролюється.

Найбільшу небезпеку представляють ЛЗР із низькою температурою самозагорання (ефіри 190°C , сірковуглець 102°C та ін.).

За невеликих кількостей ЛЗР і горючих газів, перероблюваних у приміщенні, для віднесення його до тієї чи іншої категорії треба користуватись СНиП II–M2-62, відповідно з якими дозволяється не враховувати більш пожежонебезпечне виробництво, що займає менше 5% загальної площі будівлі (але не більше 100 м^2). При цьому необхідно унеможливити розповсюдження вибухонебезпечних сумішей по всьому приміщенню, передбачаючи місцеву вентиляцію, перегородки та ін. Під час компонування обладнання варто передбачувати максимальне зменшення одночасних запасів ЛЗР у виробничих приміщеннях шляхом заміни періодичних процесів безперервними, мірних посудин дозуючими насосами та ін. Одним із найбільш ефективних заходів є розміщення сховищ і апаратів для переробки ЛЗР на відкритих майданчиках.

Всі будівлі й споруди, що будуються на території НПП і НХП, повинні бути не нижче II ступеня вогнестійкості. Не допускається застосування стін перегородок, покриттів, горючих і важкогорючих.

Під час вибору й проектування окремих основних і допоміжних виробничих приміщень, а також обслуговуючих, побутових і адміністративно-конторських приміщень керуються відповідними будівельними нормами й правилами (СНиП).

1.2.2. Шляхи забезпечення експлуатаційних показників та показників технічного обслуговування технологічної установки по стадіях етапу проектної розробки її компоновки

Пристаюючи до розробки компоновки установки, проектувальник повинен мати чітке уявлення про робочу технологічну схему виробництва, що проектується. Без знання схеми неможливо вирішити питання про склад основних виробничих приміщень, про зв'язки між ними, про кількість поверхів і, нарешті, про варіант компоновки. Від особливостей схеми залежить спосіб розміщення технологічного обладнання на установці, а це в свою чергу впливає на створення умов проведення монтажних робіт, робіт з ремонту й обслуговування обладнання установки та умов для зручної експлуатації установки.

Далі переходять до збору відомостей про різне обладнання, що закладається в проект. Відомості про машини й апарати, що серійно випускаються промисловістю, маються в каталогах і проспектах підприємств-виготовлювачів і проектних організацій-розробників конструкцій обладнання.

Проектування нового нестандартизованого обладнання (ректифікаційних колон, збірників та ін.) часто ведеться одночасно з розробленням компоновки установки. Проте матеріали ескізного проектування дають достатньо відомостей (тип апарата, орієнтовні габаритні розміри й навантаження) для продовження розробки компоновки. Маючи основні дані про запроєктоване обладнання, можна приступати до визначення складу виробничих приміщень і їх розмірів.

Розроблення компоновок технологічних установок НПП і НХП здійснюється в тісному контакті з вирішенням питань розміщення технологічного обладнання і його обв'язки трубопроводами та іншими транспортними системами. Це пояснюється істотним взаємним впливом зазначених факторів і спонукає вести послідовно-паралельно розробку всього комплексу такої проектної документації. Етап розробки компоновки технологічної установки можна розділити на три стадії.

Перша стадія включає в себе створення попередньої компоновки установки, проробку трубних обв'язок обладнання й трубопровідних технологічних комунікацій, розробку первинних будівельних завдань на будівлі й складні інженерні споруди (етажерки, постаменти).

На *другій стадії* розроблюються уточнена компоновка, мон-

тажні креслення (до ступеня готовності 60...65%) трубних обв'язок і комунікацій, кінцеві будівельні завдання.

На *третьій стадії* розроблюється остаточна компоновка установки, закінчується розробка монтажних креслень, складаються специфікації, відомості об'ємів робіт і завдання на складання кошторисів з монтажної частини проекту.

На кожній із цих стадій вирішуються питання забезпечення отриманих умов здійснення монтажних робіт, робіт із ремонту й обслуговування обладнання та зручності оперативної експлуатації установки.

1.3. Показники експлуатації та технічного обслуговування установки, що забезпечуються на етапі розміщення її обладнання

1.3.1. Загальні вимоги до розміщення обладнання технологічної установки. Принципи групування обладнання

Цей етап роботи має тісний зв'язок з етапом розробки компоновки технологічної установки і виконується, як правило, паралельно з ним за наступної послідовності [3].

Якщо в завдання компоновки об'єктів технологічної установки входять питання розробки раціонального розташування цих об'єктів на установці кожного зокрема, то розміщення обладнання технологічної установки розглядає питання "внутрішньої" структури кожного об'єкта установки, тобто місць знаходження обладнання на кожному об'єкті.

Вимоги, що ставляться до розміщення технологічного обладнання на установці, повинні забезпечувати оптимальні й безпечні умови протікання технологічних процесів, експлуатації обладнання, сприяти виконанню ремонтних і монтажних робіт. Зупинимось на деяких положеннях цих вимог.

Для апаратів, з яких під час експлуатації виділяються шкідливі пари, газу і пил, необхідно передбачувати ізольовані приміщення,

кабіни із самостійним виходом назовні або виходи через тамбури-шлюзи, забезпечені вентиляційним підпором.

Місткісна апаратура з агресивними, токсичними й горючими рідинами, розташована на перекриттях і площадках установки, на фундаментах і етажерках повинна мати пристрій для зливання цих рідин в аварійні ємкості (незалежно від можливості відкачування їх насосами).

Установлені на перекриттях і площадках ємкості й апаратура з горючими або їдкими рідинами повинні розташовуватись на піддонах або на глухій частині перекриття й майданчика, обмежені бортом висотою на менше 150 мм.

Під час розміщення обладнання необхідно передбачати: основні проходи по фронту обслуговування щитів керування (за умов наявності постійних робочих місць) шириною не менше 2 м; основні проходи по фронту обслуговування й між рядами машин (компресорів, насосів, повітродувок і апаратів, що мають гребінки управління, місцеві контрольно-вимірювальні прилади та ін.) за умов наявності постійних робочих місць не менше 1,5 м; проходи між компресорами шириною не менше 1,5 м, а між насосами — не менше 1 м; розташування обладнання на відкритому повітрі й усередині будівлі, що забезпечує вільний прохід до апаратів зі всіх боків шириною не менше 1 м; вільний доступ до окремих вузлів управління апаратами; наявність ремонтних майданчиків з розмірами, достатніми для розкладання й очищення апаратів і їх частин (без захаращування робочих проходів, основних і запасних виходів і майданчиків сходин).

Машини й апарати, що обслуговуються підйомними кранами, треба розміщувати в зоні наближення гака крана. У цій же зоні повинні бути передбачені майданчики або проходи для розміщення деталей обладнання, що транспортується. Розміщення технологічного обладнання над допоміжними й побутовими будівлями й приміщеннями і під ними не допускається.

У приміщеннях компресорних відділень не дозволяється розміщувати апаратуру й обладнання, технологічно й конструктивно не пов'язане з компресорами.

Для запобігання впливу вібрації, спричинюваної роботою машин, необхідно додержуватись таких умов: фундаменти під компресори повинні бути відокремлені від конструкцій будівлі (фундаментів стін, перекриттів та ін.); майданчики між суміжними фундаментами компресорів повинні бути вкладними, як такі, що вільно спираються на

фундаменти; за необхідності повинні застосовуватись ізоляція фундаментів, що захищає їх від вібрації.

Обладнання, прилади, трубопроводи та інші джерела значних виділень конвекційного або променевого тепла повинні бути забезпечені теплоізоляцією; для захисту робочих місць від опромінювання повинні бути передбачені спеціальні пристрої — щити, екрани, водяні завіси та ін. Обладнання, під час експлуатації якого має місце вологовиділення, повинне бути сховане, а технологічне обладнання, розміщене на відкритих площадках, небезпечно шкідливими виділеннями, повинне бути герметизоване або сховане так само, як і в робочих приміщеннях. Обладнання, що виділяють сильнодіючі отрутні речовини, необхідно розміщувати в кабінах, в яких за умов нормальної експлуатації не повинні знаходитись люди. Процес повинен керуватись із коридорів керування, відділених від кабін шлюзами. У кабінах передбачається витяжна вентиляція з припливом повітря в коридори керування.

Подальшу розробку розміщення технологічного обладнання рекомендується вести наступним чином:

— треба виділити обладнання, яке може бути повністю розміщене на відкритих площадках і те, для якого достатньо буде спорудити часткове укриття (наприклад, кубова частина колони ректифікації);

— згрупувати апарати й машини, під час експлуатації яких спостерігається значне виділення пилу, сильна вібрація й виділення речовин, агресивних до будівельних конструкцій;

— поєднати в групи апарати, які розміщуються в зовнішніх відділеннях, і забезпечуються водою.

Одержані групи розподіляються по відповідних виробничих приміщеннях: апаратних, компресорних, насосних, зовнішніх відділеннях та ін. Задача ускладнюється необхідністю максимального скорочення довжини трубопроводів, що здійснюється створенням технологічного потоку, витягнутого від першого апарата до останнього, без додаткових поворотів і подвоєння ліній. Внаслідок цього може мати деяке підвищення капітальних і експлуатаційних витрат. Ці витрати можуть бути значною мірою скомпенсовані, якщо будуть передбачені:

— зменшення кількості будівельних конструкцій, що потребують захисту від агресивної дії перероблюваних речовин;

— різке покращення умов експлуатації, обслуговування й ремонту внаслідок розробки загальних зручностей обслуговуючих майданчиків, установлення потужних під'ємно-транспортних механізмів, за-

гальних для цілої групи апаратів;

— локалізація шкідливих виділень, що спрощує виконання вимог охорони праці.

Все крупногабаритне важке обладнання повинне бути установлене якомога нижче. Із цією метою інколи доцільно міняти самопливну систему подачі зрошення на примусову, використовуючи, наприклад, замість флегмового зрошення колон рефлюксне зрошення, розміщуючи відповідну апаратуру (холодильники, конденсатори, сепаратори) на першому або другому поверху. На цьому ж рівні треба розташовувати обладнання, що потребує частого ремонту та обслуговування (очищення, регулювання).

Апарати з високо розташованими люками, штуцерами, переміщувальними пристроями, кришками, обслуговування яких ведеться зі спеціальних майданчиків, повинні розміщуватись так, щоб їх можна було використати як опори для цих майданчиків.

Через те, що приналежність приміщення до відповідної категорії визначається за найбільш вибухо- і пожежонебезпечним апаратом, в одному приміщенні не треба поєднувати обладнання з різними категоріями виділення. У випадку недотримання цього принципу доводиться, наприклад, насос, що перекачує воду, але розташований поряд з вуглеводневим насосом, обладнати більш дорогим вибухобезпечним електродвигуном.

Особлива увага повинна бути приділена вібруючому обладнанню. Сюди відносяться компресори (особливо поршневі), вентилятори, насоси та інші машини, а також апарати, в які подається гостра пара або великі потоки газу. Таке обладнання поєднують і розміщують на масивних фундаментах, ретельно ізольованих від сусідніх будівельних конструкцій.

Вертикальне розміщення обладнання повинне здійснюватись з урахуванням таких вимог, як додержання самопливу рідини; недопустимість утворення гідравлічних мішків (головним чином на рідинних трубопроводах і трубопроводах з газами, що легко конденсуються; забезпечення мінімального підпору на всмоктувальних патрубках насосів. Лінії, що пов'язують барометричні конденсатори з барометричними збірниками, повинні прокладуватись прямовисно, тому апарати повинні розташовуватись безпосередньо один над іншим.

Основним критерієм оцінки розміщення обладнання є структурність, симетричність, максимальна впорядкованість розміщення всіх апаратів і машин. У кожному виробничому приміщенні вони повинні

утворювати вертикальні й горизонтальні ряди з одним або декількома поздовжніми основними проходами шириною 1,5...2 м і зручними підходами до кожного агрегату, ширина яких у проясненні повинна бути не менше 0,8 м.

Як основні проходи й проїзди доцільно використовувати перекриття каналів, що проходять упродовж установки.

Розставлення апаратів (особливо на нульовій відмітці) повинне здійснюватись таким чином, щоб забезпечити можливість проходження пучків трубопроводів, підвішуваних до перекриттів. Цьому можуть завадити апарати що з якоїсь причини висунуто із загального ряду.

Ті ж міркування треба урахувати під час розміщування сходин, що поєднують різні поверхи.

Декілька зауважень відносно розміщення обладнання в окремих приміщеннях.

Деяку економію площі без зниження умов обслуговування й ремонту дає розташування насосів і невеликих компресорів, надане на рис. 1.11.

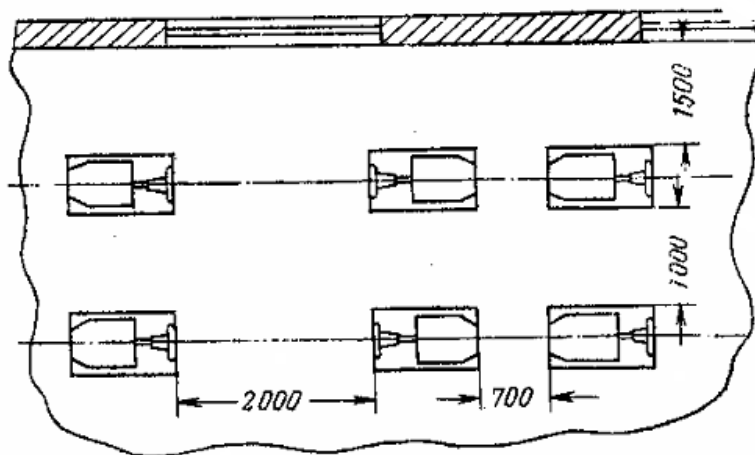


Рис. 1.11. Розташування насосних агрегатів "мотор до мотору"

Глуха стіна насосної, яка примикає до зовнішнього відділення, може бути використана для розміщування на ній гребінок запірної й регулюючої арматури.

Між кінцями арматури й виступаючими частинами обладнання повинен бути прохід шириною не менше 1 м (під проходом може бути розміщений канал).

Машини, розташовані проти дверей, повинні знаходитись від них на відстані не менше 2 м.

Під час проектування зовсім нового виробництва в машинній залі великої протяжності через кожні 40...50 м рекомендується передбачати монтажні площадки довжиною 6...12 м, на яких у подальшому можна буде установити додаткове обладнання.

Практика експлуатації насосних відділень, в яких перекачуються корозійно-агресивні, вибухонебезпечні, токсичні й легкозаймисті рідини, показала, що прокладка трубопроводів із цими потоками в каналах створює великі незручності: у засипному каналі важко виявити місця витікань, у відкритім каналі необхідно влаштовувати продувку, утруднено ремонт та ін.

Більш доцільною є прокладка всмоктуючих, а інколи й нагнітальних трубопроводів прямо по підлозі насосної й облаштування над ними легкорозбірного настилу (несправжня підлога), як це показано на рис. 1.12.

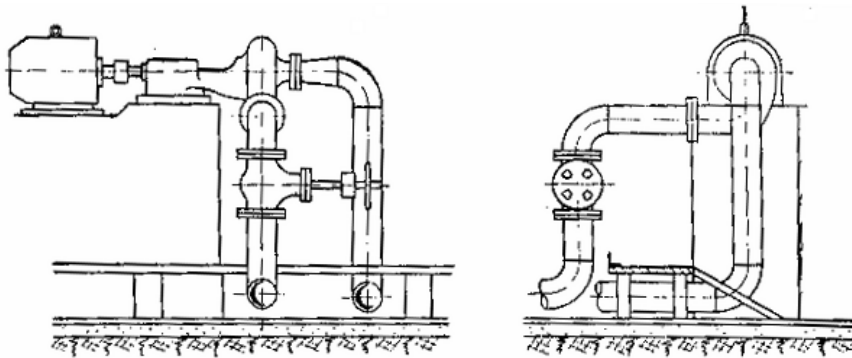


Рис. 1.12. Прокладка труб у насосній під несправжньою підлогою

1.3.2. Вплив вимог технічного обслуговування й ремонту на розміщення обладнання технологічної установки

Розглянемо коротко види робіт з технічного обслуговування, ремонту обладнання й трубопроводів і умови, які необхідно забезпечити для їх виконання.

1.3.2.1. Очистка обладнання

Очистка складає основну частину ремонтних робіт. Очищенні підлягають теплопередаючі поверхні (від накипу, шламу, мулу, смол), реакційні апарати (від залишків перероблених продуктів); ректифікаційні колони, збірники, відстійники та ін. Під час очистки доводиться знімати кришки, відкривати люки, витягувати трубчаткі. Тому необхідно передбачити достатні робочі площі навкруги згаданих апаратів, а над ними або безпосередньо на них — монорельси з таями, кран-балки, крани-укосини достатньої вантажопідйомності.

Витягувати горизонтально розташовані трубчаткі можна за допомогою візків, поворотних блоків і лебідок (рис. 1.13).

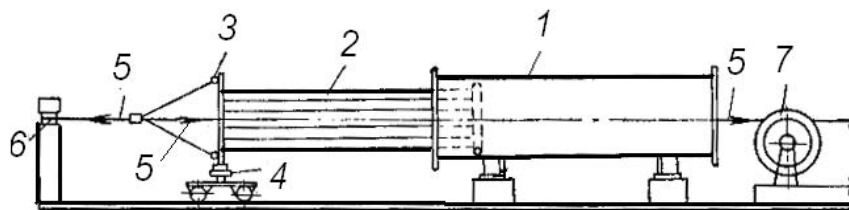


Рис. 1.13. Витягування трубчатки з горизонтального теплообмінника:
1 — кожух теплообмінника; 2 — трубчатка; 3 — нарізні рим-болти;
4 — візок із домкратом; 5 — канати; 6 — поворотні блоки; 7 — лебідка

1.3.2.2. Усунення нещільностей

Основними місцями негерметичності є фланцеві, муфтові, ніпельні та інші з'єднання трубопроводів, сальники рухомих частин машин,

запірної й регулюючої арматури. Перепуски можуть з'явитись внаслідок порушення розвальцьовки трубок у трубних решітках теплообмінників, розрухи обичайок і стінок труб внаслідок корозії.

Ремонт таких несправностей полягає в підтягуванні кріпильних болтів (інколи із заміною прокладок фланцевих з'єднань), підтягуванні сальників набивки, у заміні кородованих деталей, підвальцьованні або забивці пробками трубок, що вийшли з ладу, підварюванні тріщин та ін. Всі ці роботи, за виключенням підварювання, за звичай виконуються на місці; для їх проведення необхідно передбачати відповідні майданчики.

Крім того, над арматурою вагою більше 500 Н повинні бути передбачені гаки для підвішування талів.

1.3.2.3. Відновлення ізоляційних і антикорозійних покриттів

Покриття з гуми, пластиків, емалі, а також термоізоляція під час експлуатації часто виходять із ладу. Для їх відновлення використовується комплекс складних операцій, пов'язаних з облаштуванням допоміжних риштувань, підвісних альтанок, пристроїв для підйому футерувальної плитки, ізоляційних матеріалів та ін.

Апарати із захисним покриттям доцільно виносити на край установки й забезпечувати їх зручними під'їзними шляхами для автокранів, самоскидів та ін. Для можливого проведення вогневих робіт необхідно передбачати розміщення подібного обладнання на деякій відстані від діючих вибухонебезпечних апаратів.

1.3.2.4. Заміна швидкозношуваних деталей і їх регулювання

Такі види ремонтів в основному відносяться до машинного обладнання. Швидкозношувані деталі — це графітові і чавунні напівкільця сальників газових компресорів, поршневі кільця, гільзи циліндрів, всмоктуючі й нагнітальні клапани, бабітова наплавка поршневих бандажів, укладки підшипників ковзання, кільця пружних муфт, стрічки транспортерів та ін.

Створення хороших умов для ремонту й обслуговування облад-

нання зводиться до вибору в кожному конкретному випадку найбільш підходящих типів підйомно-транспортного обладнання й організації зручних робочих майданчиків.

1.4. Показники експлуатації та технічного обслуговування установки, що забезпечуються на етапі її монтажної проробки

Монтажна проробка технологічної установки, як і повузлова проробка трубопровідної обв'язки (див. п. 1.1.2.3), займає особливе місце в забезпеченні її експлуатаційних та інших показників (технічне обслуговування, ремонт, монтаж). Окрім того, вирішується питання, що тісно пов'язане з експлуатацією обладнання, зокрема: зниження вібрацій апаратури й трубопроводів, усунення гідравлічних ударів у трубопроводах, усунення температурних деформацій трубопроводів.

Зважаючи на ці обставини, розглянемо цей матеріал з належною увагою.

1.4.1. Загальні зауваження до монтажної проробки технологічної установки

Монтажна проробка технологічної установки — це творча робота, кінцевим результатом якої є креслення магістральних трубопроводів установки та трубопровідної локальної обв'язки технологічного обладнання.

Під час монтажної проробки повинні бути виконані такі роботи: проведене трасування основних технологічних магістралей; здійснена локальна трубопровідна обв'язка кожного технологічного вузла; розроблені заходи з боротьби із замерзанням рідин, що транспортуються, з гідравлічними ударами, вібрацією й температурними деформаціями трубопроводів; забезпечені умови зручної експлуатації й ремонту трубопроводів і трубопровідної арматури.

Вся проробка повинна вестись у відповідності з правилами й нормами техніки безпеки й протипожежної техніки.

Монтажні креслення — це ортогональні проєкції деяких систем

машин і апаратів, поєднаних трубопроводами. На відміну від машинобудівельних креслень тут допускається деяка умовність зображення окремих елементів.

На рис. 1.14 наведено загальноприйняті умовні позначення, застосовувані під час накреслювання проєкцій трубопровідних систем.

1.4.2. Шляхи забезпечення експлуатаційних показників та показників технічного обслуговування технологічної установки на етапі її монтажної проробки

1.4.2.1. Монтажна проробка магістральних трубопроводів технологічної установки

Спочатку треба намітити місця прокладки магістральних трубопроводів, пов'язаних з міжцеховими комунікаціями і далі — місця прокладки магістральних внутріцехових трубопроводів.

Перелік трубопроводів, що проєктуються, можна знайти в завданні на розробку зовнішніх мереж і комунікацій, яке видається технологами.

У першому наближенні місця введів трубопроводів намічаються вже під час компоновки технологічного обладнання. Якщо цього зроблено не було або якщо з тих пір відбулись зміни (були додані або забрані апарати та ін.), необхідно на основі технологічної схеми нанести на креслення розміщення обладнання всі апарати, пов'язані із зовнішніми комунікаціями. Бажано обійтись одним вводом у тому місці, де розташовується найбільша кількість таких апаратів. Це дозволить уникнути прокладки по установці великої кількості трубопроводів. За такого вибору введів для прокладки магістральних внутріцехових трубопроводів можна використати міжповерхові перекриття залізобетонних і металевих етажерок і стіни виробничих приміщень. За великої протяжності установки інколи виникає необхідність передбачувати два вводи й більше.

Якщо кількість магістральних трубопроводів є великою, будують внутріцехові естакади, що проходять рядом з будівлями й спорудами (рис. 1.15).

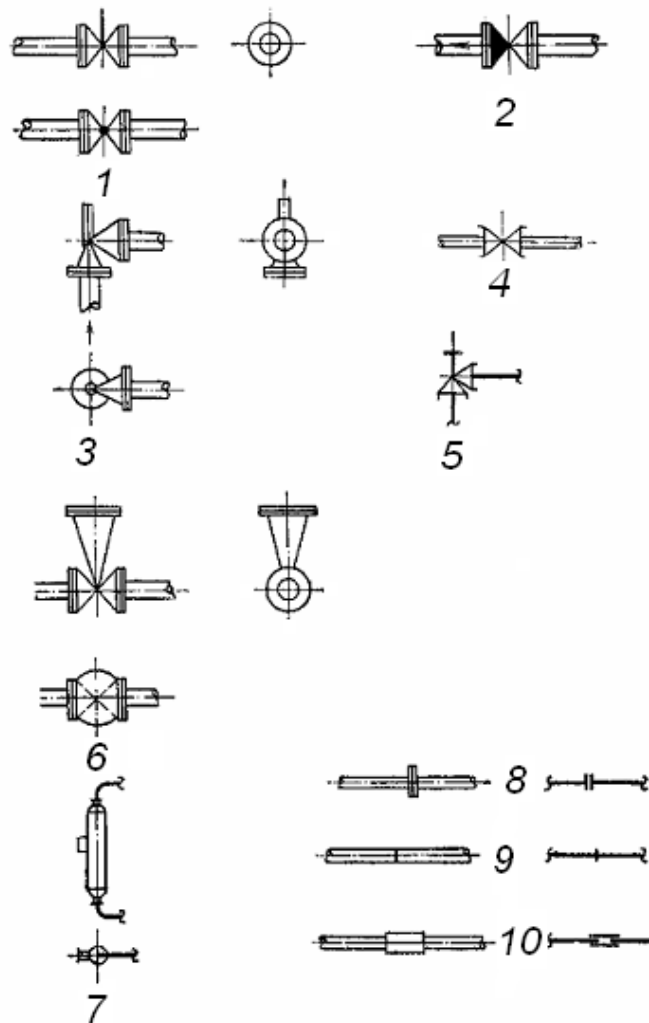


Рис. 1.14. Умовні позначення на монтажних кресленнях:
 1 – кран; 2 – зворотний клапан; 3 – клапан запобіжний пружинний фланцевий; 4 – арматура із цапковим або фланцевим приєднанням;
 5 – вентиль цапковий кутовий; 6 – клапан пневматичний регульовальний;
 7 – регулятор рівня камерний циліндричний (РУКЦ); 8 – фланцеве з'єднання труб; 9 – зварене з'єднання труб; 10 – муфтове з'єднання труб;

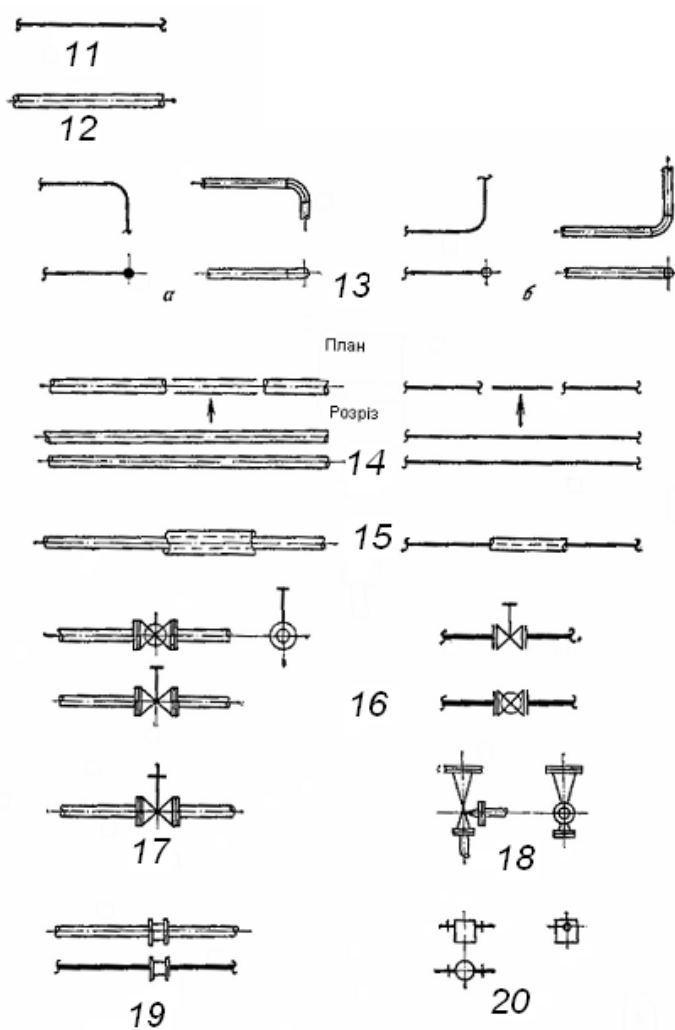
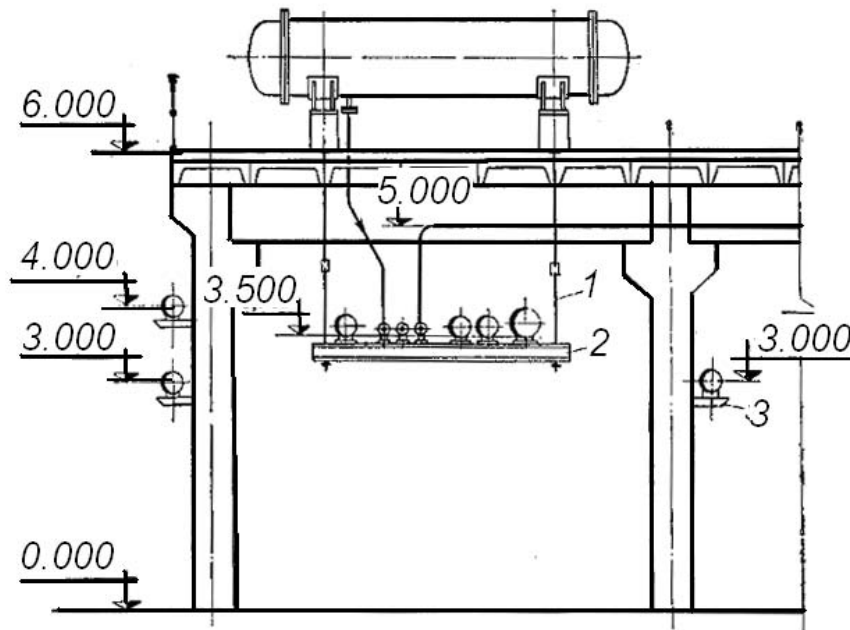


Рис. 1.14. Умовні позначення на монтажних кресленнях:
 11 – труба ($d=10\dots80$ мм); 12 – труба ($d=100$ мм і більше);
 13,а – ділянка трубопроводу з поворотом вниз; 13,б – з поворотом уверх;
 14 – труби за багаторядного розташування; 15 – теплова ізоляція трубо-
 проводу; 16 – вентиль; 17 – засувка; 18 – клапан регулюючий кутовий;
 19 – діафрагма витратоміра; 20 – конденсатовідвідник



**Рис. 1.15. Приклад прокладки магістральних
внутріцехових трубопроводів**

Одночасно з уточненням місця вводу визначається характер прокладки магістральних трубопроводів на технологічній установці. Трубопроводи великого діаметра не треба вводити з закриті приміщення; ввід таких трубопроводів з горючими газами взагалі забороняється. Якщо уникнути цього не вдається, треба прокласти їх в засипних непрохідних каналах.

Трубопроводи великого діаметра (від 200 мм і більше) розміщують якомога ближче до залізобетонних колон з метою передачі навантаження. Трубопроводи діаметром 150 мм і менше краще розташувати під перекриттями, через те що за шагу колон 6 або 12 м і більше немає можливості забезпечити необхідну частоту кріплення трубопроводів.

Як правило, всі трубопроводи прокладаються паралельно буді-

вельним вісям. Незважаючи на невеликі перевитрати труб (не більше 1%), таке прокладання полегшує деталювання загальнономонтажних креслень, кріплення трубопроводів і надає всій системі більш організований і упорядкований вигляд.

Все це звичайно позитивно впливає на експлуатацію, обслуговування й ремонт обладнання технологічної установки, дозволяє вести монтаж обладнання індустріальними методами.

Прокладка прямого (випрямленого) трубопроводу “від штуцера до штуцера” допускається тільки у виключних випадках (коли поява зайвого коліна може визвати вібрацію або щось інше).

Перейдемо тепер до детальної розробки вводів магістральних трубопроводів на установку.

У відповідності з діючими нормами на вводах на технологічні установки, а також на виводах газопроводів для горючих газів і їх сумішей на відстані не менше 3 і не більше 50 м від стіни будівлі або найближчого апарата, встановленого ззовні, повинна бути передбачена від'єднуюча запірна арматура з дистанційним керуванням.

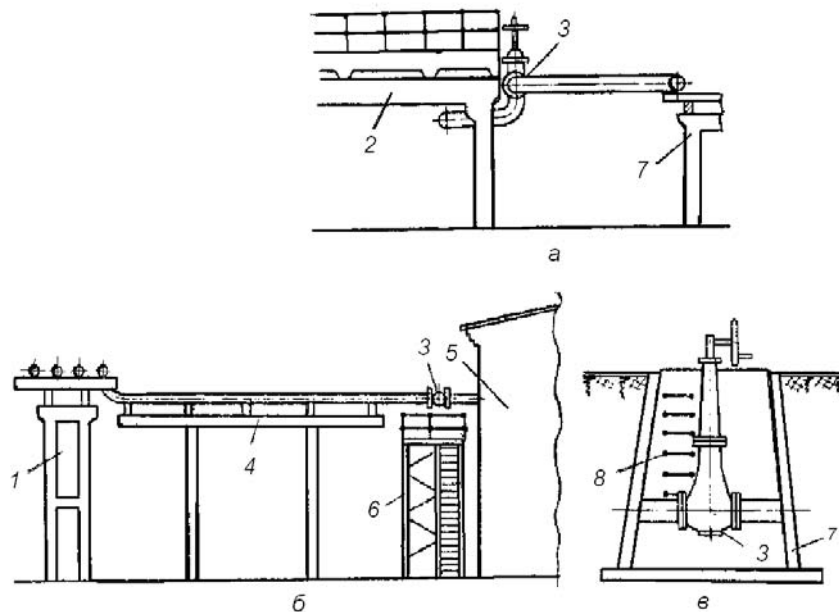
Запірну арматуру без дистанційного керування необхідно передбачити також на всіх відгалуженнях від загальнопідприємських мереж. Зазвичай на установці мають мережі стиснутого повітря (для технологічних потреб і окремо для приладів контролю й автоматики), інертного газу (азоту), лужних розчинів, мастил, факельних скидів, водяної пари, збирання конденсату та ін.

На кожному паропроводі повинно бути встановлено два запобіжних клапани (робочий і контрольний); на вводах інертного газу й стиснутого повітря для продувки апаратів ставляться запобіжні клапани й редуктори.

Із рис. 1.16 видно, що обслуговувати всі від'єднуючі вентилі й засувки, знаходжувані на естакаді можливо з другого поверху залізобетонної етажерки. Для цієї мети може бути передбачений спеціальний обслуговувальний майданчик, розташований на відгалуженні від загальнопідприємської естакади до установки (цеху). Запірна арматура на підземних комунікаціях може бути встановлена в спеціально обладнаних колодязях.

Під час трасування магістральних трубопроводів під етажеркою дуже важливо не розкидати їх по всій території установки, а вести одним або двома пучками.

На рис. 1.17 показано найбільш типові перерізи міжцехових естакад.



в – ввід підземного трубопроводу; **1** – міжцехова естакада; **2** – етажерка установки; **3** – арматура на ввіді трубопроводу на установку; **4** – ввід від міжцехової естакади до установки; **5** – корпус установки;
6 – обслуговуючий майданчик; **7** – колодязь; **8** – скоби (сходини)

Перерізи магістральних пучків всередині цеху повинні мати найпростішу форму, що забезпечує вільний доступ до будь-якого трубопроводу. Більш прийнятним є однорядне розташування труб. За великої кількості трубопроводів вони можуть розташовуватись горизонтальними й вертикальними рядами й кріпитись до залізобетонних колон і до конструкцій перекриття.

Всі трубопроводи повинні прокладатись на такій відстані один від іншого, від апаратів і будівельних конструкцій, щоб була забезпечена можливість складання і розкладання фланцевих з'єднань, установки опір, ізоляції, а також пофарбування.

Всі без виключення трубопроводи повинні мати нахил у бік апаратів, які можуть слугувати збірниками рідини, що залишається в трубопроводі після його випорожнення.

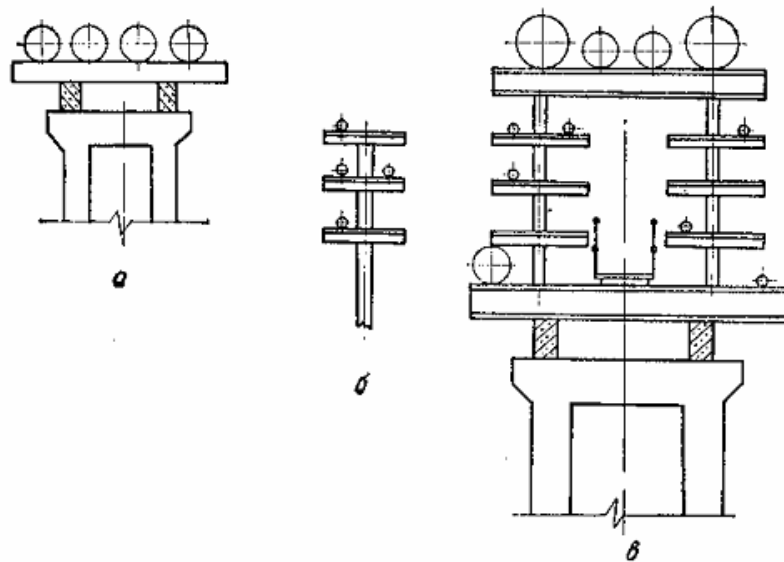


Рис. 1.17. Основні перерізи міжцехових естакад:
а — однорядна; **б** — багаторядна полегшена; **в** — багаторядна повного профілю з перехідним мостиком

Особливу увагу треба приділити трасуванню безнапірних трубопроводів. Нахили для них повинні бути більшими, ніж для напірних трубопроводів. Для полегшення очищення таких трубопроводів на їх поворотах передбачаються люки й заглушки. Особливо ретельно треба підходити до визначення діаметра безнапірного трубопроводу, що транспортує рідину із завислими частинками. Трубопровід занадто малого діаметра буде переповнюватись і, навпаки, за занадто великого діаметра буде можливим випадання твердих частинок і захаращування. Рекомендується вибирати діаметри цих трубопроводів за нормативними таблицями. Діаметр визначається як функція витрат, нахилу і в'язкості рідини.

1.4.2.2. Монтажна проробка вузла “збірник–насос”

Найпростішу обв'язку такого технологічного вузла показано на рис. 1.18. Обв'язка відноситься до одиничного відцентрового насосу

у випадку, коли мається можливість закріпити нагнітальний трубопровід у точці "О" і зняти тим самим навантаження з напірного штуцера насоса. Багато устанавлювати збірник на максимальній висоті, але так, щоб його було зручно обслуговувати. Особливо це важливо за великої протяжності трубопроводу (наприклад, коли збірник знаходиться в зовнішньому відділенні, а насос — у приміщенні). За такої протяжності для зручності пересування по території установи частину трубопроводу доводиться розміщувати в каналі підлоги.

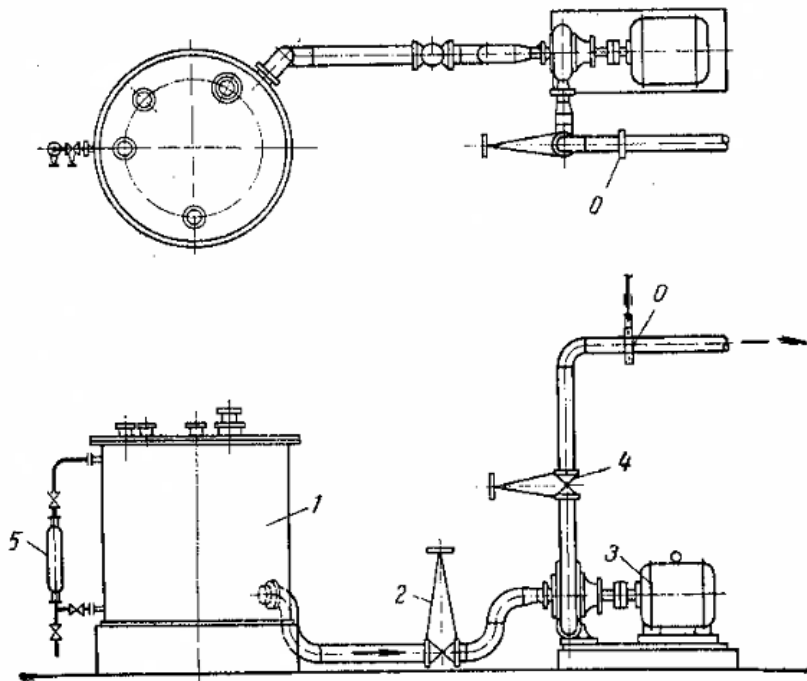


Рис. 1.18. Монтажний вузол "збірник-насос":
1 — збірник; 2 — засувка на всмоктуючій трубопроводі;
3 — насос; 4 — засувка на нагнітальній трубопроводі;
5 — регулятор рівня рідини в збірнику

Трубопровід й запірну арматуру треба прокладати так, щоб вони не заважали підтягуванню сальників насоса, замінюванню мастила, центруванню. Під час проведення цієї операції сам насос, поєднаний із технологічними трубопроводами, як правило, зразу кріпиться до опорної плити й слугує базою, за якою центрується електродвигун. Тому розміщення трубопроводів за електродвигуном небажано.

Найбільш доцільно для зручності монтажу, закріплення й ремонту треба вважати нижню розводку обв'язкових трубопроводів. Але верхня розводка дає можливість вивільнити площу приміщення насосної від трубопроводів, що теж важливо.

Окрім всмоктуючого і нагнітального трубопроводів насос може бути обв'язаний трубопроводами для подачі води або іншої рідини в ущільнююче кільце сальника і в його охолоджуючий простір.

Повинен бути організований стік рідини, протікаючої через сальники назовні. На рис. 1.19 показано спосіб відображення групи відцентрових насосів із трубопровідною обв'язкою на монтажнім кресленні.

За наявності в насосів великого числа обв'язувальних труб малого діаметра накреслюється окреме докладне креслення його обв'язки за збільшеного масштабу (1:20; 1:10; 1:5), а на загальнономонтажнім кресленні (масштаб 1:50) — фундамент під насос і місця приєднальних штуцерів.

Обв'язка решти насосів, застосовуваних в НПП і НХП істотно не відрізняється від відцентрових. Відмітимо деякі особливості.

Вихорні й лопатеві насоси повинні мати перепускную лінію, необхідну для обкатки й запуску за закритого нагнітання. Окрім того, повинен бути передбачений запобіжний клапан.

У поршневих насосах, що подають рідину за пульсуючого режиму, на нагнітальному трубопроводі установлюють повітряні ковпаки. Після ковпаків рідина переміщується рівномірним потоком, на якому можна встановлювати ротаметри або діафрагми витратомірів.

Регулюючі клапани у вихорних, лопатевих, шестеренних, поршневих та інших насосів із характеристикою, близькою до об'ємної треба установлювати виключно на байпасі. Отже, ці насоси допускають регулювання тільки одного параметра. Якщо рідина подається до декількох споживачів, регулювання можна здійснити тільки на загальній лінії або на подачі до одного із споживачів.

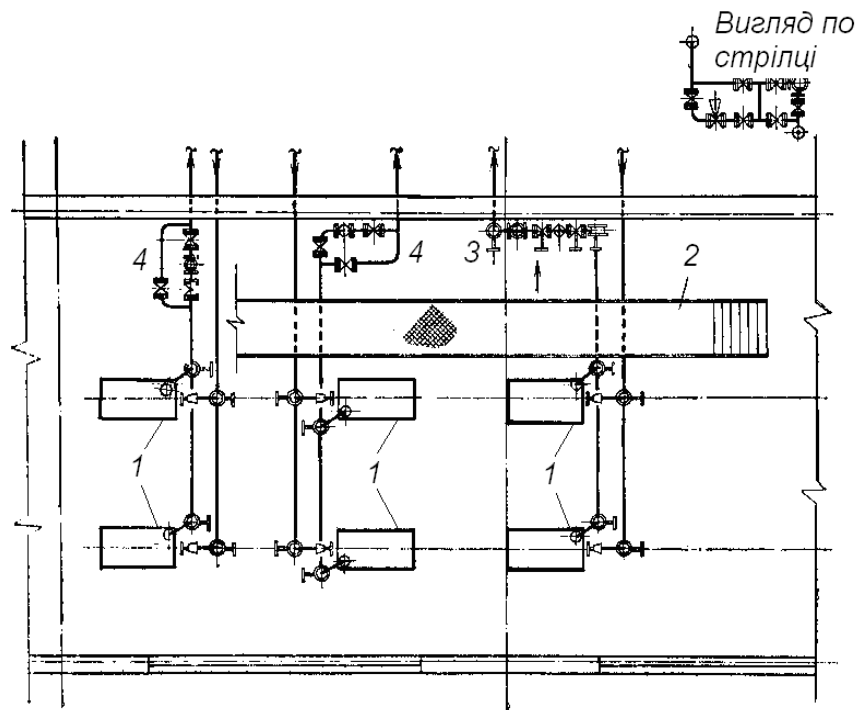


Рис. 1.19. Трубопровідна об'язка групи відцентрових насосів (план):
1 – насосні агрегати; 2 – несправжня підлога;
3 – вертикальні гребінки; 4 – горизонтальні гребінки

1.4.2.3. Монтажна проробка вузла компримування газу

Сюди відноситься локальна об'язка поршневих, відцентрових, гвинтових, ротаційних та інших компресорів. У загальному випадку ця об'язка включає декілька систем трубопроводів.

Перед монтажною проробкою треба намітити траси колекторів, пов'язаних із компресорами: всмоктувального й нагнітального (у тому випадку, коли декілька машин працює на один колектор); прямої й

зворотної охолоджуючої води; централізованої подачі й свіжого збирання відпрацьованого машинного мастила; продувального азоту (інертного газу); випорожнення мастиловіддільників.

Як правило, первісне трасування є орієнтувальним і уточнюється після проведення локальної обв'язки.

За наявності одноповерхової компресорної зали магістральні трубопроводи зручніше розташовувати біля глухих стін один над іншим (за винятком всмоктувального й нагнітального колекторів з діаметром більше 200 мм, які повинні бути прокладені зовні приміщення). Внизу під ними можна розмістити розподільвальні гребінки. У цьому випадку всмоктувальний і нагнітальний трубопроводи до кожного компресора доцільно вести зверху на спеціальних стійках, уникаючи утворення гідравлічних мішків.

До нижнього розведення таких трубопроводів (у каналах або під несправжнім полом) треба вдаватися у випадку компримування сухих газів із дуже низькою температурою конденсації за ступеня стиску більше 5 і пов'язаною з цим значною величиною пульсації потоку.

Раніше вже говорилося про те, що багатоступеневі компресори зі складною трубопровідною обв'язкою устанавлюються на високих фундаментах, утворюючих сумісно з перекриттям цокольний поверх (звичайні відмітки — 4; 6; 8 м).

Під час монтажної проробки треба намагатися розмістити більшу частину трубопроводів під перекриттям цокольного поверху. Варто нагадати, що поряд з операторними, компресорні зали є найбільш багатолюдними приміщеннями, і тому особливо важливо створити тут оптимальні умови праці.

Із цієї точки зору необхідно розглядати й заходи з боротьби з виробничим шумом; за невдалої розробки компресорних залів шум у них може перевищити допустимі границі.

Основними джерелами шуму є: стукіт у циліндрах за заниженого мертвого простору; погане взаємне центрування компресора, редуктора й електродвигуна; газові потоки в газопроводах і робочих порожнинах (особливо в турбокомпресорах); повітря у вентиляційних системах.

Шуми, викликані двома першими з перерахованих причин, усуваються під час ремонтування компресорного обладнання. Решта джерел шуму можуть бути наслідком як неправильного аеродинамічного розрахунку, у результаті якого були неправильно визначені діаметри повітроводів і газопроводів, так і невдалим їх прокладанням.

Будь-який значний місцевий опір у газовому потоці є джерелом сильного шуму. Тому радіус згинання газопроводу R не повинен бути менше $3D$ (D – діаметр газопроводу). Як запірну арматуру треба використовувати переважно засувки.

Всі гребінки з дросельними органами (регульовальними клапанами, затулками та ін.) за можливості треба розміщувати зовні компресорної зали.

Рекомендовані відстані між окремими машинами, залежні від їх потужності, не повинні бути зайняті трубопровідною обв'язкою, труби необхідно віднести від компресора на деяку відстань.

Ремонтні роботи особливо на великих газових компресорах, ведуться за допомогою мостового крана, що мається в залі. Під час прокладки трубопроводів необхідно урахувати умови їх роботи. Інколи доводиться передбачати спеціальні з'ємні ділянки трубопроводів, які дозволяють використати кран для монтажу й демонтажу окремих великих деталей компресора. Для обслуговування обладнання й трубопроводів, розташованих у цокольному поверху, за допомогою мостового крану необхідно згрупувати їх у декілька достатньо компактних блоків і передбачити над ними люки, перекриті знімними металевими щитами.

Масляні баки компресорів, розміщених на високих фундаментах, також зручно обслуговувати через люки в перекриттях. У цьому випадку обслуговуючі майданчики установлюють на стійках або підвішують до перекриття (рис. 1.20).

За вибухо- і пожежонебезпеки компресорні зали, як правило, відносяться до категорії А і Б, і тому обладнуються складною системою припливних і витяжних повітроводів. Без попереднього узгодження місць їх прокладки й наступного урахування цих обставин забороняється вести монтажну проробку.

Все викладене вище можна коротко узагальнити:

- обв'язка одноступеневих компресорів є достатньо простою і здебільшого схожа на обв'язку насосів, працюючих за аналогічним принципом (відцентрові, поршневі та ін.);
- навкруги кожної машини повинно бути залишено простір, вільний від будь-якого обладнання;
- всю запірну і регулюючу арматуру необхідно сконцентрувати в окремі компактні групи, розташовані на деякій відстані від компресорів;
- для полегшення пуску й зупинки компресорів, а також для

можливості автоматизації цих операцій бажано користуватись арматурою з електроприводом;

— для зменшення впливу пульсації газового потоку важливо уникати крутих поворотів трубопроводів.

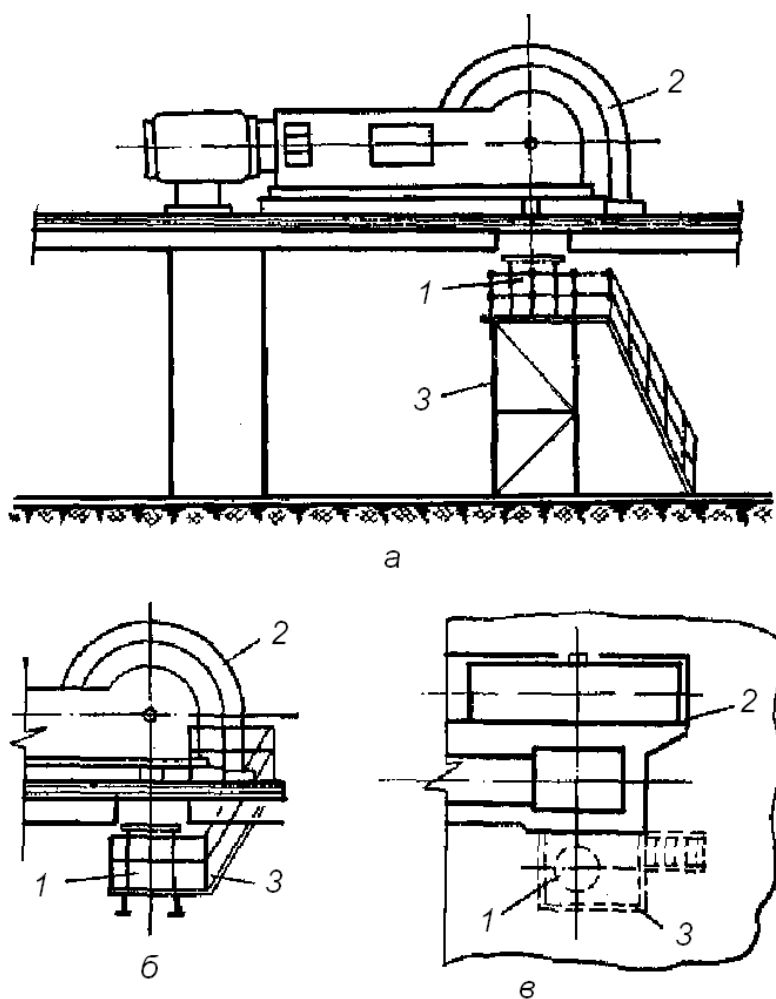


Рис. 1.20. Обслуговуючі майданчики горизонтального компресора:
а — майданчик на стійках; б — майданчик на кронштейнах; в — план;
1 — мастильний бачок; 2 — компресор; 3 — обслуговуючий майданчик

За відсутності необхідної технічної документації, розроблюваної підприємством-виготовлювачем, монтажну проробку цього вузла корисно починати з вивчення креслень трубопровідної обв'язки аналогічних машин.

1.4.2.4. Монтажна проробка вузла “колона ректифікації”

Способи обв'язки колонної апаратури зручніше за все прослідкувати на прикладі монтажної проробки вузла ректифікації (рис.1.21).

Все обладнання, що відноситься до обв'язки колони, розміщується на декількох майданчиках: дефлегматор — на відмітці 12 м, збірник ректифікату й кип'ятильник — на відмітці 6 м, збірник кубової рідини й насоси — на відмітці “0”, сама колона — на високім залізобетоннім фундаменті, що має нульову відмітку. Відповідно до цього й розробка монтажних креслень повинна вестись для декількох планів (план на відмітці “0”, план на відмітці 6 м та ін.)

Креслення монтажної проробки розглядуваної групи обладнання рекомендується виконувати в масштабі 1:50. Обв'язку зручно починати із самих верхніх планів, переносячи зображення трубопроводів все нижче і нижче.

Шоломові труби (тобто самі верхні труби, виходячі з верхньої кришки колони) необхідно прокладати з таким розрахунком, щоб: по-перше, вони по найкоротшій відстані направлялись до наступного апарата (дефлегматора, краплевідбійника та ін.); по-друге, навантаження від їх ваги було передано на етажерку, біля якої знаходиться колона (зокрема, якщо на етажерці встановлено мостовий кран, ця труба може бути підвішена до підкранової балки; інколи для її закріплення доводиться передбачувати спеціальну стійку) і по-третє, вони не повинні пересікати обслуговуючі площадки колони.

У розглядуваному прикладі (рис. 1.22) на шлемовій трубі встановлено гребінку запобіжного клапана, що обслуговується з площадки на відмітці 18 м. На самій верхній точці шоломної труби необхідно передбачати повітряний штуцер, вентиль якого може бути опущений на верхню площадку колони. Цей повітряний штуцер використовується для випуску повітря під час гідравлічних випробувань колонного агрегату.

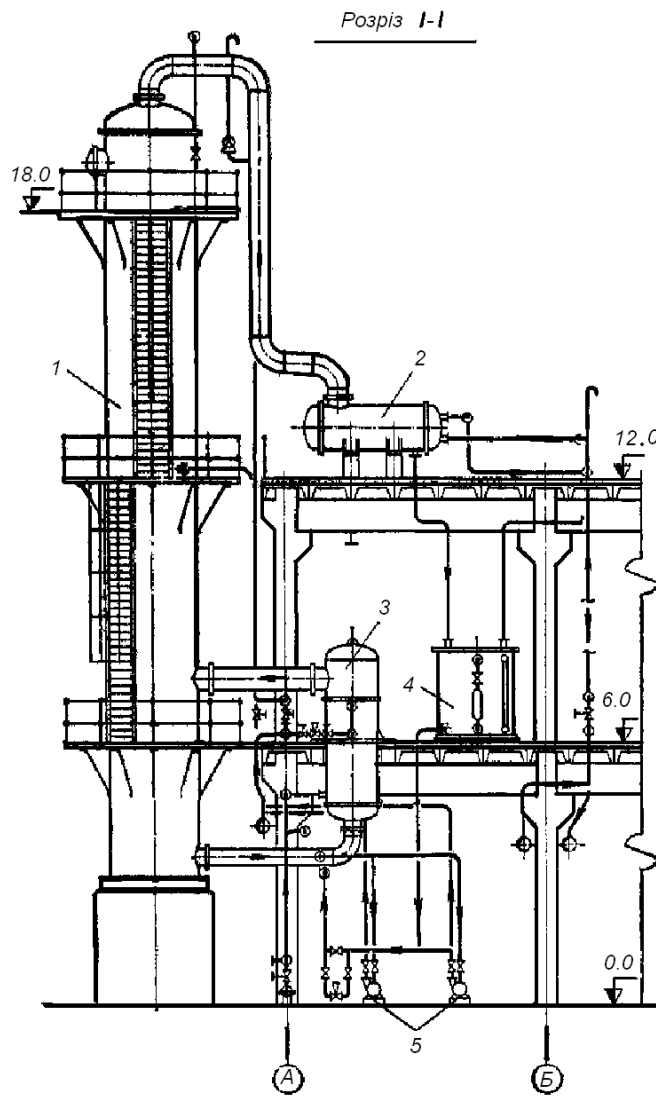


Рис. 1.21. Монтажний вузол — агрегат ректифікації.
Розрізи: 1 — колона; 2 — дефлегматор; 3 — кип'ятильник; 4 — збірник;
5, 6 — насоси

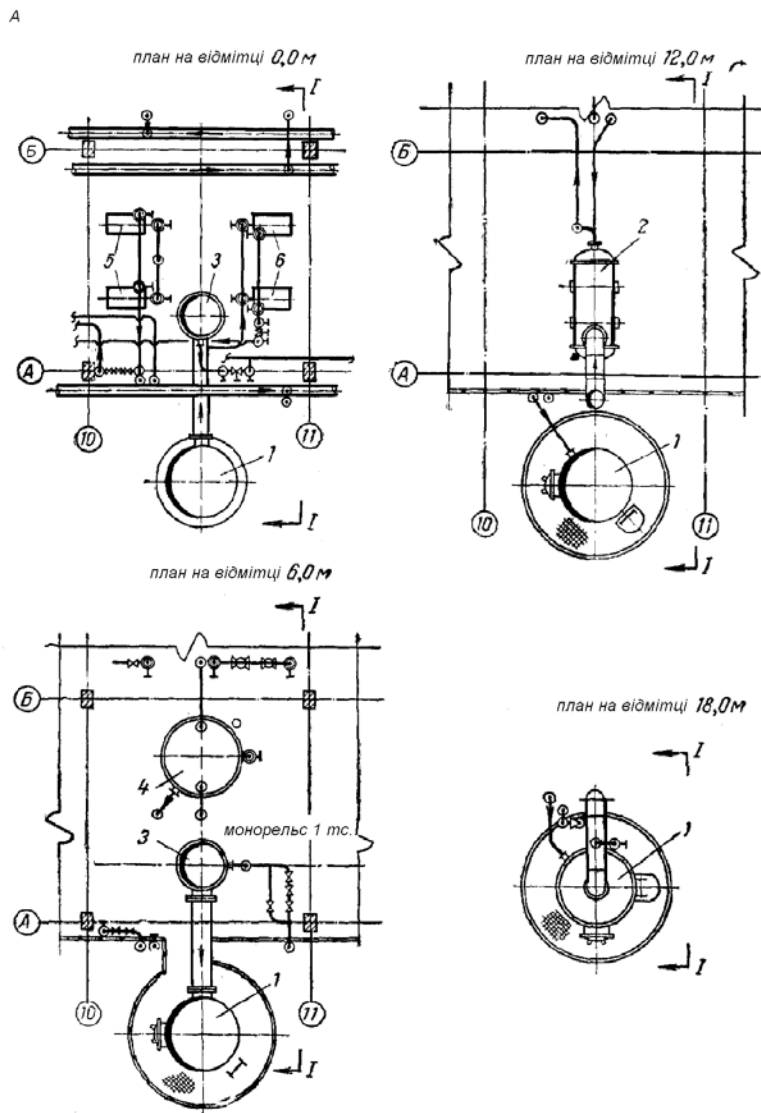


Рис. 1.21. Монтажний вузол — агрегат ректифікації.
Плани: 1 — колона; 2 — дефлегматор; 3 — кип'ятильник;
4 — збірник; 5, 6 — насоси

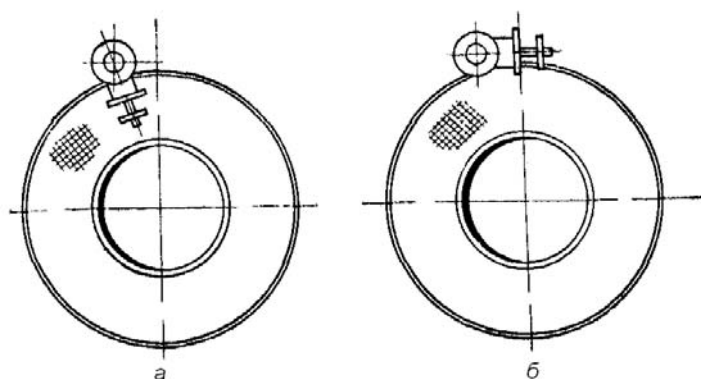


Рис. 1.22. Установка арматуры на рівні обслуговуючої площадки:
а – неправильне; б – правильне

Таким же чином обслуговується запірна арматура на лінії живлення колони. Регулятор витрат може бути розміщений на відмітці “0” або 6 м, розподільча гребінка відповідно на відмітці 6 або 12 м.

Циркуляційні труби, що пов’язують колону й винісний кип’ятильник, повинні бути не крутіше $60\dots90^\circ$. Для роботи з арматурою, яка відключає кип’ятильник від колони, передбачаються обслуговуючі майданчики зі скобами для кріплення талів, необхідних під час ремонту цієї арматури. Арматура, яка відключає рідинну циркуляційну трубу, як правило, знаходиться під перекриттям на відстані 3,5...4 м від нижнього поверху.

Обслуговування такої високо розташованої арматури можна вести наступним чином.

Арматура, що потребує частого обслуговування (закривання або відкривання не менше одного разу на зміну), повинна бути забезпечена постійним металевим майданчиком. Окрім того, за горизонтального положення шпинделя закривання арматури може здійснюватись за допомогою ланцюгового привода й зірочки; вертикально розташований шпиндель можна подовжити й за допомогою колонки вивести штурвал на перекриття, розташоване вище.

Переключення й текучий ремонт арматури, яка обслуговується рідко, можна здійснювати за допомогою інвентарних пересувних майданчиків, драбинок та ін.

Окрім вентилів, засувок і кранів, що переключаються не частіше

двох разів на місяць, до такої арматури можна віднести запобіжні й зворотні клапани, діафрагми витратомірів, бобишки датчиків приладів контролю й автоматики.

Прокладку всіх горизонтальних дільниць обв'язувальних трубопроводів треба вести під відповідним перекриттям таким чином, щоб самі перекриття етажерки не були захаращені лежачими на них трубопроводами. На перекриття можуть розташовуватись тільки гребінки регулюючих клапанів і дільниці трубопроводів із запірною арматурою.

Необхідно слідкувати за тим, щоб обв'язувальні трубопроводи не пересікали монтажні прорізи й шляхи пересування підйомно-транспортних механізмів (монорельсів, підкранових шляхів та ін.).

За діаметра трубопроводів до 80 мм рекомендується розробляти горизонтальні гребінки запірної й регулюючої арматури й розташовувати їх на підлозі перекриття. За діаметра трубопроводу 100 мм і більше байпасні лінії такої гребінки можна розміщувати у вертикальній площині, через те, що одержується значна економія виробничої площі, а великий діаметр байпаса забезпечує достатню жорсткість конструкції без додаткового кріплення.

Вибираючи напрямлення шпінделя арматури, установленної на вертикальній дільниці трубопроводу, необхідно мати на увазі, що для її переключення оператор зручніше знаходиться не прямо перед штурвалом, а дещо збоку від нього. Отже, розташування шпінделя, показане на рис. 1.22а, за якого перекивається прохід по майданчику, є неправильним і, якщо виходити зі зручності обслуговування арматури, правильне положення шпінделя показано на рис. 1.22б.

Як і під час трасування магістральних трубопроводів, обв'язувальні трубопроводи доцільно прокладати загальними вертикальними або горизонтальними пучками (наприклад, буде бажаним сумісне прокладування трубопроводів подачі живлення, флегми (рефлюксу) і шлемової труби). Всі ці трубопроводи повинні розміщуватись (у плані) у напівколі колони, оберненої до етажерки, з тим, щоб вони не заважали роботі крана-укосини.

Основне навантаження вертикальних дільниць цих трубопроводів сприймається кріпленнями, розміщеними на етажерці. Окрім того, вони повинні бути наближені до обслуговуючих майданчиків колони. Якщо неможливо передати етажерці навантаження від трубопроводів (колона знаходиться занадто далеко від етажерки). Прокладку й кріплення труб можна вести трьома способами:

- 1) труба малого діаметра (до 150 мм, включаючи ізоляцію)

прокладають впритул до колони й закріплюють за допомогою деталей, приварюваних до її обичайки;

2) під час ескізного конструювання колони передбачаються кронштейни, за допомогою яких навантаження від трубопроводів, прокладених за майданчиками, передається колоні;

3) трубопроводи кріпляться до зовнішніх деталей всіх обслуговуючих майданчиків, де, завдяки застосуванню елементів в опорних вузлах, навантаження рівномірно розподіляється на кожному з них.

1.4.2.5. Монтажна проробка теплообмінного обладнання

Основними факторами, що визначають особливості прокладки трубопроводів під час обв'язування теплообмінного обладнання, є: широкий діапазон температур; можливість конденсації пари чи газу, що транспортується; можливість випарювання рідких потоків.

Всі трубопроводи, що поєднують теплообмінники між собою або з іншими апаратами, по яких транспортуються рідини або гази з температурою, що відрізняється від температури матеріалу трубопроводу під час виконання монтажних робіт більш ніж на $50...60^{\circ}\text{C}$, повинні бути перевірені на самокомпенсацію температурних деформацій.

Під час попередньої проробки прокладки цих трубопроводів треба уникати з'єднання напрямки штуцерів сусідніх апаратів. Кожен гарячий трубопровід повинен мати не менше одного повороту під кутом 90° . Необхідно розташовувати нерухомі опори основних магістралей так, щоб вони опинились якомога ближче до місця врізання в них відводів до окремих апаратів (наприклад, від парового колектора до кип'ятильника). Дільниці гарячого (холодного) трубопроводу, розташовані між двома нерухомими опорами, треба прокладати в одній площині (горизонтальній або вертикальній), тому що це набагато спростить перевірку таких дільниць на самокомпенсацію. Треба проаналізувати можливість створення "безреактивних" систем, тобто систем без нерухомих опір. Створення таких систем можливо, якщо величина горизонтальної проекції сил пружної деформації трубопроводів F_x буде більшою ваги відповідного апарата P , зменшеного на коефіцієнт тертя $f_{\text{тр}}$ між опірними лапами й фундаментом: $F_x > P f_{\text{тр}}$.

У цьому випадку конструкція опор апарата повинна забезпечувати можливість його горизонтального переміщення.

Наступним перевірним розрахунком установлюється правильність наміченої конфігурації об'язувальних трубопроводів і визначається необхідність корегування.

Особлива увага повинна бути приділена трубопроводам, по яких транспортуються насичені пари, через те що за коливань температурного режиму в них буде можлива конденсація парів, а за наявності S-подібних перегинів — утворення гідравлічних пробок. Такі трубопроводи врізають у магістральні трубопроводи зверху або збоку, але не знизу. Від апарата до апарата вони повинні прокладатися з нахилом не менше 5 мм/м. Якщо під час прокладування паропроводу не вдається позбавитись від появи S-подібних перегинів труб, необхідно передбачити в цьому місці постійний дренаж. На трубопроводах водяної пари це досягається установленням конденсатовідвідника, на інших паропроводах — прокладанням продувальних ліній, що відкриваються під час зупинки основної лінії.

Конденсатовідвідники обов'язково встановлюють нижче апаратів і трубопроводів, з яких відводиться конденсат, інакше за значних коливань температур апарати й трубопроводи можуть бути заповнені конденсатом.

Як уже зазначалось, у трубопроводах, де проявляються температурні деформації необхідно передбачити гнучкі елементи. Деяким винятком є прокладка парової циркуляційної труби між колоною й виносним кип'ятильником. У цьому випадку обидва апарати бажано поєднувати напрямки. Компенсація температурних деформацій досягається або розміщенням кип'ятильника на ковзаючих (краще коткових) опорах, або установкою на трубопроводі лінзового компенсатора.

До розглядуваної групи апаратів відноситься також апаратура, призначена для утилізації тепла й підігріву реагентів: котли-утилізатори, електропідігрівачі, трубчасті печі.

1.4.2.6. Розробка заходів зі зниження вібрації апаратури й трубопроводів

Вібрація обладнання — це дуже небезпечне явище, що спричиняє: посилене зношування й руйнування деталей машин; просадку фундаментів під обладнанням і опорами трубопроводів; викришування стін; утворення тріщин у перекриттях; стирання труб; утворення тріщин у зварних з'єднаннях; порушення герметичності фланцевих з'єднань;

вихід із ладу приладів контролю й автоматики, поломку арматури (особливо чавунної), руйнування термоізоляції.

Вібрація породжує шуми, величина яких часто перевершує допустимі значення, що створює труднощі під час експлуатації й обслуговування обладнання установок.

Основними джерелами вібрації є: неурівноваженість мас рухомих частин машин; нерівномірність газових потоків у трубопроводах; дія вітру на будівельні конструкції й технологічне обладнання. Сейсмічні явища.

Поштовхи, що виникають під час роботи таких машин, як, наприклад, транспортери, поршневі компресори й насоси, через фундаменти й достатньо пружний ґрунт передаються стійкам під трубопроводу, стінам будівель і спричиняють їх руйнування.

Нерівномірна подача газу чи рідини за допомогою поршневих компресорів і насосів призводить до утворення пульсуючих потоків, діючих на трубопроводи в місцях поворотів і викликаючих їх вібрацію. Пульсуючі потоки можуть утворюватись і внаслідок періодичного виникнення рідких або газових пробок спричинених неправильною прокладкою трубопроводів або з причини заниження їх діаметра, а також внаслідок несправності арматури.

Велике “розкачування” потоку може викликати неправильно розроблена й розрахована система автоматизації будь-якого технологічного вузла.

Джерелом сильної вібрації апаратури й приєднаних до неї трубопроводів може слугувати погано сконструйована й змонтована мішалка, барботер, які не забезпечують рівномірного розподілення гострої пари (газу), що подається в апарат.

Необхідно сказати, також про можливість появи вібрації в трубопроводах, з яких відбувається вільне витікання струменя газу (скид газу від запобіжних клапанів) або рідини (вільне зливання охолоджуючої води або розсолу).

Одним із найскладніших питань у боротьбі з вібрацією є визначення шляхів її розповсюдження. Виникнувши в одному місці (наприклад, як наслідок роботи поршневого компресора), вібрація може з’явитись за багато десятків метрів від свого джерела.

Обмежимося рядом рекомендацій, якими треба керуватись під час монтажно-проробки обладнання.

Боротьбу з вібрацією треба починати вже під час розробки технологічної схеми. Із цією метою підбирають найбільш досконалі,

урівноважені машини (відцентрові насоси й компресори замість поршневих та ін.); виконують ретельний гідравлічний розрахунок трубопроводів, урахуваючи, що надмірне падіння тиску може викликати місцеве закипання деяких рідин і утворення газових пробок; розроблюють схеми авторегулювання, які забезпечують підтримку заданого режиму роботи за мінімальних коливань потоків. Віддають перевагу режимам з чітко вираженим однофазним станом перероблюваних речовин (перегріта пара, достатньо охолоджена рідина та ін.).

Все обладнання, що є потенціальним джерелом вібрації, розташовують на нульовій відмітці на індивідуальних фундаментах. Розміри цих фундаментів і їх конструкція повинні забезпечувати повне поглинання (гасіння) коливань. Під час підготовки завдань на розробку таких фундаментів, окрім статичних навантажень, необхідно зазначити всі дані, необхідні для їх динамічного розрахунку: число обертів і потужність привода, моменти інерції від дії нерівноважених мас (ці дані в свою чергу отримують від машинобудівних підприємств, що поставляють обладнання).

Деякі види обладнання (вентилятори й відцентрові насоси малої потужності) у виключних випадках можна встановлювати на залізобетонних перекриттях. При цьому повинні обов'язково застосовуватись вібропоглинаючі пристрої — смуги товстої гуми, повстяні й пінопластові килими (за $n > 2000$ об./хв), пружинні амортизатори (за $n \leq 2000$ об./хв).

Фундаменти під поршневі компресори повинні бути відокремлені від конструкцій будівель (фундаменту, майданчиків, бетонної підготовки підлоги першого поверху). Для усунення вібрації газопроводів від пульсації потоку газу в поршневих машинах повинна передбачатись установка буферних і акустичних місткостей, обґрунтована відповідним розрахунком.

Під час монтажної проробки треба намагатись максимально спростити конфігурації трубопроводів, створити плавні повороти ($R > 3D$ для особливо небезпечних випадків).

Трубопроводи, в яких можлива поява пульсуючих потоків, прокладають поблизу будівельних конструкцій із таким розрахунком, щоб у будь-якому місці трубопроводу можна було створити регульовану жорстку або пружну опору. Важливо пам'ятати, що остаточне усунення вібрації складної трубопровідної системи стає можливим тільки після її пуску й виведення на робочий режим. Нормальне функціонування трубопроводу забезпечується послідовним закріплен-

ням вібруючих дільниць за допомогою пружних кріплень, що регулюються.

Джерелом вібрації може стати гідравлічний мішок, в якому постійно накопичується рідина як конденсат. Такі місця трубопроводів повинні бути обладнані постійно діючими дренажними пристроями.

Мішки можуть утворюватись з причини прогинання трубопроводу, викликаного значним перевищенням допустимих відстаней між опорами.

У неправильно спроектованих і закріплених стояках повітряних клапанів ("свічках") часто виникають реактивні сили, що викликають значне розкачування. На рис. 1.23 зображено конструкцію наконечника випускної труби, що зменшує реактивну силу. Не менш міцно повинні бути закріплені кінці трубопроводів, з яких вільно зливається рідина.

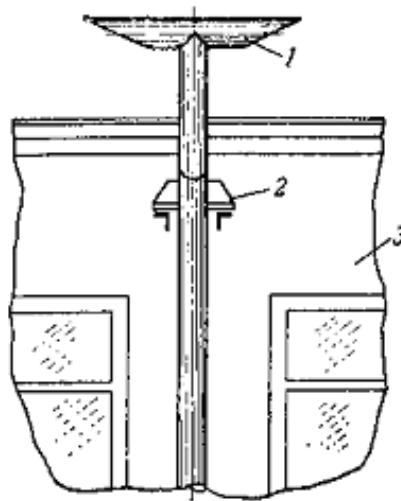
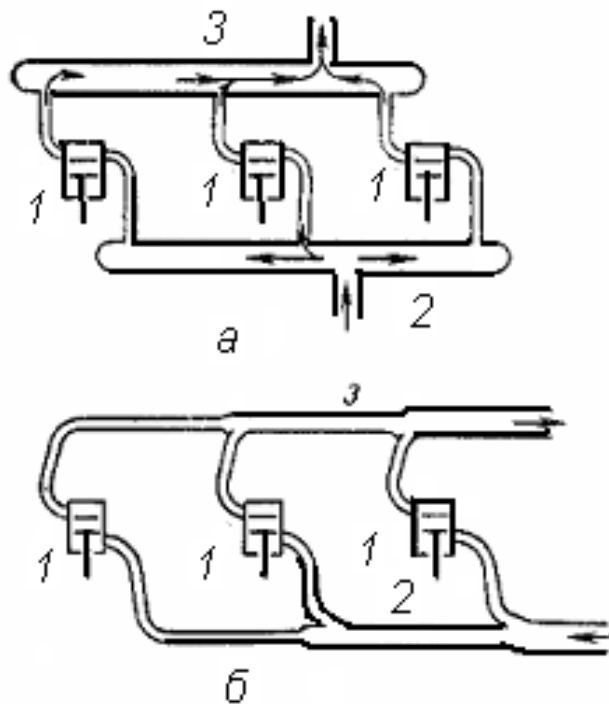


Рис. 1.23. Наконечник випускної труби типу "перо":
1 – "перо"; 2 – опора; 3 – будівля установки

Трубопроводи, підлеглі вібрації, не треба жорстко кріпити до будівельних конструкцій. У випадку необхідності такого кріплення треба передбачити відповідні компенсуючі пристрої. Амортизаторами в деяких випадках можуть бути П-подібні і лінзові компенсатори.

Великий вплив на утворення пульсуючих потоків може зробити неправильна врізка окремих труб у нагнітальний і всмоктувальний колектори насосів і компресорів. На рис. 1.24 схематично зображено неправильну й правильну обв'язку групи поршневих компресорів, що нагнітають газ в загальний колектор.



**Рис. 1.24. Обв'язка групи поршневих компресорів,
що працюють на один колектор:**
а – викликаюча появу зустрічних потоків газу;
б – виключаюча зустрічні потоки газу; 1 – компресори;
2 – всмоктувальний колектор; 3 – нагнітальний колектор

Окрім установлення акустичних гасників, значного зниження вібрації можна досягти відводом частини газу по окремій трубі з наступною повторною врізкою її в прокладуваний газопровід. У цьо-

му випадку пульсація потоку вимірюється за рахунок інтерференції хвиль.

1.4.2.7. Розробка заходів з усунення гідравлічних ударів у трубопроводах

Основними причинами, викликаючими гідравлічні удари, є: наявність гідравлічних мішків, що не дреноються; занижений діаметр рідинних трубопроводів, внаслідок чого потік періодично розривається (явище кавітації); наявність тупікових ділянок, в яких можуть періодично накопичуватись інертні гази, що спричиняють зриви потоку; місцеве закипання рідини, що транспортується, викликане порушенням термоізоляції; місцева конденсація насичених парів, викликана відсутністю грюючих супутників; відсутність або незадовільна робота відокремлювачів рідини, установлених на всмоктувальних лініях компресорів; порушення режиму й поява “вологого ходу” в компресорах; вихід із ладу системи автоматичного захисту й переповнення газопроводів рідиною; неправильний вибір запірної арматури (якщо на напірнім трубопроводі насоса замість вентилів або засувок поставлено крани, може бути удар внаслідок занадто швидкого їх спрацювання); пуск за умов накопичення конденсату у від’єднаному всмоктуючому газопроводі.

Заходи із запобігання гідравлічних ударів повинні розроблюватись на всіх етапах проектування.

Під час розробки технологічної схеми й вибирання обладнання треба віддавати перевагу режимам, за яких перероблювані речовини (технологічні потоки) знаходяться в стійкому агрегатному стані (перегріта пара або переохолоджена рідина), а легко киплячі рідини транспортуються на великі відстані переважно в переохолодженому стані.

Під час вибору компресорів необхідно урахувати їх чутливість до попадання невеликої кількості рідини в робочий простір циліндрів. У цьому відношенні турбокомпресори мають перевагу над поршневи-ми машинами. Мається ряд конструкцій поршневих компресорів з “несправжньою кришкою”, яка до деякої міри захищає компресор від невеликих гідравлічних ударів.

Під час монтажно-проробки всі трубопроводи, в яких буде можлива поява крапель рідини, для запобігання гідравлічних ударів повинні бути прокладені з нахилом у бік апаратів, призначених для її

збирання.

Прокласти довгий трубопровід без гідравлічних мішків вдається дуже рідко. Тому доводиться передбачати спеціальні пристрої, що забезпечують безперервний відвід рідини від мішків. Конденсат водяної пари відводиться за допомогою конденсаційних горщиків, установлених у всіх кінцевих точках паропроводу, а також на магістралях не рідше, ніж через 200 м. На газопроводах у подібних випадках передбачаються дренажні труби невеликого діаметра (20...40 мм) із запірною арматурою. Конденсат відводиться або самопливом, або відсмоктується через дросельний пристрій у всмоктуючу систему.

Трубопровідна обв'язка компресора, особливо поршневого, повинна повністю виключати можливість попадання рідини в циліндр. Тому бажано розміщати компресор таким чином, щоб його циліндри були найвищою точкою трубопроводу. Перед компресорами треба установити ефективні сепаратори, обладнані системою автоматичного підтримування рівня рідини й аварійною сигналізацією, а всмоктуючі трубопроводи прокласти з нахилом у бік сепараторів. Врізувати окремі відводи треба обов'язково у верхню частину загального всмоктуючого колектора.

Якщо під час монтажної проробки виявиться неминучість утворення гідравлічного мішка безпосередньо біля компресора, до самої нижньої точки мішка треба приєднати невеликий бачок (рис. 1.25). Під час пускання компресора тиск у бачку впаде, рідина випариться і повільно відсмокчеться по трубопроводу 4. Необхідно передбачити арматуру, що забезпечує плавне й повільне відкривання всмоктувального трубопроводу.

У деяких випадках всмоктуючі газопроводи прокладаються з гріючими супутниками. Теплоносієм може бути водяна пара або гаряча вода, застосування останньої дає ряд істотних переваг. До них, зокрема, відноситься відсутність системи конденсаційних горщиків. У залежності від характеру прокладання ліній, що обігріваються, на естакадах під час розробки парового гріючого супутника, окрім подачі пари, доводиться урахувати можливість приймання конденсату. Схему устрою такого супутника показано на рис. 1.26.

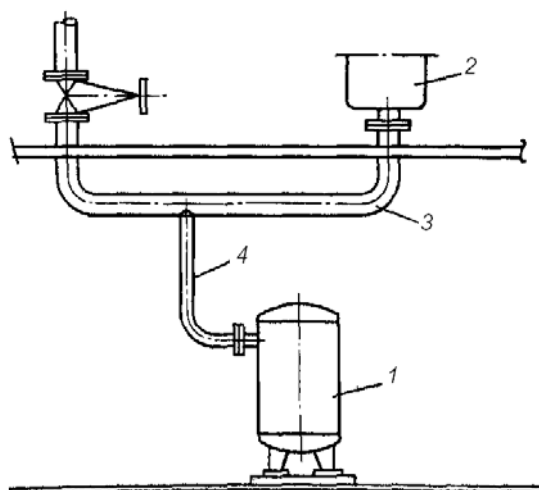


Рис. 1.25. Установка дренажного бачка на всмоктувальній лінії компресора:
 1 – бачок; 2 – циліндр компресора; 3 – всмоктувальний трубопровід;
 4 – відвід до дренажного бачка

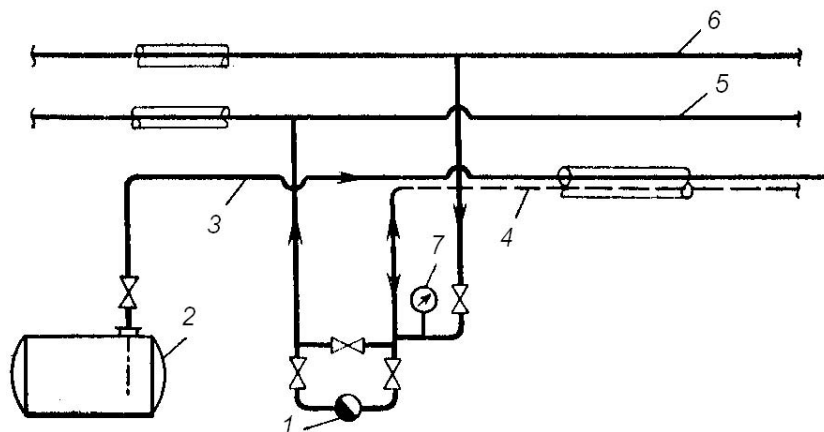


Рис. 1.26. Схема облаштування грюючого супутника:
 1 – конденсатовідвідник; 2 – апарат із застигаючою рідиною;
 3 – технологічний трубопровід; 4 – грюючий супутник;
 5 – конденсатопровід; 6 – паропровід; 7 – манометр

1.4.2.8. Розробка заходів з усунення температурних деформацій трубопроводів

На будь-якому трубопроводі завжди можна знайти принаймі два перерізи, практично нерухомих відносно будівельних конструкцій. Це або точки біля нерухомих опор або штуцери двох апаратів, поєднаних трубопроводом. Під час температурного розширення чи стиснення такої ділянки в деяких його перерізах виникають напруження, досягаючи дуже великих значень. За великої різниці температур вони можуть перевершити міцність труб або трубних опор. Якщо довжина трубопроводу є значною, стає можливим випинання, що призводить до утворення гідравлічних мішків. Тому, якщо різниця між робочою температурою трубопроводу й температурою під час виконання монтажних робіт перевершує 30...40°C, у його конструкції необхідно передбачити елементи, компенсуючі зміну довжини внаслідок деформації згинання.

За тиску до 0,6 МПа і невеликим подовженні (до 20 мм) застосовуються лінзові й хвилеподібні компенсатори. Їх застосування обмежується істотними недоліками: невисока міцність (із підвищенням міцності різко знижується компенсуюча здатність) і значні вісеві зусилля, що передаються на нерухомі опори. Тому в більшості випадків користуються методом компенсації температурних подовжень, що передбачають уведення в трубопровід зігнутих П, Г і Z-подібної форми, що називаються відповідно П, Г і Z-подібними компенсаторами. Зміну конфігурації зігнутого за допомогою таких елементів трубопроводу під час нагрівання (охолодження) називають самокомпенсацією.

Розрахувати ділянку трубопроводу на самокомпенсацію — означає визначити максимальні напруження (нормальні й дотичні), що виникають в різних його перерізах під час згинання, і порівняти їх із допусковими. Якщо виявиться перевершення, необхідно прийняти заходи, знижуючі розрахункові напруження до допустимої межі.

2. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ ЯК ОСНОВА ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНИХ УСТАНОВОК

Оперативна експлуатація технологічних установок регламентується рядом нормативних документів. Серед них важливе місце займає технологічний регламент.

Розглянемо як приклад основні положення про технологічний регламент для виробництва продукції на підприємствах хімічної промисловості України [4].

2.1. Загальні положення про технологічний регламент

Технологічний регламент згідно з ДСТУ 1.0–93 є основним нормативним документом, який визначає оптимальний технологічний режим, порядок виконання окремих технологічних процесів під час реалізації технології, який надає можливість забезпечувати випуск продукції заданої якості, безпечні умови праці, а також вимоги з охорони навколишнього середовища.

Технологічний регламент треба розробляти на технологію виробництва хімічної продукції необхідної якості. Продуктом вважається речовина, одержана в результаті реалізації технології виробництва.

У залежності від ступеня освоєння виробництва й мети здійснення робіт передбачаються такі типи технологічних регламентів: постійні, тимчасові, разові, лабораторні (пускові записки, виробничі методики).

Постійні технологічні регламенти розроблюються для освоєних виробництв і забезпечують потрібну якість продукції, що випускається.

Тимчасові технологічні регламенти розроблюються для нових виробництв; діючих виробництв, у технологію яких внесено принципові зміни; дослідно-промислових виробництв (цехів, установок з необмеженим терміном здійснення робіт); виробництв, створених на основі комплектного імпортного обладнання.

Разові технологічні регламенти розроблюються для перевірки якості продукції, уточнення окремих параметрів процесу у випадку випуску товарної продукції на дослідних і дослідно-промислових установках, а також на дослідні партії товарної продукції, яка вироблюється на діючих виробництвах.

Лабораторні регламенти (пускові записки, виробничі методи-

ки) розроблюються для лабораторних, стендових та модельних установок.

Випуск промислової продукції за лабораторними регламентами (пусковими записками, виробничими методиками) дозволяється в обсязі до 10000 кг/рік.

Систематизацію установок за видами та типами наведено в додатку Д2.1.

Дотримання вимог технологічного регламенту є обов'язковим, бо він гарантує якість виготовленої продукції, раціональне та економічне ведення технологічного процесу, збереження обладнання, уникнення можливості виникнення аварій і забруднення виробничого й навколишнього середовища, безпеку ведення технологічного процесу.

Особи, винні в порушенні діючого технологічного регламенту, притягаються до дисциплінарної та матеріальної відповідальності, якщо наслідки цього порушення не викликають застосування до цих осіб іншого покарання згідно з чинним законодавством.

Усі типи технологічних регламентів повинні проходити метрологічну експертизу, яка виконується службовою організацією розробника регламенту.

2.2. Склад технологічного регламенту

Постійний, тимчасовий та разовий технологічні регламенти повинні складатись із наступних розділів:

1. Загальна характеристика виробництва.
2. Характеристика продукції, що випускається.
3. Характеристика вхідної сировини, матеріалів та енергетичних ресурсів.
4. Опис технології та схеми.
5. Матеріальний баланс.
6. Щорічні норми витрат основних видів сировини, матеріалів та енергетичних ресурсів.
7. Щорічні норми утворення відходів виробництва.
8. Норми технологічного режиму.
9. Контроль виробництва й управління технологічним процесом.
10. Можливі неполадки в роботі й способи їх усунення.
11. Охорона навколишнього середовища.
12. Безпечна експлуатація виробництва, пуск та зупинка вироб-

ництва.

13. Специфікація основного технологічного обладнання.

14. Перелік систем блокувань та захисту.

15. Перелік систем протиаварійного автоматичного захисту (ПАЗ) для підприємств I, II та III категорії вибухопожежонебезпеченості. У переліках ПАЗ указують межі критичних (аварійних) значень параметрів.

16. Стадії технології або окремі параметри, управління якими в ручному режимі не допускається на період заміни елементів систем контролю та управління технологічним процесом.

17. Перелік обов'язкових інструкцій.

У технологічних регламентах також повинні бути наведені креслення принципової технологічної схеми виробництва з функціональною схемою автоматизації.

Для разового технологічного регламенту за узгодженням з особою, що його затверджує й метрологічною службою допускаються зміни та вилучення окремих розділів.

Разовий технологічний регламент, що розробляється для перевірки якості продукції, уточнення окремих технологічних параметрів на здійснення дослідних чи експериментальних робіт на діючому виробництві, дослідній або дослідно-промисловій установці, може вкладатись з посиланням на відповідний постійний, тимчасовий або раніше розроблений разовий регламент із точним перерахуванням незмінних його розділів і повним викладанням змінених.

Лабораторний регламент (пускова записка, виробнича методика) у загальному випадку повинен мати такі відомості:

1. Призначення установки.

2. Стисло характеристику сировини, напівпродуктів, готової продукції, відходів, стоків і викидів із зазначенням їх токсичності, пожежо- та вибухонебезпечних властивостей.

3. Опис технологічної схеми.

4. Норми технологічного регламенту.

5. Опис схеми контролю, автоматизації, сигналізації, блокування та запобіжних пристроїв (за необхідності).

6. Вимоги щодо безпечної експлуатації.

7. Технологічну схему, креслення апаратів (за необхідності).

Примітка: У залежності від призначення установки дозволяється скорочення складу лабораторного регламенту (пускової записки, виробничої методики).

2.3. Вимоги до змісту розділів регламенту

2.3.1. Загальна характеристика виробництва

У цьому розділі регламенту мають бути відображені наступні дані:

- повна назва виробництва;
- рік пуску в експлуатацію;
- потужність виробництва (проектна та досягнута на час розробки регламенту);
 - гранична економічно виправдана потужність виробництва (технологічної лінії), нижче якої питомі витрати на кінцеву продукцію різко зростають проти запланованих нормативів;
 - мінімальна стійка потужність виробництва (технологічної лінії, нижче якої технологічний режим та робота обладнання можуть стати не стійкими й не керованими);
- кількість технологічних ліній (потоків);
- метод виробництва;
- організації, які виконували техно-робочий проект або робоче креслення;
 - генеральний проектувальник;
 - проектувальник технологічної частини;
 - організація-розробник технології;
 - чи зазнавало виробництво реконструкції або розширення, в якому році, яка організація виконувала проект реконструкції та за розробками якої організації.

2.3.2. Характеристика продукції, що випускається

У цьому розділі регламенту наводиться наступне:

- Технічна назва продукту відповідно до нормативної документації.
- Назва міжнародного, державного чи галузевого стандарту, технічних умов, за якими видається продукція.
- Основні властивості, які відображають специфіку виробництва та якість продукції, що випускається; фізико-хімічні властивості та

константи, наприклад, зовнішній вигляд, густина, розчинність, температура загуснення чи плавлення, кипіння, пружність парів, в'язкість, електропровідність тощо.

Фізико-хімічні властивості наводяться у вигляді таблиці (табл. 2.1)

Таблиця 2.1

Фізико-хімічні властивості продукції

Назва властивості (константи) та одиниця вимірювання	Значення фізичної величини з граничними відхиленнями	Джерело інформації

Примітка:

1. основні вимоги до побудови таблиць див. ГОСТ 2.105;
2. основні вимоги до написання фізичних величин див. ДСТУ 3651.0; ДСТУ3651.1; ДСТУ 3651.2;
3. властивості, що характеризують вибухонебезпечність і токсичність готового продукту, сировини, напівфабрикатів і відходів виробництва наводяться в розділі “Безпечна експлуатація виробництва”.

Всі дані регламенту повинні відповідати аналогічним даним, прийнятим у міжнародних, державних або галузевих стандартах, технічних умовах або наведеним у довідковій і технічній літературі, на які мають бути наведені посилання.

У випадку виробництва декількох продуктів за одним і тим же регламентом характеристика наводиться для кожного з продуктів, що виробляються.

— Область застосування (основна).

— Правовий захист. Наводяться номери авторських свідоцтв і патентів, якими захищено продукцію, що виробляється (захист продукції, технології, конструктивних рішень).

— Якщо продукція підлягає обов'язковій сертифікації, це необхідно відмітити.

2.3.3. Характеристика вхідної сировини, матеріалів і напівпродуктів

У цьому розділі регламенту мають бути відображені дані, які

характеризують вхідну сировину, матеріали й напівпродукти. Ці дані треба наводити у формі таблиці (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

Характеристика сировини, матеріалів і напівпродуктів

Назва сировини, матеріалів, напівпродуктів	Міждержавний, державний або галузевий стандарт, технічні умови, регламент або методика	Показники, обов'язкові для перевірки (назва й одиниця вимірювання)	Показники, що регламентуються з допустимими відхиленнями

До табл. 2.2 вносяться всі види сировини й напівпродукти що використовуються в технології виробництва.

У графу “Показники, обов'язкові для перевірки” включаються основні показники якості, що незалежно від наявності паспорта постачальника, підлягають перевірці перед використанням у виробництві.

Всі показники внесені до таблиці, наводяться з відхиленнями, що допускаються.

Контроль показників передбачається в розділі “Контроль виробництва й управління технологічними процесами”.

2.3.4. Опис технології та технологічної схеми

У цьому розділі регламенту наводяться наступні відомості.

В описі технології наводяться її сутність, зазначають основні та побічні реакції, теплові ефекти, температуру, тиск, об'ємні швидкості, типи каталізаторів, рецептури та інші показники.

Опис технологічної схеми здійснюється по стадіях реалізації технології, починаючи з приймання та підготовки сировини й закінчуючи відвантаженням готового продукту із зазначенням основних технологічних параметрів процесів, з описом конструкції й характеристик основного обладнання, що використовується, систем регулювання та блокування з посиланням на технологічні схеми, внесені до складу регламенту.

У випадку, коли на підготовку сировини є спеціальний регламент, дозволяється під час опису технологічної схеми робити посилан-

ня на такий регламент.

2.3.5. Матеріальний баланс

Сутність цього розділу зводиться до наступного.

Матеріальний баланс може бути складений на одиницю продукції, що виготовлюється; на один виробничий потік або на річний випуск в обсязі потужності виробництва в цілому.

Баланс складається у вигляді схеми із зазначенням всіх вхідних і вихідних потоків, з нанесенням на неї усіх стадій та переробок, які змінюють якісні або кількісні показники технологічних потоків.

На аркуш схеми наноситься таблиця із характеристикою якісних і кількісних показників усіх потоків.

Для малостадійних виробництв дозволяється складання балансу у вигляді таблиці. Приклад складання матеріального балансу наведено в додатку Д2.2.

Матеріальний баланс для нових виробництв складається за даними проекту, для діючих — за досягнутими показниками роботи виробництва за останній рік перед складанням регламенту.

Переглядається матеріальний баланс тільки у випадку змін стадій технології (доповнення або вилучення окремих стадій, операцій), що призвели до значних змін матеріальних потоків (витрат сировини, матеріалів, продуктів та напівпродуктів або відходів виробництва).

2.3.6. Щорічні норми витрат всіх видів сировини, матеріалів та енергоресурсів

У цьому розділі регламенту має бути відображене наступне.

Щорічні норми витрат всіх видів сировини, матеріалів та енергоресурсів треба наводити у вигляді таблиці (табл. 2.3). Перед таблицею зазначають, на яку одиницю продукції наводяться норми витрат, наприклад, норми витрат на 1 тону 100%-ної сірчаної кислоти.

Норми витрат сировини за проектом наводять для новостворених або реконструйованих виробництв. Цей показник розраховується проектною організацією й узгоджується замовником (виробником продукції).

Щорічні норми витрат всіх видів сировини, матеріалів та енергоресурсів

Найменування сировини, матеріалів та енергоресурсів	Найменування показників та одиниці вимірювання	Норми витрат				
		за проектом	що прогноуються по роках			

У графі “що прогноуються по роках” необхідно передбачати кількість граф, яка відповідає б кількості років чинності регламенту. Після таблиці залишається вільне місце для підпису особи, відповідальної за внесення норм витрат.

Щорічні норми витрат, що прогноуються, затверджені в установленому порядку та занесені до таблиці, не розглядаються як зміни до регламенту.

У регламенті дозволяється наводити норми витрат на взаємозамінну сировину.

Норми витрат сировини й матеріалів надаються для всіх рецептур, передбачених регламентом.

2.3.7. Щорічні норми утворення відходів виробництва

Сутність цього розділу зводиться до наступного.

Норми утворення твердих, рідких та газоподібних відходів треба наводити у вигляді таблиці (табл. 2.4).

Перед таблицею вказують облікову одиницю продукції, що випускається, на яку наводяться норми утворення відходів виробництва.

Перелік відходів вноситься до таблиці із заголовками: тверді, рідкі, газоподібні. Вносяться всі відходи й побічні продукти.

Відходи повинні бути класифіковані за ступенем токсичності та небезпечності згідно з “Временным классификатором токсичных про-

мышленных отходов” и “Методическими рекомендациями по определению класса токсичности промышленных отходов” №4286–87.

Таблиця 2.4

Норми утворення твердих, рідких та газоподібних відходів

Назва відходів, сумішей, їх склад. Апарат або стадія де вони утворюються	Напрямок використання, утилізація. Метод очищення або знешкодження	Норми утворення відходів, найменування показника (одиниця вимірювання)				
		За проектом	За роками дії регламенту			

Якщо відходи використовуються або підлягають утилізації, то вказується, де вони використовуються і в яких кількостях, спосіб утилізації. Для відходів, що не використовуються, наводиться метод очищення, місце складування або викиду. За відсутності відходів до регламенту вноситься відповідний запис, наприклад, “Тверді відходи відсутні”. Якщо відходи виробництва викидаються в навколишнє середовище (водойми, атмосферу), відомості про них заносяться в розділ “Охорона навколишнього середовища”.

Норми утворення відходів розраховуються підприємством на основі затверджених норм витрат сировини та матеріалів.

Занесені в таблицю норми утворення відходів оформлюються підписами аналогічно оформленню розділу “щорічні норми витрат всіх видів сировини, матеріалів та енергоресурсів” і не розглядаються як зміни до регламенту.

2.3.8. Норми технологічного режиму

Норми технологічного режиму для безперервних і періодичних

процесів наводяться у вигляді таблиці (табл. 2.5).

Таблиця 2.5

Норми технологічного режиму для безперервних і періодичних процесів

Найменування стадії й потоків реагентів	Найменування параметрів і одиниці вимірювання	Номинальне значення з допустимими відхиленнями або діапазон регулювання	Межі допустимих значень параметрів

У графі “Найменування параметрів і одиниці вимірювання” зазначають регламентовані параметри технології по стадіях: витрати, температура, тиск, масові або об’ємні частини компоненту, рівень, час завантаження компоненту та інші показники й відповідні їм одиниці вимірювання.

У графі “Межі допустимих значень параметрів” зазначають межі допустимих значень параметрів, тобто максимальне та (або) мінімальне значення, вихід за які може призвести до аварійного стану виробництва або випуску продукції невідповідної якості. В окремих випадках допускається нормувати односторонні граничні значення параметрів, використовуючи терміни “не менше”, “не більше”. Графа 3 тоді не заповнюється.

У цей розділ включаються основні показники, які забезпечують безаварійну роботу та випуск продукції відповідної якості.

2.3.9. Контроль виробництва й управління технологічним об’єктом

Перелік особливо важливих параметрів, для яких необхідно забезпечити вірогідність вимірювання 0,99 наводиться на початку даного розділу. Дані контролю виробництва та управління технологічним об’єктом треба наводити у вигляді таблиці (табл. 2.6).

У графі “Найменування стадії, місце вимірювання параметру або відбору проби” відзначають стадію технологічного процесу у відповідності з розділом “Опис технології та схеми” починаючи з підготовки сировини і закінчуючи відвантаженням готової продукції, місця відбо-

ру проб або виміру параметрів і номерів позицій обладнання за технологічною схемою.

Таблиця 2.6

Дані контролю виробництва та управління технологічним об'єктом

Найменування стадії, місце вимірювання параметру або відбору проби	Параметр, контролюється та позиція КВПіА	Частота та вид контролю	Норми	Діапазон допустимих показань приладів	Допустима похибка вимірювання параметру	Методика та засоби вимірювання (контроль, випробувань)	Хто здійснює контроль проби

У графі “Параметр, який контролюється та позиція КВПіА” зазначають найменування параметра, одиниці вимірювання всіх параметрів і показників, що контролюються. Визначаються наступні параметри, що характеризують:

- якість сировини, матеріалів і напівпродуктів відповідно до розділу “Характеристика сировини, матеріалів і напівпродуктів”;
- технологічний режим відповідно до розділу “Норми технологічного режиму”;
- якість готової продукції відповідно до розділу “Характеристика продукції, що випускається”;
- склад та кількість викидів і стоків відповідно до розділу “Охорона навколишнього середовища”;
- безпечну експлуатацію виробництва і гранично допустиму концентрацію шкідливих і вибухонебезпечних речовин у повітрі виробничих приміщень відповідно до розділу “Безпечна експлуатація виробництва”;
- облік витрат сировини, матеріалів та енергоресурсів відповідно до розділу “Щорічні норми витрат основних видів сировини, матеріалів і енергоресурсів”.

У графі “Частота і вид контролю вказують періодичність вимірів параметрів із реєстрацією в журналі й вид контролю у відповідності з

ГОСТ 16504. У цій графі вказують найменування системи управління: автоматичне регулювання, сигналізація, блокувальний пристрій або дистанційне управління.

У графі “Норми” наводяться значення параметрів, що контролюються і показники у відповідності з їх нормами встановлюваними в інших розділах регламенту.

У графі “Діапазон допустимих показань приладів” зазначаються допустимі межі показань приладів, тобто вказуються вимоги до вимірюваних значень.

Допустимі межі показань приладів визначаються зменшенням (звуженням) діапазону допустимих значень на похибку вимірювання параметру $\Delta_{\text{звт.}}$.

Наприклад:

а) під час нормування параметру у вигляді діапазону допустимих значень — допустиме значення температури $50\dots70^{\circ}\text{C}$, похибка вимірювання параметру $\pm 3^{\circ}\text{C}$ — допустимі межі показань приладів $53\dots67^{\circ}\text{C}$;

б) під час нормування параметру у вигляді номінального значення або діапазону регулювання й допустимого відхилення — номінальне значення та допустиме відхилення маси, що завантажується (50 ± 5) кг похибка вимірювання маси ± 1 кг — межі показань приладів (50 ± 4) кг;

в) під час одностороннього граничного нормування параметру й окремо обумовлюваній допустимій похибці вимірювання — рівень не більше 190 см, похибка вимірювання ± 5 см — допустимі межі показань приладів не більше 185 см.

У графі “Допустима похибка вимірювання параметру ($\Delta_{\text{т}}$)” зазначається похибка вимірювання параметру. Якщо не обумовлено окремо, то похибка вимірювання не повинна перевершувати $1/3$ допустимого відхилення параметру.

У графі “Методика та способи вимірювання” наводиться інформація про методики виконання вимірювань, які використовуються для контролю показників та параметрів: зазначається шифр (номер) методики виконання вимірювання або надається посилання на нормативний документ, в якому викладено відповідну методику.

Якщо вимірювання параметру здійснюється за методикою, викладеною в інструкції з експлуатації засобу вимірювання, то в цій графі вказуються відомості про засоби вимірювання, які застосовуються: найменування й тип приладу, діапазон вимірів, клас точності та інші

метрологічні характеристики, викладені в нормативній документації на цей засіб, наводиться сумарна похибка засобів вимірювання ($\Delta_{\text{звт}}$).

Співвідношення між допустимою похибкою вимірювання параметру Δ_r і сумарною похибкою засобів вимірювання $\Delta_{\text{звт}}$ повинне бути не менше 3 для особливо важливих технологічних параметрів і не менше 2 для решти параметрів, щоб забезпечити вірогідність вимірювання параметрів (P) не менше 0,95.

Дозволяється використання тільки стандартизованих або атестованих методик та засобів вимірювань.

2.3.10. Можливі неполадки в роботі та способи їх ліквідації

Можливі неполадки, їх причини виникнення та способи ліквідації треба викладати у вигляді таблиці (табл. 2.7).

Таблиця 2.7

Можливі неполадки, причини їх виникнення та способи ліквідації

Неполадки	Можливі причини виникнення	Дії персоналу та спосіб усунення неполадок

У розділ включаються можливі неполадки в технології виробництва такі як відхилення від норм технологічного режиму за тиском, температурою, швидкістю подачі реагентів, виходу продукції, її якістю, а також відключенням приладів контролю тощо. Наводяться основні можливі причини неполадок та вказуються дії персоналу для їх усунення.

Неполадки, що загрожують аваріями, наводяться також у розділі “Безпечна експлуатація виробництва”.

Порядок ліквідації аварійних ситуацій установлюється згідно з “Положенням щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій”.

2.3.11. Охорона навколишнього середовища

У цьому розділі регламенту мають бути відображені наступні положення.

Надається узагальнений аналіз по визначенню дії на навколишнє середовище виробничої діяльності та розроблюються виробництва або зменшення їх дії на природу до рівня допустимих значень.

Розділ викладається на основі матеріалів ОВНС, що розробляються проектною організацією у відповідності з вимогами ДБНА2.2-1-95, СанПин №4630-88, СанПин №4946-89, СанПин №12-128-4433-87.*

У розділі наводиться перелік усіх шкідливих факторів, що впливають на оточуюче природне середовище: пило- й газоподібні викиди в атмосферу, стоки, тверді відходи.

Дані про викиди в атмосферу наводяться у вигляді таблиці (табл. 2.8).

Таблиця 2.8

Дані про викиди в атмосферу

1	2	3	4	5	Характеристика викиду			9	10	11	
					6	Склад викиду					
						7	8				
					Температура, °С	Найменування інгредієнту	Значення показника (гранична концентрація за проектом), г/с		Річний валовий викид, т/рік	ГДК в атмосферному повітрі населених місць, ДСП 201-97	Гранично допустимі концентрації шкідливих викидів у повітря робочої зони, клас небезпеки, ГОСТ 12.1.005

У табл. 2.8. Наводяться всі джерела шкідливих викидів: постійні, періодичні, неорганізовані, технологічні та вентиляційні.

У цьому розділі наводиться також перелік газоочисного облад-

нання його тип, марка, продуктивність, ступінь очищення у вигляді таблиці (табл. 2.9).

Таблиця 2.9

Газоочисне обладнання, його тип, марка, продуктивність, ступінь

Найменування газоочисного обладнання, підприємство-виробник або розробник та номер креслення для не стандартизованого обладнання	Кількість	Тип, марка	Продуктивність	Ступінь очищення	Примітки

Наводиться також принципова схема формування стоків. За безпечної схеми виробництва зазначають існування або відсутність каналізаційних мереж і колодязів.

Характеристика стоків наводиться у вигляді таблиці (табл. 2.10).

Таблиця 2.10

Характеристика стоків

Найменування стоку та шкідливих речовин у ньому, апарат, стадія	Куди скидаються	Кількість		Періодичність	Характеристика стоків			Примітки
		м ³ /годину	м ³ /добу		Склад стоків		Допустима кількість шкідливих речовин	
					Найменування показника, одиниці виміру	Значення показника		

Якщо стоки направляються на станцію нейтралізації, то про це необхідно зробити відмітку. Наводяться рівняння реакції нейтралізації складових, які входять до складу стоків. Робиться відмітка, куди

викидаються освітлені стоки і що роблять із твердим осадом, що утворився. Освітлені стічні води перед скиданням повинні відповідати вимогам СанПіН 4630–88 (вміст завислих речовин, біологічне споживання кисню (БСК), хімічне споживання кисню (ХСК), гранично допустима концентрація хімічних речовин).

Характеристика твердих відходів наводиться у вигляді таблиці (табл. 2.11).

Таблиця 2.11

Характеристика твердих відходів

Найменування відходів	Де складається, транспорт, тара	Кількість			Періодичність	Характеристика		
		г/т	кг/добу	т/рік		Склад (вміст)		Фізичні показники
						Найменування показників	Значення показників	

Якщо під час зберігання твердих відходів утворюються стічні води, необхідно навести їх склад і вказати куди вони направляються.

Якщо відходи утилізуються, то необхідно відмітити, на який продукт та в якій кількості переробляються, вказати номер технічних умов на продукт утилізації.

У цьому розділі необхідно вказати заходи, що забезпечують охорону водних ресурсів і повітряного басейну у випадку виникнення аварійних ситуацій, виконання ремонтних робіт обладнання або несприятливих метеорологічних умов.

Зазначають наявність аварійних дренажних місткостей, піддонів, факелів, свічок, абсорберів та ін. для відвернення залпових викидів у навколишнє середовище.

Нормою викиду для новостворених виробництв є проектна кількість викидів.

Для діючих виробництв норма встановлюється на основі досягнутих показників роботи виробництва за останній рік перед розробкою регламенту. Для шкідливих викидів в атмосферу необхідно при цьому враховувати вимоги ГОСТ 17.2.3.02.

Контроль складу та кількість виробничих стоків, пилогазоподібних викидів та твердих відходів виробництва треба передбачати для всіх процесів.

2.3.12. Безпечна експлуатація об'єкта

Класифікацію основних цехів, відділень та зовнішніх установок за вибухопожежонебезпечністю, електрообладнанням і санітарною характеристикою треба наводити у вигляді таблиці (табл. 2.12).

Таблиця 2.12

Класифікація основних цехів, відділень та зовнішніх установок за вибухопожежонебезпечністю, електрообладнанням і санітарною характеристикою

Найменування цеху, відділення, установки	Категорія приміщення по вибухопожежонебезпечності з ОНТП 24–86	Категорія технологічних блоків за рівнем вибухонебезпечності (умовно ОПВ–88)	Класифікація приміщень та зовнішніх установок по електрообладнанню (ПУЕ–86)		Група виробничої технології по санітарній характеристиці згідно зі СНиП 2.09.04
			Клас приміщення	Категорія та група вибухонебезпечних сумішей	

Пожежовибухонебезпечні властивості сировини, напівпродуктів, готового продукту та відходів виробництва треба надавати у вигляді таблиці (табл. 2.13).

Токсичні властивості сировини, напівпродуктів, готового продукту та відходів виробництва треба надавати у вигляді таблиці (табл. 2.14).

Таблиця 2.13

Пожежовибухонебезпечні властивості сировини, напівпродуктів, готового продукту та відходів виробництва

Найменування сировини, напівфабрикатів, готового продукту, відходів виробництва	Температура, °С			Межа вибуховості, % об., г/м ³ за 20 ^{0С}	
	спалаху	загорання	самозагорання	нижня	верхня

Таблиця 2.14

Токсичні властивості сировини, напівпродуктів, готового продукту та відходів виробництва

Апарат, стадія технології	Кількість джерел викидів, шт.	Сумарний об'ємний викид, м ³ /годину	Тривалість викиду, годин/рік	Склад викиду		Характеристика викиду за ГОСТ 12.1.005. ПДК 4617-88 (додаток 1-7)			
				Найменування інгредієнту	Маса викиду в одиницю часу (г/с)	ГДК	Агрегатний стан *	Клас небезпечності	Особливості дії на організм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

* Примітка: умовні позначення для заповнення табл. 2.14 (графи 8 і 10):

- п – пара і (або) газ;
- а – аерозоль;
- а+п – суміш парів і аерозолів;
- + – потребується спеціальний захист очей і шкіри;
- О – речовина гостронаправленої дії;
- А – речовини, що можуть викликати алергічні захворювання;
- К – канцероген;
- Ф – аерозолі переважно фіброгенної дії.

Наводиться характеристика небезпечності, що існує у виробництві; особливі вимоги безпечності виробництва й окремих його стадій, дотримання можливості виникнення травм та аварій, а також для забезпечення санітарно-гігієнічних умов праці працюючих згідно СП №1042–73.

Аварійний стан виробництва, заходи з його запобігання й усунення, розроблені згідно з “Положенням щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій” треба наводити у вигляді таблиці (табл. 2.15).

Таблиця 2.15

Аварійний стан виробництва, заходи з його запобігання й усунення

Найменування обладнання, стадії процесу	Вид аварійного стану виробництва: гранично допустиме значення параметрів, яке може призвести до аварії	Дії персоналу із запобігання й усунення аварійного стану. Передбачені заходи для захисту

Стисло розглядаються умови здійснення та послідовність операцій, що забезпечують безпеку та дотримання необхідного технологічного режиму.

Необхідно навести:

- основні правила планової зупинки виробництва;
- основні правила аварійної зупинки виробництва, окремих стадій, апаратів;
- основні правила пуску обладнання в експлуатацію після його зупинки на ремонт (для новостворених виробництв — правила пуску);
- правила пуску та зупинки виробництва в зимовий період;
- основні правила приймання, складування, збереження та перевезення сировини, матеріалів, напівпродуктів та готової продукції;
- порядок поновлення роботи виробництва, що тимчасово зупинено, технологічного процесу, окремого обладнання.

Зазначаються індивідуальні та колективні засоби захисту, якими треба користуватись за конкретних умов даного виробництва від шкідливих виробничих факторів (вентиляційних систем, згідно з ГОСТ 12.4.021, ВНЭ015–92, марки протигазів, реєстраторів, захисних окулярів, засобів захисту від шуму, спеціального одягу за ГОСТ 12.4.103, захисних дерматологічних паст за ГОСТ 12.4.068 та інших

засобів захисту).

Необхідно вказувати наявність і місце встановлення раковин самопомоги, аварійного душу.

У випадку застосування у виробництві шкідливих пожежовибухонебезпечних видів сировини, матеріалів, напівпродуктів, або одержання продуктів із тими ж властивостями, треба передбачати систематичний контроль повітря на вміст у ньому токсичних та пожежовибухонебезпечних концентрацій речовин. Необхідно навести методики вимірювання, які повинні бути атестовані. Матеріали надаються у вигляді таблиці (табл. 2.16).

Таблиця 2.16

Дані систематичного контролю повітря на вміст у ньому токсичних та

Найменування стадії, місце вимірювання параметру або відбору проби	Параметр, що контролюється, позиція КВПіА	Частота та вид контролю	Норматив	Діапазон допустимих показників приладів або допустиме відхилення показників	Методика та засоби вимірювання параметрів	Хто здійснює контроль

У графі “Параметр, що контролюється” зазначають максимальні та (або) мінімальні значення параметрів, що сигналізуються або за якими спрацьовують блокуючі пристрої.

Згідно з ГОСТ 12.0.003 необхідно дати перелік шкідливих виробничих факторів, зазначити заходи зі зменшення їх до допустимих рівнів.

Характеристику температурно-вологого режиму у виробничих приміщеннях зручно надавати у вигляді таблиці (табл. 2.17).

Таблиця 2.17
Характеристика температурно-вологого режиму у виробничих приміщеннях

Найменування будівлі або приміщення	Категорія робіт по навантаженню	Допустимий параметр мікроклімату					
		Зимовий період			Літній період		
		Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с

Категорія робіт з навантаження визначається згідно з приміткою 1 ГОСТ 12.1.005, далі за таблицею того ж ГОСТ 12.1.005 та СН 4088—86 устанавлюється необхідний режим мікроклімату в приміщенні.

Нормативи мінімальних рівнів освітлення в приміщеннях наводяться у вигляді таблиці (табл. 2.18).

Таблиця 2.18
Нормативи мінімальних рівнів освітлення в приміщенні

Найменування об'єкта вимірювання (перелік приміщень, відкритих майданчиків)	Розряд і підрозряд зорових робіт	КПО, % природного освітлення	КПО, % змішаного освітлення	Місцеве освітлення в системі загального освітлення, ПК		Площа вимірювання
				Лампи люмінесцентні	Лампи накали	

Таблиця 2.18 заповнюється згідно зі СНиП II—4—79.

Вимоги до рівня вібрації на робочих місцях викладаються у

120 *Технологічний регламент як основа для експлуатації технологічних установок*

вигляді таблиці (табл. 2.19).

Таблиця 2.19

Середньгеометричні частоти смуг, Гц	Допустимі рівні вібрації, дБ, категорії "З" тип "а" у середньгеометричних частотах, Гц						Скоригований рівень вібрації, дБ
	2	4	8	16	31	63	

Таблиця 2.19 заповнюється згідно з ГОСТ 12.1.012.

Гранично допустимі рівні шуму наводяться у вигляді таблиці (табл. 2.20).

Таблиця 2.20

Гранично допустимі рівні шуму

Найменування приміщення, робоче місце	Вид трудової діяльності, що передбачає основний показник	Рівень звукового тиску дБ, в активних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, еквівалентні рівні звуку	
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000		8000

Таблицю 2.20 заповнюють, використовуючи ГОСТ 12.1.003, а також СН №3223—85.

Якщо в технології використовується обладнання, під час роботи якого виникає ультразвук, це необхідно зазначити у регламенті. Вимоги до допустимих рівнів ультразвуку на робочих місцях, контроль

за рівнем ультразвуку та системи захисту від нього згідного ГОСТ 12.1.001.

Необхідно мати на увазі, що вимоги цього розділу вже забезпечено в проекті і реалізовано під час будівництва об'єкта, тому, працюючи над таблицями цього розділу регламенту, необхідно використовувати проектні матеріали. За відсутності проекту необхідно користуватись нормативними документами самостійно.

Необхідно навести перелік робочих місць (розташування робочих місць див. компоновочні креслення "технологія виробництва робочого проекту").

2.3.13. Перелік обов'язкових інструкцій

У цьому розділі наводиться перелік інструкцій, наявність і виконання яких є обов'язковим для здійснення технології, а саме:

- пускові інструкції (для пуску нових виробництв);
- загальновиробничі (загальноцехові інструкції);
- інструкції з охорони праці;
- інструкції з виробничої санітарії;
- інструкції з пожежної безпеки;
- план ліквідації аварійних ситуацій;
- інструкція з підготовки обладнання до ремонту та приймання обладнання з ремонту;
- інструкція про зупинку на капітальний ремонт та пуску обладнання після ремонту;
- інструкція зі здійснення ремонту основного обладнання;
- інструкції на робочих місцях згідно зі штатним розкладом.

Всі обов'язкові інструкції розробляються підприємством на основі затвердженого технологічного регламенту.

Сутність посадових інструкцій для експлуатаційного персоналу (оператори, апаратники, машиністи) розкривається на прикладах, наведених у додатках (додатки Д2.9).

Для загальної уяви про забезпечення надійної й безпечної експлуатації об'єктів хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництв у додатку Д2.10 наведено стосовно до АТ "Укртатнафта", як приклад, перелік основних загальнопідприємських інструкцій, а в додатку Д2.11 — перелік обов'язкових інструкцій і нормативно-технічної документації установки АВТ виробництва №3 АТ "Укртатнафта".

2.3.14. Креслення технологічної схеми виробництва

Технологічна схема виробництва створюється за однією технологічною лінією. На схему наносяться апарати і матеріальні потоки, схеми управління та регулювання, їх точки контролю і регулювання технологічних параметрів виробництва, а також сигналізації й блокування згідно з ГОСТ 21404.

На аркуші схеми повинні бути наведені умовні позначки й експлікація обладнання із зазначенням номерів позицій, найменування обладнання, а також типу й марок обладнання та його головні технічні характеристики.

Технологічна схема складається з урахуванням фактичного стану діючого виробництва, тобто за проектом з урахуванням всіх внесених змін в обладнанні і його обв'язці. Після затвердження регламенту зміни вносяться згідно пункту 9.1 чинного "Положення".

Дозволяється складання окремих схем стадіями й виділення з основної схеми схем за потоками. Наприклад, окремі схеми водяного, розсільного, аміачного охолодження, пароводяного тракту тощо.

2.3.15. Специфікація основного технологічного обладнання

Специфікацію на основне технологічне обладнання треба надавати у вигляді таблиці (табл. 2.21).

Таблиця 2.21

Специфікація на основне технологічне обладнання

Номер позиції згідно з технологічною схемою	Найменування обладнання, тип, марка	Кількість	Основні технічні характеристики	Примітки

У графі "основні технічні характеристики" наводяться габаритні розміри, продуктивність, площа поверхні теплопередачі, місткість, установлена потужність електрообладнання та ін.

Якщо існують спеціальні вимоги до матеріалу обладнання (не-

ржавіюча сталь, гумування та ін.), то це необхідно відобразити в графі “Примітки”.

2.4. Порядок оформлення, розробки, узгодження та затвердження технологічного регламенту

2.4.1. Оформлення регламенту

Текст регламенту друкується на друкарській машині або набирається на комп’ютері з однієї сторони аркушу через 1,5 інтервали з урахуванням зручності наступного розмноження (аркуш А4 ГОСТ 2.301).

Схеми оформлюються на аркушах формату А4–А. ГОСТ 2.301. Сторінки нумеруються порядковими номерами й брошуруються у тверду палітурку. Всі сторінки регламенту прошнуровуються. Шнурівку в кінці регламенту закріплюють печаткою організації – розробника регламенту.

Виправлення помилок, у тому числі друкарських, у тексті здійснюється машинописом або від руки чорними чорнилами.

Текст регламенту повинен відповідати вимогам ГОСТ 2.105. Він повинен бути, за можливості, стислим, точним, не допускати різних тлумачень. Необхідно уникати довгих, розпливчатих, неконкретних описів, формулювань та повторів. Змістових протиріч не повинно бути.

Титульна сторінка є першою сторінкою регламенту і повинна мати вигляд, що наведений у додатку Д2.8. За титульною сторінкою повинна бути сторінка із заголовком “Зміст регламенту”, який оформлюється за формою:

Зміст

1.	_____	_____
	найменування розділу регламенту	номер сторінки
2.	_____	_____
3.	_____	_____

Усі технологічні регламенти та зміни до них друкуються в п'яти примірниках.

Затверджений технологічний регламент повинен бути зареєстрований. Реєстрація регламенту та надання йому номера здійснюється на підприємстві, для якого його розроблено.

2.4.2. Порядок розробки, узгодження та затвердження регламенту

Усі технологічні регламенти розроблюються підприємствами—виробниками продукції або іншою спеціалізованою організацією, яка має дозвіл на виконання цього виду робіт, на його замовлення на договірних засадах і затверджуються керівником підприємства—виробника продукції.

Останню сторінку технологічного регламенту підписують: головний інженер підприємства—виробника продукції; керівник виробничо—технічного відділу; начальник цеху (виробництва); начальник центральної підприємської лабораторії.

Під грифом “Узгоджено” від підприємства—виробника ставлять свої підписи: заступник керівника підприємства з охорони праці або начальник служби охорони праці; головний енергетик; головний механік; головний метролог; начальник відділу технічного контролю; начальник відділу охорони природи.

Проекти тимчасових, постійних та разових регламентів узгоджуються з головною організацією в системі Міністерства промислової політики, що забезпечує науково-технічне супроводження даної тематики.

Лабораторні регламенти (пускові записки, виробничі методики) узгоджуються із замовником продукції.

У випадках, коли лабораторні регламенти (пускові записки, виробничі методики) розроблюються для установок, що створюються з науково-дослідною метою на цьому ж підприємстві, узгодження із замовником не є обов'язковим.

Постійні, тимчасові та разові регламенти повинні пройти узгодження в територіальних органах Міністерства охорони здоров'я, Мінекобезпеки, у територіальному Управлінні пожежної охорони та територіальному Управлінні з нагляду за охороною праці.

Затверджуються регламенти керівником підприємства, що виго-

товлює продукцію.

Перший (контрольний) примірник затвердженого технологічного регламенту та всі документи зі змінами й доповненнями до нього зберігаються у виробничо-технічному (технічному) відділі розробника.

2.5. Термін дії технологічного регламенту

Термін дії постійного технологічного регламенту встановлюється не більше 10 років з обов'язковим підтвердженням його чинності через 5 років.

Підтвердження чинності регламенту оформлюється спеціальним протоколом з усіма підписами згідно з п.2.4.2.

Протокол розгляду підшивається до примірника регламенту, що зберігається у виробничо-технічному відділі підприємства або організації.

Термін дії тимчасового регламенту визначає особа, що його затверджує. До закінчення терміну дії тимчасового регламенту повинен бути розроблений постійний регламент, якщо виробництво працюватиме далі.

Якщо до кінця терміну дії тимчасового технологічного регламенту виробництво не досягло в роботі проектних техніко-економічних показників або до технології виробництва проектними й науково-дослідними організаціями були внесені зміни, пов'язані зі змінами потужності, витрат сировини, поліпшення якості продукції, безпекою процесу та ін. — термін дії тимчасового регламенту має бути продовжений або складений тимчасовий регламент на новий термін. Продовження терміну дії тимчасового регламенту оформлюється аналогічно продовженню дії постійного регламенту.

Для разових технологічних регламентів термін дії встановлюється згідно з термінами здійснення дослідних робіт або роками випуску визначеного об'єму продукції.

Термін дії разових технологічних регламентів, за якими на протязі декількох років випускається дослідна продукція, встановлюється не більш ніж 5 років.

Термін дії лабораторного технологічного регламенту (пускової записки, виробничої методики) встановлюється особою, що затвердила регламент.

Термін дії технологічного регламенту обчислюється з дня його

затвердження.

2.6. Порядок дії технологічного регламенту

Відмінити дію технологічного регламенту має право керівник підприємства (організації), що його затвердив, а також керівник Державного Комітету промислової політики України, якщо цей регламент не забезпечує охорону праці, безпеку виробництва та вимог охорони навколишнього природного середовища.

Забороняється випуск продукції та виконання дослідних робіт по перезатверджених регламентах без оформлення протоколу розгляду.

2.7. Порядок розробки, узгодження та оформлення змін та доповнень, що вносяться в чинний технологічний регламент

За необхідності (зміна навантаження, режимів, заміна обладнання тощо) у чинні технологічні регламенти допускається внесення змін і доповнень.

Розроблення, узгодження та затвердження змін і доповнень до чинних технологічних регламентів виникають у тому ж порядку, який встановлено для нових регламентів.

Порядок оформлення змін і доповнень наведено в обов'язковому додатку Д2.4.

Усі затвержені зміни необхідно реєструвати в “Листі реєстрації змін та доповнень”, форму якого наведено в рекомендованому додатку Д2.5.

Дозволяється вести “Накопичувану відомість” непринципових змін з метою оперативного впровадження технологічних заходів, якщо ці зміни не пов'язані з питаннями безпеки виробництва, охорони праці та охорони навколишнього середовища.

Форму “накопичуваної відомості” наведено у рекомендованому додатку Д2.6.

На сторінках основного регламенту, що зазнали змін робиться позначка технічним відділом та підписується головним інженером підприємства.

3. ОПЕРАТИВНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ (УСТАНОВОК, ЦЕХІВ) НАФТОПЕРЕРОБНИХ, НАФТОХІМІЧНИХ ТА ХІМІЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ

3.1. Рішення питань оперативної експлуатації атмосферно-вакуумної установки розгонки нафти та нафтопродуктів [5]

3.1.1. Технологічна характеристика основних блоків атмосферно-вакуумної установки

Ще зовсім недавно найпростішою промисловою схемою первинної переробки нафти була атмосферна трубчаста установка (АТ) потужністю 3 млн. т нафти на рік. Із сирих нестабільних нафт на установці АТ одержували світлі нафтопродукти — бензинові, газові, дизельні паливні фракції. Після атмосферної перегонки залишався мазут, який піддавали перегонці на вакуумній трубчастій установці (ВТ). У результаті вакуумної перегонки мазуту одержували мастильні фракції й важкий залишок — гудрон. Починаючи з 1967 року в СРСР успішно експлуатуються установки АТ і ВТ потужністю 6...8 млн. т нафти на рік. У результаті вдосконалення технології первинної переробки нафти, а також упровадження автоматизації на АТ і ВТ почали споруджувати додаткові блоки — електрознесення нафти, стабілізації бензинових фракцій та ін. Індивідуальні технологічні установки були об'єднані в комбіновані атмосферно-вакуумні установки, що одержали назву ЭЛОУ—АВТ. Комбіновані установки відрізняються своєю компактністю, вимагають меншого штату обслуговуючого персоналу й мінімального резервуарного парку; вся апаратура установки обслуговується з однієї операторної. Максимальна потужність сучасних промислових установок ЭЛОУ—АВТ складає 11 млн. т нафти на рік.

Надамо далі описання установки ЭЛОУ—АВТ потужністю 7,5 млн. т нафти на рік.

3.1.1.1. Блок електрознесолення нафти

Принципову технологічну схему блоку електрознесолення нафти (ЭЛОУ) наведено на рис. 3.1.

Нафта з трубопроводу відразу надходить на приймання сировинних насосів Н-1 і двома паралельними потоками прокачується через теплообмінники, де нагрівається до 140...150°C за рахунок регенерації тепла відхідних фракцій і циркуляційних зрошень.

Перший потік нафти проходить трубний простір теплообмінників Т-2, де нагрівається за рахунок тепла першого циркуляційного зрошення колони К-2 (рис. 3.2), далі трубний простір теплообмінників Т-17, в яких нагрівається за рахунок тепла другого циркуляційного зрошення колони К-2 (рис. 3.2), і надходить у загальний колектор перед першим ступенем ЭЛОУ, а далі — в електродегидратори Э-1а...Э-5а.

Другий потік нафти проходить трубний простір мазутних теплообмінників Т-1, далі трубний простір теплообмінників Т-16, де нагрівається за рахунок тепла мазуту, і надходить у спільний колектор перед першим ступенем ЭЛОУ.

На прийом сировинних насосів насосом Н-41 подається слабкий содо-лужний розчин для нейтралізації хлоридів і запобігання корозії обладнання й апаратури. Насосом Н-37 на прийом сировинних насосів Н-1 подається 1/3 розчину деемульгатора (2/3 подається на другий ступінь електродегидраторів).

Обидва потоки нафти для вирівнювання температури й тиску перед електродегидраторами поєднуються, перемішуються в спільнім колекторі в змішувачі спеціальної конструкції, в який насосом Н-36 вводиться гаряча вода від електродегидраторів другого ступеня і надходять паралельно на всі п'ять електродегидраторів першого ступеня. Для рівномірного розподілення нафти в електродегидраторах першого ступеня на кожному потоку встановлено спеціальну апаратуру й показуючі витратоміри.

Частково знесолена й зневоднена нафта з верхньої частини електродегидраторів Э-1а...Э-5а об'єднується й надходить паралельно в п'ять електродегидраторів другого ступеня Э-16...Э-56. У спільнім колекторі перед входом на другий ступінь також встановлено змішувач, де змішується деемульгатор, нафта й вода, що подається насосом Н-31 (10% від загальної кількості нафти). Після електродегидраторів другого ступеня нафта двома паралельними потоками надходить

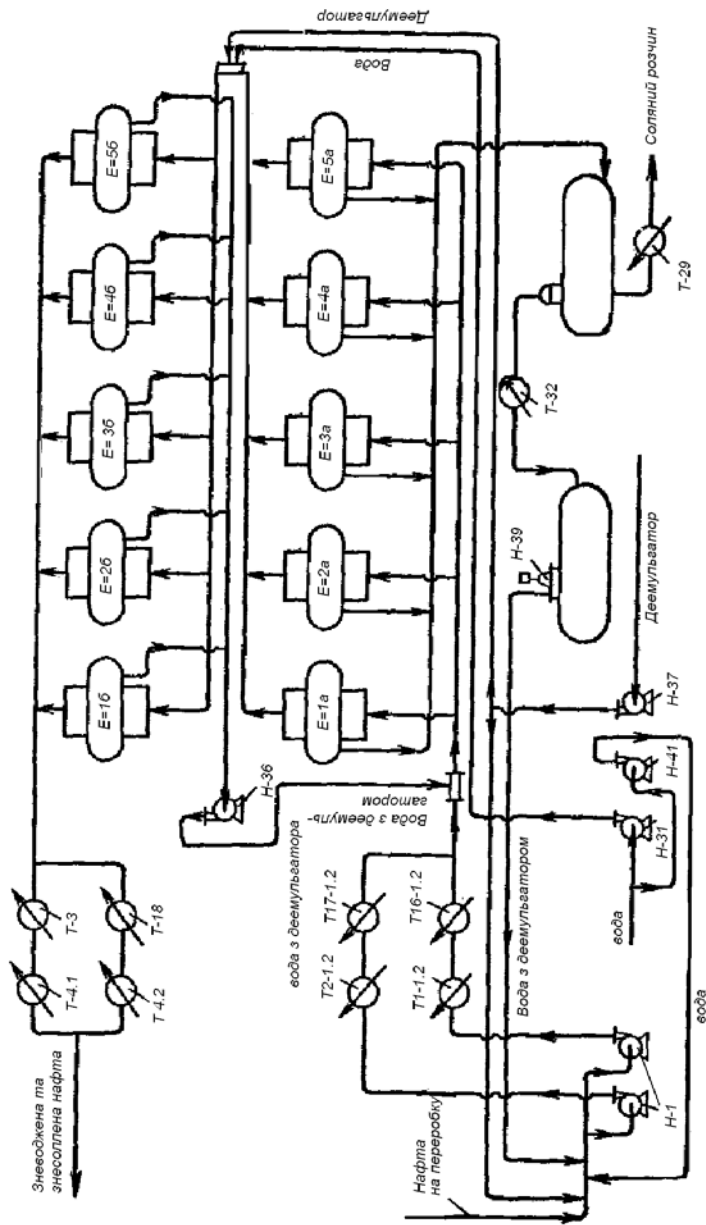


Рис. 3.1. Принципова схема блоку ЕЛОУ: Э-1а...Э-5а – горизонтальні електродегідратори першого ступеня електрозасолення; Э-1б...Э-5б – горизонтальні електродегідратори другого ступеня електрозасолення; Т – теплообмінники; Е – ємкості; Н – насоси

у міжтрубний простір теплообмінників Т-3, Т-4, Т-18, де нагрівається за рахунок тепла мазуту до 220...240⁰С, далі на 16-ту тарілку колони К-1.

Сольовий розчин з електродегідраторів першого ступеня надходить у відстійник Е-18, що являє собою горизонтальну циліндричну місткість об'ємом 160 м³ і працюючою за 150⁰С і 1,0 МПа. У верхній частині відстійника мається пастка для нафти, звідки нафта через холодильник Т-32 надходить у дренажну місткість Е-19, а з неї відкачується на прийом сировинних насосів. Із низу місткості Е-18 сольовий розчин після заохолодження в повітряних холодильниках виводиться на очисні споруди. Постійність рівня в електродегідраторах підтримується регулятором розділу фаз типу СНД-67.

Під час експлуатації блоку ЭЛОУ підбирають оптимальний режим знесолення нафти в залежності від якості перероблюваної нафти. Наприклад, вибирають температуру, за якої в'язкість нафти стає менше 4сСт; тоді відмивка води відбувається достатньо успішно й подальший підігрів нафти буде недоцільним. У залежності від застосовуваного типу деемульгатора установлюють його витрати на основі даних, що рекомендуються науково-дослідницькими інститутами, а також практичного досвіду роботи. Ефективність деемульгатора за практичних умов роботи визначається якістю отрамуваної нафти — найменшим вмістом солей і води. Визначаються також витрати води на другий ступінь ЭЛОУ. Нижче наводиться оптимальний режим знесолення нафти для блоку ЭЛОУ під час переробки нафти типу ромашкинської:

Продуктивність установки, м ³ /г.....	1000...1250
Температура нафти на вході в електродегідратори, ⁰ С.....	130...140
Тиск в електродегідраторах, МПа.....	1,2...1,3
Витрати	
води на другий ступінь, % на нафту.....	10
деемульгатора (типу АКНМК,ОЖК), г/т.....	25...30
Сумарна напруга на електродах, кВ.....	22
Густина вхідної нафти, г/см ³	25...30
Вміст у вхідній нафті	
солей, мг/л, не більше.....	50
води, %, не більше.....	1,0
Вміст у знесоленій нафті	
солей, мг/л.....	2...4
води, %.....	≤0,1

Можливе використання 3-х ступеневих схем знесолення, застосування змішувачів із гідроприводом для інтенсивного перемішування, збільшення подаваної напруги та ін.

3.1.1.2. Блок атмосферної перегонки нафти

Принципову технологічну схему блоку атмосферної перегонки установки АВТ, що тут розглядається, наведено на рис. 3.2.

Зневоднена й знесолена нафта після блоку ЭЛОУ надходить двома потоками на 16-ту тарілку попереднього випарювача К-1. Із верху колони К-1 головний погон у паровій фазі відводиться в конденсатор Т-5 повітряного охолодження, після чого у водянім конденсаторі-холодильнику Т-5а відбувається доохолодження головної фракції до 45⁰С, і вона надходить у місткість Е-1. Вода, що відстоялась, із місткості Е-1 скидається в каналізацію. Бензин із місткості Е-1 насосом Н-5 подається на зрошення верху колони К-1 (збиток бензину перетікає в місткість Е-12). Тепловий режим низу колони К-1 підтримується "гарячою струминою", для чого частина відбензиненої нафти з низу колони К-1 насосом Н-7 прокачується шістьма паралельними потоками через змійовики печі П-1. Витрати циркулюючої флегми по змійовиках печі П-1 реєструються відповідними витратомірами. На виході зі змійовиків П-1 заміряється температура кожного потоку. Всі потоки об'єднуються на виході й надходять двома паралельними потоками в низ колони К-1.

Із низу колони К-1 відбензинена нафта забирається насосом Н-3 і передається для подальшого нагріву в нагрівальні змійовики печі П-1. На виході із змійовиків потоки об'єднуються й надходять на основну атмосферну колону К-2 під 38-му тарілку. Кількість відбензиненої нафти на вході в змійовики печі П-1 реєструється відповідними приладами, температура об'єднаних потоків і кожного з них вимірюється термомірами. З метою найбільш повного витягування світлих нафтопродуктів із мазуту у нижню частину основної колони К-2 подається перегріта водяна пара.

Із верху колони К-2 пари бензину й водяна пара надходить у повітряні конденсатори Т-7, де конденсується й охолоджується до 80⁰С, а далі надходять у водяний конденсатор-холодильник Т-7а. Конденсат (за температури 45⁰С) надходить у місткість Е-3, в якій має місце відокремлення води від бензину (вода скидається в кана-

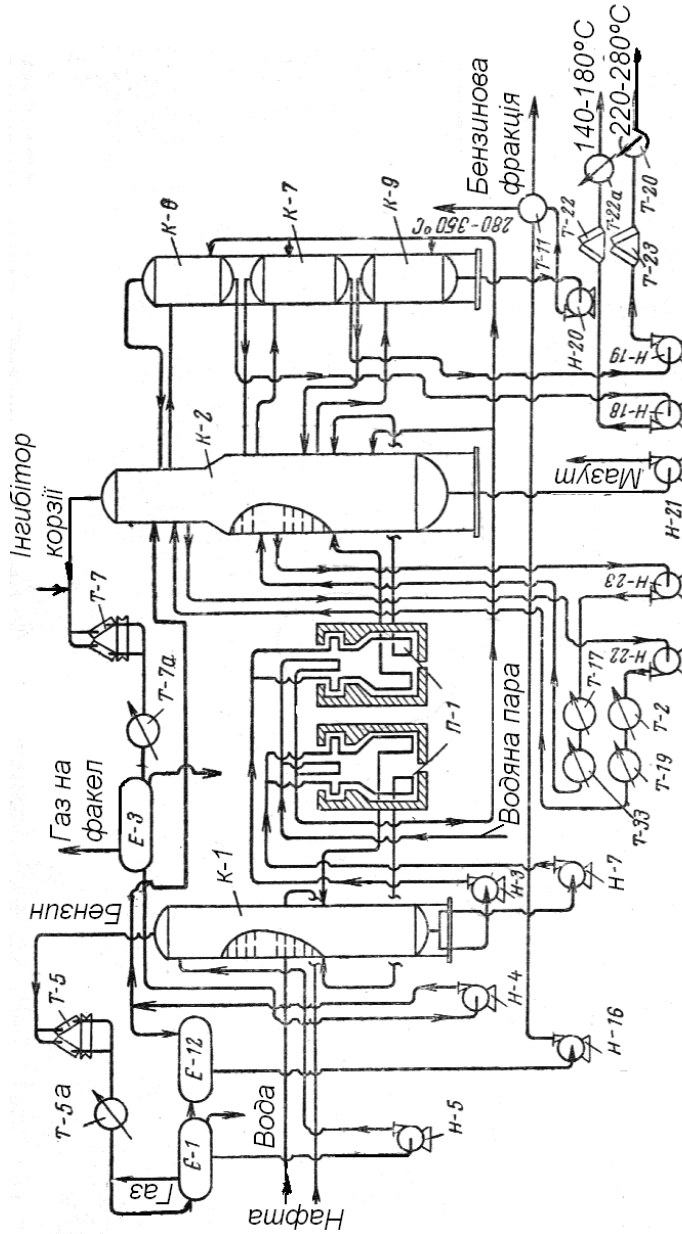


Рис. 3.2. Принципова технологічна схема блоку атмосферної перегонки:

К-1 – попередній випарювач; К-2 – основна ректифікаційна колона; К-6, К-7, К-9 – відпарні колони; Е-1, Е-12, Е-3 – місткові зрошення; Т-5, Т-7, Т-22, Т-23 – конденсатори повітряного охолодження; Т-2, Т-33, Т-17, Т-19, Т-11 – теплообмінники «нафта – відхідні нафтопродукти»; Т-5а, Т-7а, Т-22а, Т-20 – холодильники; П-1 – трубочаста піч; Н-3...Н-21 – насоси

лізацію). Бензин із місткості Е-3 забирається насосом Н-4 і частина його через регулятор витрат із корекцією по температурі верху колони К-2 подається на верх колони, а балансовий збиток по рівню бензину виводиться в місткість Е-12 через клапан-регулятор витрат із корекцією по рівню в місткості Е-3.

Для відводу тепла з колони К-2 застосовують два циркуляційних зрошення: перше – над відбором фракції 220...280°C, друге – над відбором фракції 280...350°C.

Перше циркуляційне зрошення забирається з 12-ої тарілки колони К-2 насосом Н-22 і через клапан-регулятор витрат прокачується через теплообмінник Т-2, кінцевий холодильник Т-19 із температурою 65...70°C повертається на 11-ту тарілку колони К-2, із 10-тої тарілки колони К-2 фракція 180...220°C перетікає на верхню тарілку відпарної колони К-6. В низ відпарної колони К-6 подається через регулятор витрат перегріта водяна пара. У відпарній колоні К-6 має місце відпарка бензинових фракцій, які повертаються в колону К-2 на 9-ту тарілку. Із низу відпарної колони К-6 фракція 180...200°C через систему теплообміну й заходження (Т-22, Т-22а) відводиться насосом Н-18 на блок очистки.

Друге циркуляційне зрошення забирається насосом Н-23 із 21-ої тарілки колони К-2 і через регулятор витрат прокачується через теплообмінники Т-17/2, кінцевий холодильник Т-33 і повертається на 20-ту тарілку колони К-2 із температурою 75...80°C. Із 17-ої тарілки колони К-2 виводять газову фракцію (220...280°C) на верхню тарілку колони К-7. У низ колони К-7 подається через регулятор витрат перегріта водяна пара. Відведені фракції з колони К-7 повертаються в колону К-2 під 18-ту тарілку.

Фракція 220...280°C із низу відпарної колони К-7 забирається насосом Н-19, прокачується через повітряні конденсатори Т-23, доохолоджується водою в холодильнику Т-20 і через регулятор витрат спрямовується в спільну лінію виводу дизельної фракції з установки. Із 30-ої або 32-ої тарілки колони К-2 виводиться у відповідну колону К-9 фракція дизельного палива 280...350°C. У низ відпарної колони К-9 подається перегріта водяна пара. Відпарні фракції з верху колони К-9 повертаються під 24-ту тарілку колони К-2.

Із низу відпарної колони К-9 фракція 280...350°C забирається насосом Н-20, прокачується через теплообмінники Т-11 для нагріву бензинової фракції перед стабілізаційною колоною К-8 і

спрямовується в загальну лінію виводу дизельної фракції з установки. Мазут із низу колони К-2 насосами Н-21 відкачується на вакуумний блок установки.

Технологічний режим блоку. Від чіткості погонорозділення в колонах К-1 і К-2 залежить ефективність роботи наступних блоків, якість товарних нафтопродуктів, робота печей і конденсаційно-холодильного обладнання.

Нижче наводиться оптимальний технологічний режим блоку атмосферної перегонки під час переробки нафти типу ромашкинської, прийнятий на основі узагальнення проектних, дослідних даних і досвіду експлуатації розглядуваної тут установки:

	Оптимальний режим	Допустимі межі
Колона К-1		
Завантаження по сировині, м ³ /г	1150	Не більше 1250
Температура (°С):		
нафти на вході в колону	230	Не менше 200
зрошення на вході в колону	340	Не більше 340
верху колони	150	По якості фр. п.к. 85°С
низу колони	235	Не більше 240
Тиск у колоні (верх), МПа	0,45	Не більше 0,60
Витрати гострої пари, м ³ /г	90	—
Колона К-2		
Температура, °С:		
сировини на вході в колону	360	Не більше 360
верху колони	140	По якості фр. 85...140°С
низу колони	340	Не більше 340
Зрошення:		
I на вході в колону	170	—
II на виході з колони	260	—
I на вході в колону	70	—
II на вході в колону	80	—
Витрати гострої пари, м ³ /г		
Температура низу відпарних колон, °С:		
К-6	195	—
К-7	245	—
К-9	300	—

	Оптимальний режим	Допустимі межі
Витрати зрошення, м ³ /г		
I	170	–
II	250	–
гострої пари, м ³ /водяної пари в низ колони	130	–
K–2, т/г	7,5	–
Піч П–1		
Температура, °С:		
на виході сировини із зміювика печі	360	Не більше 380
димових газів над перевалом	770	Не більше 800

Якість вироблюваних нафтопродуктів розглядувана тут установка перероблює нафту типу ромашкинської з такими характеристиками:

Густина, г/см ³	0,8670
Мол. вага	257
В'язкість кінетична, сСт	
за 20 ⁰ С	18Ю0
за 50 ⁰ С	6,54
Вміст, %:	
сірки	1,62
парафіну (т. пл. 50 ⁰ С)	4,97
асфальту	4,16
світлих фракцій	49,5...50,5
Коксівність, %	5,85
Температура спалаху (за Бренкеном), °С	8

Нижче (табл. 3.1) наведено характеристику нафтопродуктів, одержуваних на атмосферному блоку під час переробки нафти типу ромашкинської.

Якість одержуваних нафтопродуктів можна змінювати в широкіх межах, регулюючи режим основних колон (витрати гострого й циркуляційного зрошення, температуру верху й низу, тиск й т.п.). Тут нижче наводяться стандарти підприємства на якість продукції, що виробляється на атмосферним блоку розглядуваної установки.

Характеристика нафтопродуктів, одержуваних на атмосферному блоку з переробки ромашкинської нафти

Нафтопродукт	Вихід, %	d ₄ ²⁰	Фракційний склад (ГОСТ 2177-66)				
			п.к.	10%	50%	90%	к.к.
Бензинова фракція з верху колони К-1	90,5	0,6800	30	54	100	150	164
Відбензинена нафта з низу колони К-1	38,0	0,8880	118	120	160	280	340
Бензинова фракція з верху колони К-2	98,0	0,7300	70	97	127	155	168
Фракція, °С							
180...220	98,0	0,7800	145	169	190	214	232
220...280	98,0	0,8160	202	212	238	266	282
280...350	90,0	0,8680	268	279	307	348	360
Мазут з низу колони К-2	53,0	0,9600	248	300/2,5	400/23,5	450/40,0	500
Нестабільний бензин із місткості Е-12	96,0	0,7200	34	63	109	153	170

3.1.1.3. Блок стабілізації та вторинної перегонки бензину

Принципову технологічну схему блоку стабілізації і вторинної перегонки бензину наведено на рис. 3.3.

Бензинова фракція з місткості Е-12 (рис. 3.2) подається насосами в теплообмінники й після нагріву в них до 160...170°C надходить на 22-у 28-му й 34-ту тарілки стабілізаційної колони К-8. У колоні К-8 має місце відокремлення від бензину легких вуглеводнів С₁...С₄, які охолоджуються й конденсуються в конденсаторах Т-6 повітряного охолодження. Після конденсації вуглеводні надходять у рефлексну місткість Е-2, де відокремлюється сухий газ, який через клапан-регулятор тиску в колоні К-8 скидається в лінію паливного газу. Скраплені гази з місткості Е-2 забираються насосом і через клапан-регулятор витрат подаються на зрошення верху колони К-8,

а балансовий збиток скраплених газів відкачується з установки. Підтримка необхідного теплового режиму в колоні К-8 досягається циркулюючою флегмою (стабільна фракція п.к. 180°C), яка забирається насосом Н-2 із низу колони К-8 і прокачується двома потоками через змійовики печі П-2/1. Витрати по кожному потоку реєструються витратомірами. Потоки на виході змійовиків із печі П-2/1 об'єднуються в один потік і надходять в низ колони К-8 під 40-ву тарілку. Із низу колони К-8 за збиткового тиску до 1,2 МПа стабільний бензин через клапан регулятора витрат із корекцією по рівню в колоні К-8 направляється на блок вторинної перегонки.

Характеристику сировини та продуктів блоку вторинної перегонки бензинової фракції наведено нижче (табл. 3.2).

Блок вторинної перегонки бензинових фракцій розглядуваної установки призначено для одержання фракцій п.к...62, 62...85, 85...105, 105...140 і 140...к.к., $^{\circ}\text{C}$. Стабільна бензинова фракція (п.к... 180°C) із низу колони К-8 під власним тиском направляється в колону К-3. Із верху колони К-3 фракція п.к. 85°C у паровій фазі надходить у повітряний конденсатор-холодильник Т-8. Після конденсації й охолодження фракція п.к... 85°C спрямовується в місткість Е-4, звідки частина її подається насосом Н-6 на зрошення верху колони К-3. Тиск верху колони К-3 підтримується скидом газоподібних фракцій із місткості Е-4 у факельну лінію. Балансовий збиток фракції п.к... 85°C насосом Н-6 подається в колону К-4 через клапан-регулятор витрат із корекцією по рівню в місткості Е-4. Схемою передбачується часткова подача фракції п.к... 85°C у колону К-4 у паровій фазі. Для підтримки необхідного теплового режиму колони К-3 використовується гаряча циркуляційна флегма, яка забирається насосом Н-10 із низу колони К-3, прокачується через змійовик печі П-2/1 і повертається в низ колони.

Витрати циркулюючої флегми регулюється регулятором, пов'язаним з температурою низу колони К-3. Із низу колони К-3 фракція 85°C ...к.к. забирається насосом Н-13 і подається в колону К-5. Витрати фракції 85°C ...к.к. регулюються регулятором із корекцією по рівню колони К-3.

У ректифікаційній колоні К-4 має місце розділення фракції п.к... 85°C на фракції п.к... 62°C і 62... 85°C . Фракція п.к... 62°C із верху колони К-4 надходить у повітряні конденсатори-холодильники Т-9, а далі після конденсації й охолодження — в місткість Е-5. Неконденсовані газі з місткості Е-5 скидаються на факел. Із місткості

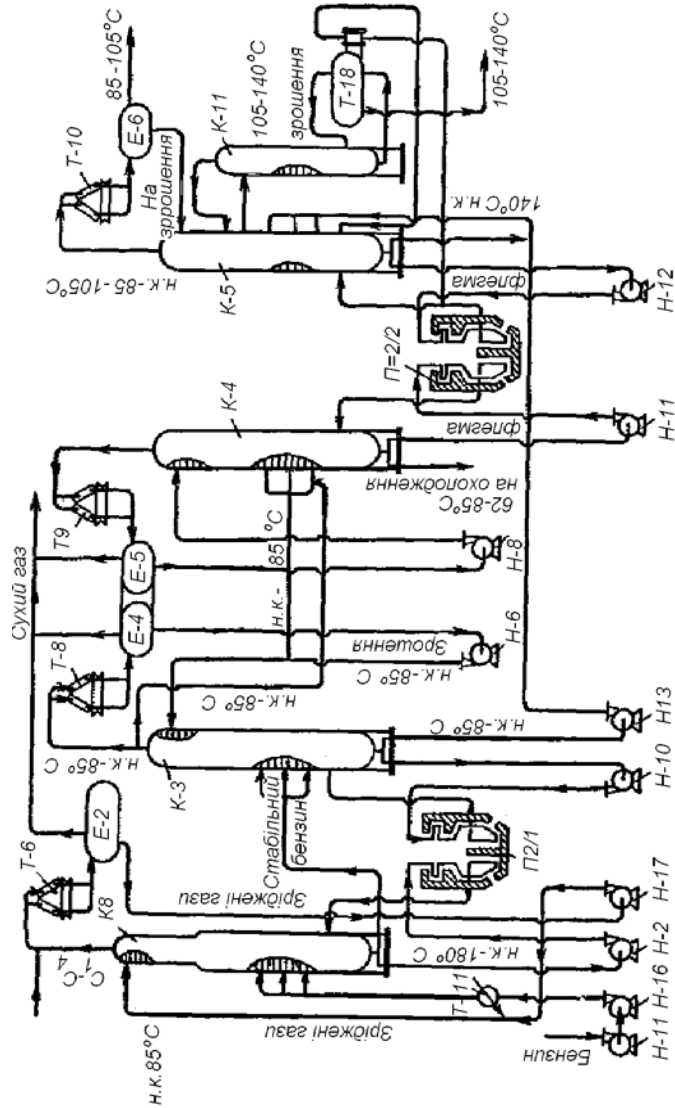


Рис. 3.3. Принципова технологічна схема блоку стабілізації й вторинної перегонки бензину: К-8 – стабілізаційна колона; К-3...К-5, К-11 – колони вторинної перегонки бензину; Е-2, Е-4...Е-6 – місткість зрощення; Т-6, Т-8...Т-10 – конденсатори повітряного охолодження; Т-11, Т-18 – теплообмінники; Т-13а...Т-16а – холодильники; Н – насоси; П-2/1 і П-2/2 – трубкасті печі

Таблиця 3.2

Характеристика сировини та продуктів блоку вторинної перегонки бензинової фракції

Показники	Бензинова фракція			Дизельна фракція		Мазут
	Сировина для установок вторинної перегонки бензинових фракцій	Сировина для піролізу або компонент автомобільних бензинів	Газова фракція – компонент авіаційного газу	Сировина для гідроочистки	Компонент паливних мазутів	
1	2	3	4	5	6	7
Фракційний склад, °С						
п.к., не нижче	38	38	137	–	–	–
50%, не вище	–	–	–	290	–	–
90%, не вище	150	–	–	340	–	–
к.к., не вище	170	175	≥228	–	–	–
Корозія (випробування на мідну пластинку)	Витримує		–	–	–	–
Тиск насичених парів, мм.рт.ст.						
узимку, не нижче	–	600	–	–	–	–
літом, не вище	–	500	–	–	–	–
Густина, не нижче за 20 ⁰ С, г/см ³	–	–	0,775	–	–	–
умови за 80 ⁰ С	–	–	–	–	–	5
В'язкість кінетична за 20 ⁰ С, с ст, не нижче	–	–	1,25	–	–	–
Температура, °С						
спалаху в закритім тиглі, не нижче	–	–	28	–	70	–
спалаху у відкритім тиглі, не нижче	–	–	–	–	–	110
застигання, не вище	–	–	–	–10	–10	–
початку кристалізації, не вище	–	–	–60	–	–	–

1	2	3	4	5	6	7
Вміст, % води й механічних домішків водорозчинних кислот і лугів	–	–		Відсутність		
Колір	–	–	–	Соло- м'янно- жовтий	–	–

Е–5 частина фракції п.к...62⁰С насосом Н–8 подається на зрошення колони К–4. Витрати зрошення регулюються приладом із корекцією по температурі верху колони. Балансовий збиток фракції п.к...62⁰С після додаткового охолодження в холодильнику Т–12 виводиться з установки. Для підтримки необхідного теплового режиму колони К–4 з низу колони забирається флегма насосом Н–11, прокачується через змійовик печі П–2/2 і після нагріву до 150...170⁰С повертається в низ колони К–4. Із низу колони К–4 фракція 62...85⁰С забирається насосами й направляється на охолодження в повітряний холодильник, далі доохолоджується водою й виводиться з установки.

У ректифікаційній колоні К–5 має місце розділення фракції 85⁰С...к.к. на фракції 85...105, 105...140 і 140⁰С...к.к.

Фракція 85...105⁰С із верху колони К–5 надходить у повітряний конденсатор Т–10, а далі після конденсації й охолодження – в рефлюксну місткість Е–6. Частина фракції з місткості Е–6 спрямовується на зрошення верху колони К–5 через клапан–регулятор витрат із корекцією по температурі верху колони, друга частина відводиться через конденсатор повітряного охолодження з установки. Рівень у місткості Е–6 підтримується приладами, установленими на лінії скиду фракції 85...105⁰С у парк. Колону К–5 обладнано відпарною колоною К–11 і кип'ятильником Т–18. Фракція 105...140⁰С із колони К–5 відводиться у відпарну колону К–11, де відпарюються легкокиплячі фракції, які повертаються в колону К–5. Звільнена від легкокиплячих домішків фракція 105...140⁰С із кип'ятильника Т–18 направляється через конденсатор повітряного охолодження й водяний холодильник у місткості парка. Для підтримки температури низу колони К–11 через кип'ятильник Т–18 надходить циркулююча флегма, яка забирається насосом Н–12 із низу колони К–5, прокачується

через змійовики печі П–2/2 і повертається в низ колони К–5, а частина циркуляційної флегми як теплоносій проходить через Т–18 і повертається в колону. Із низу колони К–5 забирається фракція 140°С...к.к., яка після охолодження в теплообмінниках направляється або на каталітичний риформінг, або на блок очистки.

Технологічний режим. На високопродуктивній установці важливе значення набуває одержання необхідної кількості вузьких бензинових фракцій, які є сировиною для каталітичного риформінгу.

Нижче наведено показники технологічного режиму блоку вторинної перегонки бензинової фракції розглядуваної установки:

	Оптимальний режим	Допустимі межі
Колона К–8		
Температура, °С		
на вході сировини в колону	170	–
верху колони	65	За якістю рефлюксного зрошення
низу колони	190	230
гострого зрошення	50	45
Витрати гострого зрошення, м ³ /г	230	250
Тиск у колоні (низ), МПа	1,2	Не більше 1,4
Колона К–3		
Температура, °С		
верху колони	62	За к.к. фр. п.к...85°С
низу колони	92	Не вище 165
Тиск у колоні (верх), МПа	0,15	Не більше 0,4
Колона К–4		
Температура, °С		
верху колони	90	За к.к. фр. п.к...62°С
низу колони	150	Не вище 160
Тиск у колоні (верх), МПа	0,12	Не більше 0,35
Колона К–5		
Температура, °С		
верху колони	102	За к.к. фр. 85...105°С
низу колони	175	Не вище 200
Тиск у колоні (верх), МПа	0,1	Не більше 0,35
Колона К–11		
Температура, °С		
верху колони	115	100...175
низу колони	140	Не вище 140

142 *Оперативна експлуатація технологічних об'єктів
нафтопереробних, нафтохімічних та хімічних підприємств*

	Оптимальний режим	Допустимі межі
Тиск у колоні (верх), МПа Піч П-2	0,09	Не більше 0,35
Температура, °С нафтопродуктів на виході з печі		
фракція 65...180°С	170	Не вище 190
фракція 140...180°С	210	Не вище 225
над перевалом	600	Не вище 750

Якість одержуваних нафтопродуктів. У табл. 3.3 наводяться усереднені показники якості нафтопродуктів, одержуваних на блоках стабілізації й вторинної перегонки бензинових фракцій під час переробки нафти типу ромашкинської.

Таблиця 3.3

Усереднені показники якості нафтопродуктів, одержуваних на блоках стабілізації й вторинної перегонки бензинових фракцій під час переробки нафти типу ромашкинської

Нафтопродукт	Вихід, %	Фракційний склад (ГОСТ 2177-66)				
		п.к.	10%	50%	90%	к.к.
Стабільна бензинова фракція колони К-8	98	52	71	113	158	180
Фракції, °С						
п.к...62	96	22	24	37,5	58	65
62...85	98	65	67	73	79	90
85...105	98	85	88	92	98	104
105...140	98	106	106	115	125	138
140...к.к.	99	136	142	150	171	190

Нижче наведено стандарти підприємства на якість продукції, вироблюваної на розглядуваній установці (за наявності в схемі підприємства процесів витягнення ароматичних вуглеводнів):

Фракція, °С	п.к.	к.к.
п.к...62	–	Не вище 65
62...85	Не нижче 67	Не вище 102
85...105	Не нижче 80	Не вище 106
105...140	Не нижче 105	Не вище 140
140...к.к.	–	Не вище 190

3.1.1.4. Блок вакуумної перегонки мазуту

Принципову технологічну схему блоку вакуумної перегонки наведено на рис. 3.4.

Мазут із низу колони К-2 насосом Н-21 подається в змійовики печі П-3 і після нагріву до $400...410^{\circ}\text{C}$ надходить у вакуумну колону К-10. З метою зниження розкладу мазуту під час нагріву до високої температури, для зменшення коксовідділення в пічних трубах і збільшення частки відгону на вхід у колону К-10 у змійовики кожного потоку через піч подається перегріта водяна пара. У верхній частині вакуумної колони ЕК-10 підтримується залишковий тиск не менше 50 мм.рт.ст. Гази, що виділяються під час розкладу мазуту, разом з подаваною у колону водяною парою надходять у поверхневий конденсатор Т-35, де водяна пара конденсується, а гази відсмоктуються трьохступеневим пароежекторним вакуумним насосом Э-1. Конденсат із Т-35 надходить у місткість Е-22, а з неї в барометричний колодязь БК, вода з якого скидається, а накопичений у відстійнику нафтопродукт насосом Н-40 відкочується на приймання сировинних насосів.

Із 15-тої вакуумної колони К-10 насосом Н-24 забирається верхнє циркуляційне зрошення, прокачується через теплообмінники Т-25, конденсатор повітряного охолодження Т-25а, холодильник Т-28 і з температурою 50°C спрямовується на 18-ту тарілку колони К-10. Балансовий збиток фракції нижче 350°C насосом Н-24 спрямовується в колону К-2 або в лінію дизельної фракції. Передбачено повернення гарячого зрошення з викиду насоса Н-24 на 14-ту тарілку вакуумної колони.

Із 9-тої тарілки колони К-10 у вигляді бокового погону відводиться фракція $350...500^{\circ}\text{C}$, яка насосом Н-25 перекачується як теплоносій через теплообмінник Т-16, після якого необхідна кількість фракції $350...500^{\circ}\text{C}$ повертається в колону через холодильник Т-30 у вигляді циркуляційного зрошення, а балансовий збиток через теплообмінник Т-1 виводиться з установки.

Із тарілки колони К-10 нижнє циркуляційне зрошення насосом Н-26 подається в теплообмінники Т-18 і холодильники Т-31, де охолоджується до 170°C і повертається в колону на тарілку, балансовий збиток повертається в атмосферну колону К-2 (рис. 3.2). Із викиду насосів Н-25 і Н-26 відповідно на 8-му й 4-ту тарілки вакуумної колони подається гаряча флегма. Із низу вакуумної колони

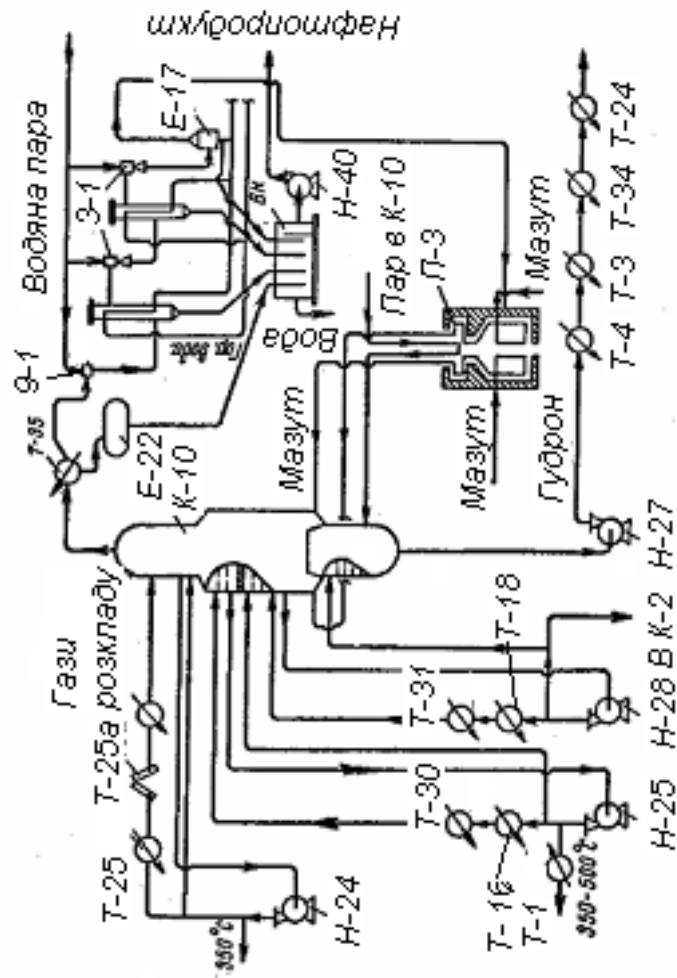


Рис. 3.4. Принципова технологічна схема вакуумної перегонки мазуту:

К-10 – вакуумна колона; Т-35 – поверхневий конденсатор; БК – барометричний колодязь;
Т-1, Т-3, Т-4, Т-10, Т-18, Т-25, Т-34 – теплообмінники;
Т-25а – конденсатор повітряного охолодження; Т-24, Т-28, Т-30, Т-31 – холодильники;
Э-1 – пароежекторний вакуумний насос; Н – насоси; Е – місткості; П-3 – трубчаста піч

К–10 гудрон насосом Н–27 прокачується через теплообмінники Т–4, Т–3, Т–34, холодильник Т–24 і з температурою не вище 100°C спрямовується в парк.

Технологічний режим. Технологічна схема вакуумного блоку розглядуваної установки призначається для одержання широкої фракції 350...500°C (сировини каталітичного крекінгу) і гудрону.

Колону К–10 обладнано прямоточними клапанними тарілками. Всі тарілки в колоні двопотокові. Загальне число тарілок 18. Над вводом сировини і під тарілкою виводу середнього циркуляційного зрошення встановлюються сітчасті відбійники. Нижче наведено показники технологічного режиму вакуумного блоку:

	Оптимальний режим	Допустимі межі
Температура, °С		
мазуту на виході із печі П–3	400	Не вище 420
перевалів печі П–3	700	Не вище 750
верху колони К–10	90	Не вище 100
низу колони К–10	345	Не вище 350
перегрітої пари	420	Не вище 440
Залишковий тиск в колоні К–10, мм.рт.ст.	60	Не менше 50
Тиск пари, що подається на ежектори, МПа	1,1	Не менше 1,0

Якість нафтопродуктів, одержуваних на вакуумнім блоку за даного режиму, така:

Фракція 350...500°C	
Вміст акцизних смол, % ваг., не більше	12
Википає, % об'єм	
до 480°C, не менше	96
до 350°C, не більше	20
Гудрон (фракція >500°C)	
Температура спалаху, °С, не нижче	200
В'язкість умовна за 80°C	80...150
Википає до 500°C, % об'єм, не більше	20

3.1.2. Експлуатація атмосферно-вакуумної установки

3.1.2.1. Підготовка до пуску атмосферно-вакуумної установки

Пуск атмосферно-вакуумної установки (АВТ) після закінчення монтажних або ремонтних робіт складається із чітко визначених, послідовно здійснюваних операцій: підготовки установки до пуску; холодної циркуляції, гарячої циркуляції; переходу до нормальної експлуатації.

До моменту вводу установки в експлуатацію всі роботи згідно з проектом (або з дефектними відомостями) повинні бути виконані. Відповідні служби й відділи НПП зобов'язані контролювати готовність установки до пуску. Керівництво цеху чи виробництва, в якому вівся монтаж установки, зобов'язано підготувати робочій комісії відповідну документацію з приймання установки.

У підготовчий період обслуговуючий персонал установки здійснює зовнішній огляд всіх апаратів, арматури, насосів і комунікацій установки. Перевіряється відсутність заглушок на робочих трубопроводах, біля апаратів і насосів, наявність запобіжних клапанів і правильність їх установки на всіх апаратах і трубопроводах. Переконавшись по зовнішньому огляду в справності обладнання й комунікацій, приступають до заживлення технологічних схем, приймаючи у першу чергу на установку повітря для контрольно-вимірювальних приладів, воду, пару та електроенергію.

Особлива увага приділяється прийманню пари й електроенергії.

Перед подачею пари на установку попередньо відкривають всі дренажні вентиля на паропроводах, готують систему виводу конденсату. Плавним відкриванням вхідної засувки пускають пару на прогрів усієї системи. За наявності в системі гідравлічних ударів надходження пари тимчасове припиняють, а далі обережно й плавно знову пускають її. Переконавшись, що паропроводи достатньо прогрілись і з дренажних вентилів іде суха пара, вентиля закривають і, поступово відкриваючи вхідні засувки, збільшують подачу пари на установку.

Електроенергія на установку приймається представником електрослужби у відповідності з "Правилами експлуатації електротехнічного обладнання".

Після перевірки справності паропроводів, водопроводів, каналізації й електрообладнання з представниками відповідних служб, приступають до промивки й опресовки апаратури й трубопроводів водою. Водою промивають всі технологічні трубопроводи, холодильники й теплообмінники. На насосах приймальних трубопроводів установлюють тимчасові сітчасті фільтри. Під час промивки й циркуляції води перевіряють роботу насосів і виявляють дефекти, прохідність трубопроводів, правильність складених схем. Виявлені дефекти негайно усувають. Після усунення всіх виявлених дефектів приступають у відповідності з технологічними інструкціями до опресовки трубопроводів і апаратури й сушки кладки печей. Під час пуску установки в зимові часи промивку водою й пробну циркуляцію на воді не здійснюють. У зимових умовах установку випробовують сировою нафтою або нафтопродуктом із низькою температурою застигання.

Після опресовки апаратури й трубопроводів і усунення виявлених при цьому дефектів спускають воду із всіх комунікацій і апаратів, знімають тимчасові фільтри з приймачів насосів і готуються до пуску.

3.1.2.2. Пуск блоків електрознесолення й атмосферної розгонки нафти

Пуск цих блоків починають з приймання нафти. Перед прийманням нафти виконують наступні заходи:

- 1) приймають рідке паливо на установку із загальнопідприємського паливного кільця, налагоджують циркуляцію палива біля печей із поверненням в загальнопідприємську мережу;
- 2) приймають реагенти на установку. Відбирають проби прийнятих реагентів і відправляють їх у лабораторію на аналіз;
- 3) перевіряють стан електродегідраторів. Прохідні й підвісні ізолятори повинні бути справні, ретельно очищені від бруду й пилу. Верхні й нижні електроди не повинні мати відхилення від горизонталі більше 2 мм на 1 м у будь-якому напрямку; відстані між верхніми й нижніми електродами установлюють у межах 300...400 мм;
- 4) приварюванням кутків і підвішуванням підвісних ізоляторів нижнього електрода забезпечують проходження тяг через вісь відповідного отвору елемента верхнього електрода;
- 5) приймають нафту в резервуари перед установкою, захищають резервуари від води, що відстоялась, здають і одержують із лабора-

торії дані про якість нафти перед установкою;

б) готують схему для заповнення системи нафтою і її відкачки з установки (у випадку необхідності);

7) перевіряють і випробовують систему контрольно-вимірювальних приладів;

8) готують до пуску насоси атмосферного блоку й блоку ЭЛОУ;

9) перевіряють комплексність і справність протипожежного інвентарю, засобів пожежогасіння, протигазів, ліній телефонного й гучномовного зв'язку.

Виконавши перераховані заходи, розпочинають приймання нафти на установку за такого порядку.

Відкривають повітряники на електродегідраторах (рис. 3.1) Э-1...Э-5а й Э-16...Э-56 і місткостях Е-1 і Е-3 і звільняють систему від повітря. Перевіряють, чи закрито всі вентиля на дренажних лініях апаратів і трубопроводів. Включають у роботу прилади, що показують температуру й тиск в електродегідраторах і колонах.

Відкривають засувки біля сировинного резервуара й приймають нафту на сировинні насоси. Переконавшись у заповненні нафтою трубопроводу перед насосами, пускають сировинний насос і обережно прокачують нафту через теплообмінники й електродегідратори в колону К-1 (рис. 3.2). Під час закачування нафти слідкують за обладнанням і трубопроводами й у міру заповнення електродегідраторів закривають повітряники. У випадку виявлення втечок сировинний насос зупиняють і усувають виявлену несправність.

Коли досягається в колоні нормальний рівень нафти, зупиняють сировинний насос, закривають засувку на вході в колону К-1 і перевіряють теплообмінники на тиск, що перевершує робочий в 1,5 рази. Такий тиск підтримують 10...15 хв, на протязі яких оглядають апарати.

Далі, відкриваючи засувку в колону К-1, знижують тиск до робочого й ретельно оглядають апарати й трубопрорводи.

Після опресовки системи теплообмінників і електродегідраторів, що знаходяться в схемі до колони К-1, за такої ж послідовності приймають нафту на насоси Н-3, Н-3а, Н-3б, Н-7, Н-7а (рис. 3.2) і прокачують її з колони К-1 через змійовик атмосферної печі П-1 у ректифікаційну колону К-2 і за схемою "гарячої струмини" — в колону К-1. Під час заповнення змійовиків печі П-1 нафтою засувку на вході в колону К-2 закривають і опресовують піч П-1 за допомогою пічних насосів під тиском 30 МПа, а далі ретельно

оглядають труби печі й камери згорання.

Коли рівень в колоні К-2 досягне свого нормального значення, включають насос Н-21 і прокачують нафту через гудронові (мазутні) теплообмінники й холодильники на приймання сировинного насоса. Заповнивши теплообмінники й холодильники нафтою, опресовують їх. У випадку виявлених дефектів на апараті або будь-якій ділянці комунікацій їх звільнюють від продукту, відключають від загальної системи й за необхідності здійснення зварювальних робіт відглушують заглушками й пропарюють з перевіркою повітряного середовища на безпечність здійснення зварювальних і внутрішніх робіт. Усунувши дефекти, повторюють опресовку.

Холодна циркуляція установки на нафті є необхідною для кінцевого виявлення несправностей, регулювання роботи насосів і перевірки роботи регуляторів рівня в колонах і електродегідраторах. Циркуляцію здійснюють за схемою:

Насоси Н-1, Н-1а, Н-16 → трубний простір Т-1, Т-2, Т-17 → Э-1а-Э-5а-Э-16-Э-5б → міжтрубний простір Т-3, Т-18, Т-4 → колона К-1 → насоси Н-3, Н-3а, Н-3б → піч П-1 → колона К-2 → насоси Н-21, Н-21а, насоси Н-21, Н-21а, Н-21б → трубний простір Т-4, Т-3; Т-18, Т-16, Т-34, Т-24 → лінія циркуляції → насоси Н-1, Н-1а, Н-16.

За холодної циркуляції включають прилади контролю й автоматики й налагоджують їх. Роботу насосів регулюють таким чином, щоб рівні в колонах були постійними, а продуктивність по потоках печей складала 50...60% від номінальної. Тривалість холодної циркуляції 6...8 годин. Усунувши всі дефекти, виявлені під час холодної циркуляції, приступають до гарячої циркуляції.

Гарячу циркуляцію здійснюють за схемою холодної циркуляції. Перед початком гарячої циркуляції включають регулятори витрат і рівня на апаратах і потенціометри, що реєструють температуру на виході з печі. Перед тим як запалити форсунки печі необхідно продути топкові камери печей водяною парою через форсунки за закритих вентилів на паливних лініях на протязі 15...20 хвилин. Продувку припиняють після появи пари на виході з димової труби. Далі розпалюють піч із додержанням відповідних правил відповідно з інструкціями з техніки безпеки. Температуру нафти на виході з печі П-1 підвищують повільно зі швидкістю 10...15⁰С на 1 годину. Коли температура верху колони досягне 85...100⁰С, починається випарювання води з апаратів і системи. Під час випарювання води через пароперег-

рівачі печі подається водяна пара з викидом на "свічку" (в атмосферу).

Кількість "гарячої струмини" внизу колони К-1 регулюють по температурі низ колони. Одночасно слідкують за температурою конденсату, що надходить в місткості Е-1 і Е-3 і у випадку її підвищення вище значення зазначеного в технологічному регламенті, включають вентилятори відповідних конденсаторів повітряного охолодження. У міру накопичування води й бензину в місткостях Е-1 і Е-3 включають регулятори рівня розділу фаз. За появи газу на виході з повітряників місткостей Е-1 і Е-3 газ із місткості Е-3 переводять на факельну лінію, а газ із місткості Е-1 направляють по схемі (лінії): Е-1 → Е-3 → Т-27 → печі → факельна лінія. Із підвищенням тиску в газовій системі газ приймають (подають) до печей, попередньо переконавшись у тому, що всі відсічні засувки до форсунок печей перекрито, і продув лінії паливного газу до печей інертним газом у факельну лінію. Приймання газу на форсунки печей здійснюють у відповідності з вимогами "Правил техніки безпеки".

За температури 200...250⁰С, що установилась на виході із змішувачів печі П-1, і температурах верху колони К-1 і К-2 100⁰С продовжують гарячу циркуляцію до тих пір, поки не настане різке підвищення температури верху колони (що свідчить про повний вивід води із системи). Після закінчення випарювання води підйом температури на виході із печі П-1 здійснюють зі швидкістю 25...35⁰С за 1 годину. Зі зниженням рівня низу колони (внаслідок випарювання бензинових фракцій) у систему періодично підкачують сиру нафту. Одночасно вирівнюють тиск в електродегідраторах, не піднімаючи його вище 1,6 МПа; температура на вході в електродегідратори не повинна перевищувати 160⁰С. Установлюють потрібний скид накопиченої води з місткостей Е-1 і Е-3 через регульовальні клапани. Після досягнення температури верху колон К-1 і К-2, рівній 120...130⁰С, подають зрошення на верх колон і включають автоматичне регулювання температури верху.

Збиток бензину з місткості Е-1 перекачують у буферну місткість Е-12, сюди ж із місткості Е-3 насосами Н-4 і Н-4а відкачується збиток бензину з основної атмосферної колони. Із місткості Е-12 некондиційна фракція п.к...180⁰С забирається насосами Н-16 і Н-11а і прокачується через теплообмінник Т-11 у стабілізаційну колону К-8, а з неї — на залуговування в місткість Е-7 і виводиться в резервуар для некондиційного продукту. Після досягнення температури

ри нафти в електродегідраторах 120...140⁰С після переконання у відсутності газу в електродегідраторах, включають напругу на один електрод у всіх електродегідраторах. Після досягнення нормальної напруги на перших електродах включають напругу на другий електрод кожного електродегідратора. Налагоджують подачу реагентів і води в електродегідратори. Попередньо запускають насоси подачі першого, далі другого циркуляційних зрошень колони К-2 спочатку по обвідних лініях для перевірки прохідності, а далі, поступово включаючи відповідні теплообмінники, по повних схемах циркуляційних зрошень. Якщо циркуляція з будь-яких причин затримується (усунення перепусків, невідповідність або вихід із ладу насосів), необхідно звернути увагу на подачу реагентів і води в електродегідратори, тому що надлишкова подача їх призводить до утворення стійких емульсій в електродегідраторах.

Після досягнення температури низу колони К-1 200⁰С і температури низу колони К-2 290...300⁰С установку переводять на сировину.

Перевід атмосферної частини установки на сировину здійснюють за такого порядку.

Трохи відкривають засувку на лінії виходу мазуту після холодильника Т-24 у парк і трохи прикривають засувку на лінії циркуляції, далі відкривають засувку на приймальній нафтовій лінії сировинного насоса і включають сировинний насос для підкачки сировини в систему. Температуру виходу нафти з печі П-1 підтримують постійною за рахунок розпалювання додаткових форсунок. Поступово засувку на лінії виходу мазуту в парк все більше відкривають, а засувку на лінії циркуляції закривають.

Під час досягнення в колоні К-1 збиткового тиску 0,3...0,4 МПа включають клапан-регулятор на скиді газу з місткості Е-1. Поступово відкривають засувки на лініях перетоку з колони К-2 у відпарні колони К-6, К-7 і К-9. Коли з'являється рівень у відпарних колонах налагоджується відкачка фракцій із них в резервуари некондиції. Перегріту пару, попередньо відділену від конденсату, обережно вводять в колони К-2, К-6, К-7, К-9; Налагоджують подачу газу до печі П-1 із включенням регуляторів тиску в газовій лінії.

Перевіривши включення теплообмінників і закритість засувок на обвідних лініях, піднімають продуктивність установки за сировиною й температуру на виході з печі до зазначеної в технологічному регламенті, включають конденсатор повітряного охолодження й конденсатори-

холодильники. Далі відбирають проби нафтопродуктів, аналіз яких потрібен для ведення технологічного режиму. Якщо результати аналізів відповідають міжцеховим нормам, нафтопродукти виводять у резервуарні парки. Вивід нафтопродуктів здійснюють за температур, що відповідають міжцеховим нормам. Тільки після цього розпочинають вивід на режим решти блоків.

Після здійснення планово-попереджувальних ремонтів або після короткочасних зупинок установку пускають за тим же порядком, як описано вище але не роблять промивку апаратів установки холодною водою і не здійснюють холодну циркуляцію. Після опресовки відремонтованих апаратів на установку приймають нафту й налагоджують холодну циркуляцію з використанням нафти.

3.1.2.3. Пуск блоку стабілізації та вторинної перегонки бензину

Вирівнюючи режим блоків знесолення й атмосферної розгонки нафти, паралельно готують до роботи блок стабілізації й вторинної перегонки бензину (рис. 3.3). Для цього:

— готують до роботи насоси цих блоків і відповідні конденсатори повітряного охолодження, налагоджують циркуляцію води через кінцеві холодильники блоку для охолодження виводжуваних з установки фракцій;

— готують технологічні робочі схеми, тобто відкривають усі засувки по ходу продукту з верху колон К-8, К-3, К-4, К-5, К-11 до місткостей зрошення Е-2, Е-4, Е-5, Е-6; схеми для системи скиду газу з місткості Е-2 у лінію “газ на установку”, із місткостей Е-4, Е-5 — у факельну лінію; для заповнення фракцією п.к...180⁰С готують змішувачі печі П-2 за схемою: колона К-8 → насоси Н-2, Н-2а → піч П-2 → колона К-8;

— включають у роботу прилади КВП, що показують температуру й тиск у колонах, а також регулятори витрат і тиску.

Після підготовки робочих схем відкривають подачу сировини в стабілізаційну колону К-3 від насосів Н-16, Н-11а через теплообмінник Т-11 до появи рівня в низу колони К-8.

Після встановлення нормального рівня в низу колони К-8 включають насос Н-2 і продуктом із низу колони К-8 заповнюють змішувачі печі П-2 і опресовують їх.

Спочатку колони К-3, К-4, К-5, К-11, а далі системи циркулюючої флегми колон К-3, К-4, К-5, К-11 через змійовики печі П-2 заповнюють фракцією п.к...180°C і опресовують трубопроводи й змійовики печі П-2. Усунувши всі дефекти, виявлені під час опресовки трубопроводів і апаратів, розпочинають розпалювання форсунок на печах. Дають пару в камери згорання й продувають їх парою (не менше 15 хвилин) через форсунки до появи пари на виході з димової труби. Розпалювання форсунок печі П-2 здійснюють аналогічно розпалюванню форсунок печі П-1 атмосферного блоку. Коли з'являється газ у місткості Е-2 включають автоматичний клапан-регулятор тиску на скиді газу в паливну мережу й доводять тиск у колоні К-8 до відповідності з вимогами технологічної карти. Із моменту досягнення температури продукту на виході з печей 130...150°C і на верху колон К-8, К-3, К-4, К-5, К-11 80...110°C подальший підйом температури призупиняють до повного виділення води із системи, першим признаком видалення якої буде різке підвищення температури верху колон за постійних температур продуктів на виході з печі. Коли з'являються продукт і вода в місткостях Е-2, Е-4, Е-5 і Е-6 воду періодично дренують. Після випарювання води із системи місткості зрошення звільняють від води, дають зрошення на верх колон і продовжують піднімати температури до значень, що вимагаються технологічним регламентом.

Всі вузькі бензинові фракції блоку стабілізації й вторинної перегонки бензинів до одержання якісного аналізу виводять у загальний трубопровід фракції п.к...180°C. Одержавши аналіз, що відповідає міжцеховим нормам для вузьких бензинових фракцій, кожну з них виводять по своїй технологічній схемі до відповідної технологічної установки підприємства.

3.1.2.4. Пуск блоку вакуумної перегонки мазуту

Пуск блоку вакуумної перегонки розпочинають після виводу на стабільний режим атмосферного блоку розгонки нафти.

У період підготовки до пуску виконують ряд операцій:

- 1) готують до роботи насоси вакуумного блоку і вакуумстворюючу апаратуру;
- 2) перевіряють стан стічних ліній із проміжних конденсаторів пароежекторних вакуумних насосів і з місткості Е-17. При цьому

переконуються, що з них знято заглушки, є прохідність і т.п. Дають воду в проміжні конденсатори пароежекторних вакуумних насосів Э-1 і Э-2 і місткість Е-17. Приймають пару під тиском 1,0 МПа до пароежекторних вакуумних насосів і включають у роботу на прийнятій парі клапан-регулятор. Включають у роботу також пароежекторні вакуумні насоси і перевіряють їх за закритих засувках на вході газу з поверхневого конденсатора Т-35;

3) перевіряють на герметичність вакуумну колону К-10 і з'єднані з нею трубопроводи. Для перевірки герметичності колони, фланцевих з'єднань, трубопроводів і арматури в колону подається водяна пара і всю систему до відсічних засувок на вході в ежектори опресовують за тиску 0,2 МПа. Ретельно оглядають всі фланцеві з'єднання, зварні шви й арматуру. Помічені дефекти усуваються;

4) після усунення всіх дефектів дренують конденсат із вакуумної колони; видаляють заглушки, установлені для опрасовки системи; подають воду в поверхневі конденсатори Т-35; включають у роботу пароежекторні насоси й подають пару в колони К-10, поступово створюючи вакуум у колоні. Коли залишковий тиск досягне значення 92 кПа (700 мм.рт.ст.), подачу пари в колону припиняють і перекривають відсічні засувки на вході в ежектори. Якщо система герметична, зниження вакууму повинне бути не більше ніж на 5 мм.рт.ст. на 1 годину. У випадку зниження вакууму вище зазначеного приймають усі заходи для виявлення причини негерметичності. Виявлені дефекти усувають, заново перевіряють всю систему на герметичність і після повного усунення дефектів починають холодну циркуляцію вакуумного блоку.

Холодна циркуляція. Колона К-10 заповнюється мазутом через змійовики вакуумної печі П-3. Для цього до трубопроводу виходу мазуту з установки після кінцевого холодильника Т-24 підключають лінію діаметром 150 мм до викидного трубопроводу насоса Н-21 лінії печі П-3. Для запобігання закипання й викидів за наявності води в колоні або трубопроводі наповнення колони К-10 і змійовиків печі П-3 здійснюють мазутом із температурою не вище 100°C. Після появи нормального рівня в колоні К-10 мазутом заповнюють змійовики печі П-3. Заповнення здійснюють за допомогою насоса Н-27 (Н-21а) за схемою: К-10 → Н-27 (Н-21а) → лінія циркуляції блоку вакуумної перегонки → П-3 → К-10. Після пресовки системи й усунення дефектів налагоджують циркуляцію блоку вакуумної перегонки за зазначеною вище схемою.

Витрати циркулюючого мазуту через піч П-3 складають близько 50% нормального завантаження. Рівномірні витрати мазуту регулюють по всіх потоках.

Холодну циркуляцію продовжують до усунення всіх дефектів. Одночасно налагоджують роботу приладів КВП і контролюють вакуум у колоні. По закінченні холодної циркуляції переходять до гарячої циркуляції.

Гаряча циркуляція й вивід вакуумного блоку на режим. До форсунок печі П-3 приймається гостра пара, які подають далі в камери згорання для їх продувки до появи пари на виході з димової труби (не менше 15 хвилин). Водяна пара через пароперегрівачі печі П-3 викидається в атмосферу. Далі починають шуровку печі спочатку на рідкім, а потім на газоподібним паливі. Порядок шуровки й швидкість підйому температури такі ж як і під час пуску атмосферної частини установки. У період гарячої циркуляції приймальні й викидні лінії насосів вакуумної колони прокачують газойлем. Після досягнення необхідних температур (температура низу не мене 300°C, температура верху вище 100°C) вакуумний блок переводять на постійну сировину.

Коли з'являється рівень на 15 тарілці колони К-10, включають верхнє циркуляційне зрошення за схемою: 15-та тарілка колони К-10 → Н-24 (Н-25а) → Т-25 → Т-25а → Т-28 і з температурою 50°C повертають на 18-ту тарілку колони К-10.

Балансовий збиток фракції до 350°C насосом Н-24 подають у колону К-2 або в лінію дизельного палива, що йде з установки. За необхідності насосом Н-24 подають гаряче зрошення на 14-ту тарілку колони К-10. Після появи рівня на 9-тій тарілці колони К-10 включають середнє циркуляційне зрошення за схемою: 9-та тарілка колони К-10 → Н-25 (Н-25а) → Т-16 → Т-30 → 10-та тарілка колони К-10.

Збиток середнього циркуляційного зрошення (фракція 350...500°C) виводять з установки за наступною схемою: відгалуження після виходу з теплообмінника Т-16 через теплообмінник Т-1 (міжтрубний простір) у проміжний парк; за необхідності з викидного трубопроводу насоса Н-25 (Н-25а) на 8-му тарілці колони К-10 подають гарячу флегму. Після появи рівня на 5-тій тарілці колони К-10 включають нижнє циркуляційне зрошення за схемою: 5-та тарілка колони К-10 → Н-26 → Т-18 → Т-31 — 6-та тарілка колони К-10.

Балансовий збиток нижнього циркуляційного зрошення колони К-10 повертають у колону К-2; за необхідності з викиду насоса Н-26 на 4-ту тарілку колони К-10 подають гарячу флегму. У період включення циркуляційного зрошення в колону К-10 і зміювики печі П-3 (по потоках) направляють перегріту водяну пару. Одночасно включають клапани регулятори температури циркуляційного зрошення й установлюють за дані температури по тарілках колони. Далі відбирають проби широкої масляної фракції гудрону й направляють їх у лабораторію. До одержання задовільних результатів аналізів широку масляну фракцію й гудрон скидають з установки. Одержавши задовільний аналіз цих продуктів, їх виводять на технологічні установки або в парки.

3.1.2.5. Нормальна експлуатація установки атмосферно-вакуумної розгонки

Обслуговуючий персонал додержується технологічного режиму установки АВТ за допомогою засобів автоматики та контрольно-вимірювальних приладів. Контроль якості сировини й одержуваних нафтопродуктів здійснюється частково контрольними лабораторіями, а в основному — аналізаторами якості, що мають на потоках. Технологічний режим, результати аналізу сировини й нафтопродуктів записують у режимний аркуш (журнал) установки. У відповідності з аналізами, технологічною картою (технологічним регламентом) і виробничими інструкціями обслуговуючий персонал здійснює нормальну експлуатацію установки.

Блок ЭЛОУ. У залежності від якості перероблюваної нафти керівники-технологи установки задають визначений режим блоку ЭЛОУ, додержання якого строго обов'язкове для обслуговуючого персоналу. Основними умовами нормальної експлуатації блоку ЭЛОУ є підтримка постійними температури й тиску в електродегідраторах і підтримка необхідного рівня розділу фаз в електродегідраторах “вода—нафта”.

Блок атмосферної розгонки нафти. Аналогічну увагу обслуговуючий персонал повинен приділяти правильній експлуатації атмосферної частини установки, слідкувати за постійністю завантаження, необхідних температур нафтопродуктів на виході з печей, температур верха й низу колон, витрат гострих і циркуляційних зрошень і підтри-

мувати тиск у заданих межах.

Оператор повинен строго слідкувати за режимом горіння палива в печах. Факели від згорання палива повинні мати відповідні розміри й конфігурацію; від цього залежить тепловіддача в радіантній камері. Температура факелу повинна бути 1300...1600°C. Для запобігання в топці печі теплового перенапруження факели всіх форсунок повинні бути однаковими. Довжина кожного факелу обмежується розташуванням труб, перевалочних стін, укріплюваних деталей, які факел не повинен "облизувати". Спалювання палива повинно бути організоване так, щоб всі форсунки печі працювали з однаковим навантаженням, а факели мали світло-жовтий колір.

Найбільш частими несправностями в роботі форсунок є закоксування сопел для рідкого палива й обгорання наконечників сопел для газового палива. Температура димових газів над перевалами не повинна перевищувати допустиму. Необхідно вести постійне спостереження за станом труб: поява темних п'ятен на поверхні труб свідчить про початок коксоутворення на внутрішній поверхні труб. Підвищення ж температури перевалів печі під час початку коксування труб для підтримки необхідної температури нафти на виході з печі може призвести до прогару пічних труб і аварійної зупинки установки. За такої ситуації доцільним буде зниження витрат сировини через ту секцію, де появились темні п'ятна на поверхні труб.

Для уникнення попадання води з подаваним із місткостей Е-1 ...Е-6 зрошенням, що може призвести до різкого підвищення тиску, а інколи й до скиду запобіжних клапанів, необхідно вести контроль за рівнем розділу фаз у місткостях.

Температуру нафтопродуктів, що відходять з установки, регулюють як відкриванням — закриттям жалюзей на конденсаторах повітряного охолодження, так і подачею води в кінцеві холодильники, і підтримують її відповідно з технологічним регламентом.

Блок вакуумної розгонки. Для роботи вакуумної колони велике значення має добре відлагоджена робота атмосферного блоку, тому що від постійності якості й кількості мазуту, що надходить з основної атмосферної колони К-2, залежить постійність завантаження вакуумної печі П-3 і робота вакуумної колони К-10. Обслуговуючий персонал зобов'язаний забезпечити постійний контроль за витратами, температурами й рівнями по блоку вакуумної перегонки. Температуру відводжуваного гудрону й широкої масляної фракції регулюють подачею води у відповідні холодильники. Під час експлуатації блоку ваку-

умної перегонки в зимових умовах особлива увага повинна бути звернена на вакуумстворювальну апаратуру, трубопроводи відкачки гудрону й широкої масляної фракції. У випадку зупинки блоку в зимовий час трубопроводи циркуляційних зрошень, широкої масляної фракції й гудрону попередньо прокачують газойлем атмосферного блоку.

Обслуговуючий персонал повинен чітко знати способи усунення неполадок на обслуговуваній установці у відповідності з технологічними інструкціями й регламентом.

3.1.2.6. Основні заходи зі скорочення й запобігання втрат при експлуатації установки атмосферно-вакуумної розгонки

Одними з найважливіших заходів зі скорочення втрат нафтопродуктів є постачання прямогонних установок нафтопереробних підприємств стабільною нафтою. Із кожним роком зростає об'єм нафти, підготовлений до переробки безпосередньо на промислах. Окремі підприємства вже в наші часи, інші в недалекому майбутньому одержують і будуть одержувати нафти зневоджені, знесолені й стабілізовані. Наявність у схемах АВТ технічно досконалих блоків ЭЛОУ дозволяє глибоко знесолювати й зневоджувати надходжувані на підприємство попередньо підготовлені нафти й значно збільшувати міжремонтний пробіг установок. Упровадження схем прямого живлення з товарно-сировинних баз підприємства на технологічні установки, мимохідь проміжних резервуарів (а для підприємств, що будуються, відсутність проміжних резервуарів) дозволяє різко скоротити число "великих дихань" резервуарів, тобто зменшить основні втрати під час переключення установок із резервуара на резервуар.

Упровадження конденсаторів повітряного охолодження в комбінації з водяним доохолодженням дозволяє знизити кінцеві температури бензинів, що відходять з установок, до 30...35⁰С, що різко зменшує втрати цінних вуглеводнів (за підрахунками, в 1,4...2 рази в порівнянні з тим, коли відхідні бензини виводились за температури 40...45⁰С).

На нових установках значно зменшено втрати від утечек у місцях з'єднань трубопроводів. На високопродуктивних установках

технологічні комунікації прокладено на металевих або залізобетонних стійках, що дозволяє постійно контролювати стан трубопроводів. Зведення до мінімуму числа фланцевих з'єднань дозволило зменшити втрати від перепусків через прокладки та ін.

Ефективно використовується тепло відхідних нафтопродуктів. Якщо на більшості малопродуктивних установок температура попереднього підігріву нафти за рахунок тепла регенерації відхідних нафтопродуктів складала 180...190°C, то на високопродуктивних установках вона складає 220...230°C, що дозволяє значно знизити теплову напругу труб сировинного змішувача печі. Більш повна регенерація тепла забезпечила одночасно зниження енергозатрат на охолодження відхідних нафтопродуктів.

Упровадження поверхневих конденсаторів замість барометричних конденсаторів змішування і зниження температури верху вакуумних колон до 85...90°C дозволило значно зменшити втрати нафтопродуктів, що складала під час роботи на барометричних конденсаторах змішування 0,5% на сировину.

Під час експлуатації відцентрових насосів утрати від перепусків через сальникові ущільнення складала 0,08%. На високопродуктивних установках на всіх відцентрових насосах встановлено торцеві ущільнення, які не тільки є більш надійними сальникових, але й зводять утрати до мінімуму.

На високопродуктивних установках впроваджено міжфазові регулятори рівня розділу фаз в електродегідраторах, що дренують воду з електродегідраторів автоматично й незначним вмістом нафти у вигляді емульсії, причому дренажну воду додатково відстоюють у спеціальному відстійнику. Відокремлену від води емульсію за допомогою автоматичного регулятора рівня не відкачують на очисні споруди, а змішують з нафтою, що надходить на ЭЛОУ; воду, що не вміщує нафтопродуктів, відводять на очисні споруди.

На установках встановлено дренажні місткості для звільнення технологічних апаратів і трубопроводів перед ремонтом. Нафтопродукт із дренажних місткостей перекачують у нафту на приймання сировинних насосів. Більше 90% нафтопродуктів, що раніше скидалися з апаратів і трубопроводів, вивільнюваних перед ремонтом, на очисні споруди перероблюють тепер на установках як сировину.

Для одержання стабільних бензинових фракцій перед блоком вторинної перегонки передбачено стабілізаційну колону, завдяки якій маєть можливість виділяти дебутанізовану й пропанбутанову фракції

у вигляді товарних продуктів — скраплених газів або рефлюксу.

Упровадження на установці аналізаторів якості на потоку дозволило не тільки зменшити об'єм нафтопродуктів, що відбирається на лабораторний аналіз, але й виділити схему збирання цих нафтопродуктів після аналізаторів якості в спеціальну дренажну місткість.

На високопродуктивних установках тепло відхідних димових газів використовується для нагріву води й виробництва водяної пари, що частково покриває потреби в парі самої установки.

3.1.2.7. Основні правила підготовки установки та окремих її апаратів до ремонту

Основне завдання експлуатаційників з підготовки установки й окремих апаратів до ремонту зводиться до забезпечення безпечних умов для ремонтників, а також у створенні умов, що унеможливають виникнення вибухів, загорання, пожежі або інших аварійних ситуацій.

До зупинки установки на ремонт складають план звільнення (випорожнення) апаратів, обладнання й трубопроводів і підготовки їх до ремонту; визначають місця установки заглушок; розробляють план заходів із техніки безпеки під час здійснення ремонтних робіт; підготовляють плани ведення газонебезпечних робіт, оформляють наряди—допуски для роботи всередині апаратів і дозволи на здійснення вогнебезпечних робіт.

Розпорядження на зупинку установки на ремонт дається керівником установки (цеху) або виробництва на основі наказу по підприємству; у наказі зазначаються дати зупинки установки на ремонт (дата, часи доби), зазначено дні початку й закінчення ремонту, призначено особи, відповідальні за здійснення ремонту і додержання правил техніки безпеки, газо- і пожежобезпеки відповідних спеціалістів підприємства.

Перед початком ремонту керівником установки (цеху) або виробництва видаються розпорядження, в якому визначаються особи, відповідальні за підготовку окремих вузлів установки до ремонту (підготовка до вогневих робіт, підготовка окремих апаратів до внутрішнього огляду, ревізії обладнання і т.п.); особи, відповідальні за виконання вогневих робіт, робіт у закритих апаратах, за підготовку установки до пуску після ремонту (приймання з ремонту, перевірка

трубопроводів на прохідність, здійснення гідравлічних випробувань і т.п.).

Після нормальної зупинки установки відповідальний персонал готує установку до ремонту з додержанням таких правил:

— апарати або трубопроводи звільнюють від продукту у відповідності з планом звільнення апаратів, обладнання й трубопроводів;

— заглушки установлюють у відповідності із затвердженими схемами установки заглушок. Вони виготовлюються з покажчиком-хвостовиком, пофарбованим у червоний колір. Товщина заглушок повинна бути розрахована на робочий тиск трубопроводу чи апарату, і на ній вибивається клеймо із зазначенням робочого тиску. Перед установкою заглушки температуру в апараті або трубопроводі знижують до 30°C, далі перевіряють відсутність тиску в апараті або трубопроводі. Якщо не виключено можливість надходження нафтопродукту, заглушки ставлять на прокладку;

— апарат або трубопровід пропарюють на протязі визначеного часу в залежності від характеру нафтопродукту, внутрішнього облаштування апарата, підводжуваного джерела водяної пари і т.п. Тривалість пропарювання визначає керівник цеху або його замісник. Пропарювання ведуть в атмосферу через повітряник або верхній люк апарата біля кінцевої заглушки на трубопроводі через спеціально залишені зазори й постійно слідкують за звільненням апарата від конденсату. Після пропарювання апарат повинен охолонути, а конденсат здренований. Апарат промивають чистою водою, а далі його провітрюють, поступово відкриваючи люки зверху вниз.

Із підготовленого апарата беруть пробу повітря для визначення концентрації газів. За задовільного аналізу проби (проба відбирається представником газорятувального загону в присутності представника установки) відглушують залишені в апараті дренажні лінії й лінії підводу пари й оформлюють документацію на виконання відповідних робіт (вогневих або ремонтних всередині апарата). Якщо аналіз покаже, що концентрація газів перевершує допустиму, здійснюють додатково пропарювання, провітрювання і т.д.

Для можливості виконання вогневих робіт всередині апарата необхідно апарат ретельно очистити від бруду. Бруд під час очистки апарата зіскрібають дерев'яними лопатами у відра, вивозять із території підприємства в місця, відведені для дезактивації і захоронення. Забороняється залишати видалені з апаратів відкладення на території установки або скидати їх у каналізацію. Вогневі роботи виконуються

тільки у випадку одержання позитивного аналізу повітря з апарата або трубопроводу й оформлення відповідного дозволу.

Перед ремонтом печей необхідно припинити подачу рідкого й газоподібного палива й водяної пари до форсунок і в камери згорання.

Електродвигуни насосів, що ремонтуються, повинні бути знеструмлені, а на пусковій пристрої повинен бути вивішений плакат: "Не вмикати, працюють люди". Плакат знімається тільки після закінчення робіт і одержання дозволу особи, відповідальної за здійснення робіт.

Підготовлене до ремонту обладнання здають у ремонт за актом. Відповідальний за підготовку до ремонту розписується в графі "здача", а відповідальний за здійснення ремонтних робіт — у графі "прийом апарата в ремонт".

Для виконання ремонтних і вогневих робіт всередині закритих посудин або апаратів оформлюється спеціальний наряд-допуск, який щоденно узгоджується з представником газорятувального загону. Керівник установки (цеху) або виробництва зазначає в ньому перелік і послідовність підготовчих заходів і заходи безпеки під час їх вивчення для відповідальної особи за підготовку до ремонту. Зазначений перелік робіт узгоджують з представниками газорятувального загону, уточнюють періодичність аналізів повітряного середовища, газозахисні та інші індивідуальні засоби й сумісно з відповідальними за здійснення ремонтних робіт розробляють перелік заходів, що забезпечують безпеку під час виконання ремонтних робіт, режим роботи в апараті і т.п. У наряді-допуску записують склад бригади, з якою проводиться спеціальний інструктаж.

Після виконання ремонту ревізія й технічний огляд апаратури, печей, трубопроводів та іншого обладнання здійснюється на основі норм, технічних умов і загальнопідприємських інструкцій з ревізії й контролю за технічним станом обладнання. До початку здачі установки в експлуатацію всі роботи, зазначені в дефектній відомості, повинні бути виконані. Підтвердженням виконання робіт під час ремонту є:

- підписи в дефектній відомості осіб, відповідальних за виконану роботу;
- акти здійсненої ревізії обладнання;
- приймально-здавальні акти обладнання, що пройшло ремонт;
- акти випробування обладнання й трубопроводів;
- установка з ремонту приймається спеціальною комісією.

Затвердження акту комісії головним інженером є дозволом на пуск установки у відповідності з Правилами й Інструкціями.

3.1.2.8. Техніка безпеки та протипожежна профілактика при експлуатації атмосферно-вакуумних установок

Основні положення з техніки безпеки експлуатації атмосферно-вакуумних установок досить повно освітлено в підприємських і галузевих інструкціях і спеціальній літературі. Із цих документів випливає, що недооцінка, тим більше недотримання правил з техніки безпеки, надлишкова самовпевненість і недостатні знання можуть призвести як до нещасливих випадків, так і до значних економічних збитків від можливих аварій, особливо за умов експлуатації високопродуктивних установок. Прості приклади показують, що такі порушення технологічного режиму, як витік темних гарячих нафтопродуктів (мазуту, гудрону), попадання води в нагрітий нафтопродукт, недостатня підготовка апаратів до експлуатації призводять до пожеж, вибухів і отруєнь.

Обслуговуючому персоналу установки необхідно знати основні вимоги техніки безпеки й чітко виконувати їх, що значною мірою буде сприяти запобіганню порушень правил техніки безпеки під час експлуатації установки в період здійснення на ній ремонтних робіт.

Умови й заходи безпечного ведення процесу на розглядуваній установці пов'язуються з її характерними особливостями. Основні з них наявність високих температур на установці в цілому й значного тиску в окремих апаратах і трубопроводах; висока напруга в електродегідраторах (до 33 кВ) і високовольтових електродвигунів у насосних; наявність горючих і токсичних нафтопродуктів і їх парів та сірководню; можливість утворення вибухонебезпечних сумішей парів нафтопродуктів із повітрям і сполук, здібних до самозагорання. Велика кількість нафтопродуктів, що мають у системі, викликаних різними аварійними випадками й неполадок технологічного режиму, також може призвести до пожежі.

Безпечність ведення процесу забезпечується строгим додержанням норм технологічного режиму й відповідних інструкцій з експлуатації всього комплексу обладнання й трубопроводів, інструкцій із техніки безпеки газо- й пожежобезпеки. Всі апарати, що працюють під тиском, треба експлуатувати у відповідності з правилами Держтехнагляду. Для уникнення опіків і тепловипромінювань апарати й трубопроводи, що мають температуру поверхні вище 60⁰С, треба теплоізулювати або огорожувати захисними сітками.

В усіх закритих виробничих приміщеннях повинна бути приточ-

но-втяжна вентиляція. У вибухонебезпечних приміщеннях установлюються електродвигуни у вибухобезпечнім виконанні або такі, що продуваються за збиткового тиску. Приміщення трансформаторних і розподільних пристроїв не повинні сполучатись із вибухонебезпечними приміщеннями.

Основні вимоги безпеки під час експлуатації окремих апаратів і вузлів зводяться до наступного.

Перед початком шуровки печей обов'язковим є продувка камер згорання водяною парою (не менше 15 хв). Для розпалювання форсунок користуються факелом, змоченим у висококиплячому нафтопродукті (дизельним паливі або мазуті). Під час запалювання форсунок треба стояти з боку від форсуночного вікна. Необхідно забезпечити постійний контроль за правильним згоранням палива в камерах згорання, слідкувати за станом пічних труб і температурами на перевалах печей.

Під час ведення технологічного режиму всі зміни параметрів переключення, переходи з насоса на насос, перехід із ручного керування на автоматичне здійснюються плавно, без ривків. Необхідно здійснювати постійний контроль за станом арматури, фланцевих з'єднань, запобіжних клапанів, штуцерів і люків. На апаратах, що працюють під тиском, повинні бути встановлені перевірені манометри з червоною рисою, що позначає гранично допустимий тиск.

Маршові сходи й майданчики повинні бути чистими й вільними; захощення їх сторонніми предметами забороняється.

Перед відключенням із системи теплообмінних апаратів або трубопроводів із високов'язким продуктом, особливо у зимовий час, необхідно прокачати апарати малов'язким продуктом.

Напруга струмоведучих частин на вході трансформаторів складає 380 В, на виході — 2200...33000 В, тому обслуговуючий персонал установки повинен пам'ятати й виконувати правила роботи з високою напругою, небезпечною для життя. На огорожуванні бар'єрі біля входу на верхній майданчик електродегідратора вивішується плакат: "не доторкайся — смертельно!". Вхід у приміщення електрощитової дозволяється тільки черговому електрослужби. Під час включення електродегідраторів необхідно переконатись у відсутності людей на електродегідраторах і наявності забороняючих плакатів на електродегідраторі, що включається.

Під час експлуатації насосів повинен бути забезпечений постійний нагляд за герметичністю торцевих ущільнень і з'єднань. Стро-

го забороняється експлуатувати насоси без огороження рухомих частин, за наявності стуків у насосі, очищувати, підтягувати фланці і з'єднання без зупинки насоса. Забороняється захаращувати проходи між насосами, експлуатувати насоси без манометрів або з несправним манометром. Лотки й поли насосних повинні бути чистими.

Територію установки треба тримати в чистоті. Колодязі й приямки повинні бути закриті і присипані поверх кришок піском. Гідрозатвори каналізаційних колодязів повинні знаходитись у справному стані. Первинні засоби пожежотушіння, заземлення апаратів і його обладнання необхідно тримати в чистоті й порядку. Забороняється використовувати первинні засоби пожежотушіння (відра, лопати, кирки, багри та ін.) не за призначенням.

Окрім дотримання правил техніки безпеки, газо- й пожежобезпеки, що визначаються для кожної установки переліком інструкцій і положень, необхідно добре знати характеристики шкідливих і газонебезпечних речовин, застосовуваних на установці. Всі операції з реагентами здійснюються у відповідності зі спеціальними інструкціями; на людях повинна бути спеціальна одяга, за необхідності — також захисні рукавиці й окуляри.

3.2. Рішення питань оперативної експлуатації установки каталітичного крекінгу нафтової сировини

3.2.1. Технологічна характеристика установки каталітичного крекінгу [6]

Каталітичний крекінг на алюмосилікатних каталізаторах є одним із найбільш розповсюджених процесів у нафтопереробній промисловості і сприяє значному поглибленню переробки нафти з одержанням високооктанового бензину, бутан-бутиленових фракцій (сировини для одержання високооктанового компонента бензину — алкілату). Установки каталітичного крекінгу являються також постачальником сировини для нафтохімічної промисловості: із газойлів каталітичного крекінгу одержують сажову сировину і нафталін; важкий газойль може слугувати сировиною для виробництва високоякісного коксу.

Промисловий каталітичний крекінг, сучасного рівня розвитку

ґрунтується на використанні алюмосилікатних катализаторів [4].

Нижче тут описано технологічну схему установки каталітичного крекінгу з псевдокиплячим шаром катализатора (рис. 3.5).

Установка призначається для переробки дистиляту ($350\dots 500^{\circ}\text{C}$) вакуумної перегонки нафти. Сировину, нагріту в печі П-1 до 350°C , вводять у потік регенованого катализатора перед його входом в реактор Р-1. Повне випарювання й часткове перетворення сировини має місце ще до надходження завису в псевдокиплячий шар, а в цьому шарі каталітичний крекінг закінчується. Відпрацьований катализатор відходить у нижню, завужену відпарну секцію-десорбер, де з пор закоксованого катализатора відпарюються леткі вуглеводні.

Відпарений закоксований катализатор транспортують у регенератор Р-2. Щоб підтримати рух, в основу вихідної лінії пневмотранспорту вдувають повітродувкою В-3 частину повітря, що направляється в регенератор для випалювання коксу. Зниження концентрації твердої фази на цій ділянці забезпечує стійкий транспорт відпрацьованого катализатора. Регенований катализатор повертається з регенератора Р-2 в реактор. Пари, що утворюються під час контакту сировини з катализатором, знижують концентрацію твердої фази; у результаті забезпечується рушійний імпульс у лінії регенованого катализатора.

Пари продуктів крекінгу й супутня йому водяна пара покидають псевдокиплячий шар реактора за температури $490\dots 500^{\circ}\text{C}$ і тиску $\approx 0,18$ МПа, проходять циклонні сепаратори й направляються в ректифікаційну колону К-1. Основна маса катализаторної дрібниці відокремлюються в циклонах і повертається в псевдокиплячий шар; найбільш дрібні частинки пилу виносяться в ректифікаційну колону й відмиваються в її нижній частині циркулюючою флегмою, утворюючи шлам. Із колони К-1 виходять два бокових погони. Нижній являє собою важкий каталітичний газойль із п.к. $\approx 350^{\circ}\text{C}$. Цей продукт можна спрямувати на повторний крекінг у суміші зі свіжою сировиною. Верхній боковий погон — легкий каталітичний газойль із межами викіпання $195\dots 350^{\circ}\text{C}$. Бензин і газ разом із водяною парою виходять з верху колони К-1. У конденсаторі-холодильнику Т-1 утворюються конденсати нестабільного бензину й водяної пари, які розширюються в газоводовідокремлювачі Е-1. Нестабільний бензин і рівноважний із ним жирний газ спрямовують у систему газофракціонування (на схемі не показано).

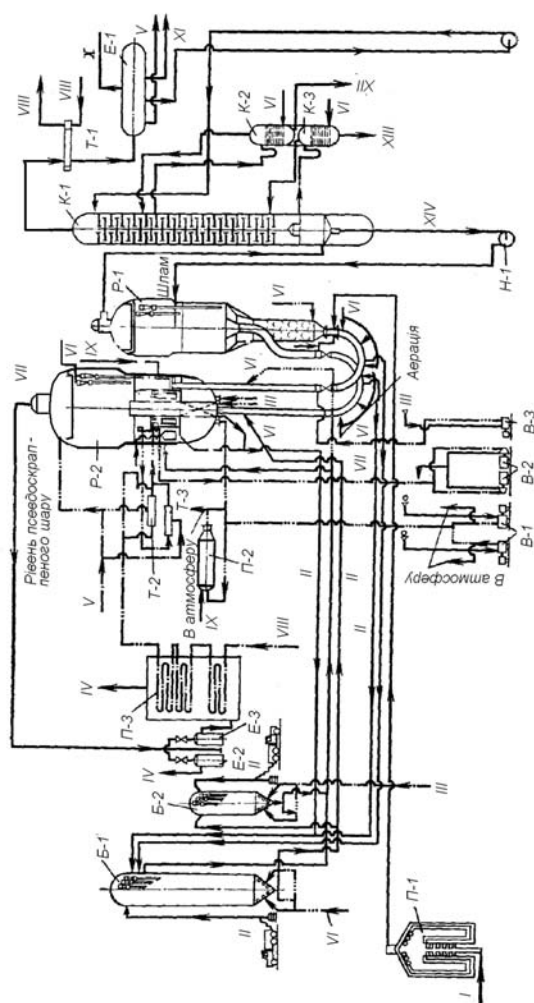


Рис. 3.5. Схема установки каталитического крекингу с пневмотранспортом катализатора потоком высокой концентрации: П-1 – пич; Р-2 – реактор; Р-1 – реактор; К-1 – ректификаційна колона; К-2 – відпарна секція легкого газойлю; К-3 – відпарна секція важкого газойлю; Е-1 – газодокремлювач; П-2 – топка під тиском; П-3 – котел-утилізатор; Б-1, Б-2 – катализаторні місткості; Е-2, Е-3 – гідравлічні затвори, що спрямовують домові пари в атмосферу або в котел-утилізатор; Т-1 – холодильник-конденсатор; Т-2 – зволожувач пари; Т-3 – камера охолодження пари; Н-1 – шламовий насос; В-1, В-2, В-3 – повітрорудки; І – сировина (вакуумний газойль); П – катализатор; Ш – повітря; ІV – димові пари; V – конденсат; VI – перегріта пара; VII – пара високого тиску; VIII – вода; IX – паливо; X – жирний газ; XI – нестабільний бензин; XII – легкий газойль; XIII – важкий газойль; XIV – катализаторний шлак

Для скиду каталізатору з реактора й регенератора під час регулярних і аварійних зупинок мається місткість Б-1; для підживлення системи свіжим каталізатором і для регулювання його рівня в реакторі передбачено місткість Б-2.

Гази, що виходять із регенератора за температури $\approx 600^{\circ}\text{C}$, вміщують значну кількість оксиду вуглецю й несуть великий запас тепла. Використання цього тепла, особливо після допалювання оксиду вуглецю, дозволяє одержувати в котлі-утілізаторі П-3 значну кількість водяної пари за тиску ≈ 4 МПА.

Щоб забезпечити точність регулювання відводу збиткового тепла із псевдокиплячого шару в регенераторі Р-2, у змійовики регенератора подають не воду, а насичену водяну пару із зволожника Т-2. Пару, що перегрілась у першій секції змійовиків, охолоджують, упорскуючи водяний конденсат у камеру Т-3, до необхідної температури й подають у другу секцію, де вона знову нагрівається. Після виходу з другої секції пара надходить у парову турбіну компресора вуглеводневого газу, що подається на газофракціонування.

Для розігріву регенератора Р-2 під час пуску установки мається топка П-2, де нагрівають повітря, що спрямовується в регенератор Р-2. Коли температура каталізатора в регенераторі Р-2 досягне 300°C , топку П-2 відключають і подають паливо безпосередньо в псевдокиплячий шар регенератора Р-2, аж до виходу на нормальний температурний режим.

Швидкість циркуляції каталізатора регулюють, змінюючи кількість повітря, подаваного на транспортування відпрацьованого каталізатору. Оскільки на циркуляцію каталізатора впливають коливання тиску в реакторі Р-1 і в регенераторі Р-2, різниця тиску між цими апаратами підтримується постійною за допомогою автоматично регульованої засувки на димовій трубі регенератора.

Як і на будь-якій установці з псевдокиплячим шаром, тиск в апаратах і висота їх розміщення повинні бути вибрані з таким розрахунком, щоб був деякий позитивний градієнт тиску з боку того апарата, звідки переміщується каталізатор.

3.2.2. Експлуатація установки каталітичного крекінгу [7]

3.2.2.1. Пуск реакторних блоків установки каталітичного крекінгу

Після ретельного внутрішнього і зовнішнього огляду апаратів, трубопроводів, дозуючих і живлючих пристроїв, арматури і т.д. розпочинають поступовий розігрів системи нагрітим повітрям.

Повітря надходить в систему під тиском із топки, куди воно нагрівається турбоповітродувкою. Температуру газів на виході із топки підвищують поступово зі швидкістю приблизно 30...40°C за годину. Більш форсоване підвищення температури викликає деформацію апаратів і трубопроводів, що може порушити герметичність системи особливо в місцях спряження окремих деталей. За температури 200...250°C відкривають засувки на лініях, що ведуть до реактора Р-1 і регенератора Р-2 і закривають засувки на лінії скиду гарячого повітря в атмосферу після печі П-2. Повітря надходить у реактор Р-1 регенератор Р-2 у висхідному напрямку через пневмопроводи й повітряні трубопроводи, а виводиться через вихлопні лінії на шламових трубах (із реактора Р-1) і димову трубу (із регенератора Р-2).

Одночасно з розігрівом апаратів і трубопроводів у змійовики регенератора Р-2 розпочинають подавати водяну пару із пароперегрівача.

Коли температура в апаратах досягне 280...310°C, розпочинають завантаження реактора каталізатором із завантажувального бункера. Завантаження здійснюють за повністю відкритих верхніх (запасних) клапанах; подачу каталізатора регулюють нижніми (робочими) клапанами. Під час навантаження слідкують за температурою газів в електрофільтрі й не допускають падіння її нижче 110°C.

Подачу повітря в усі транспортні лінії доводять до нормальної величини, установлені технологічним регламентом. Концентрація каталізатора в транспортних лініях не повинна перевершувати допустиму; її регулюють засувкою на стояку для перепуску каталізатора з бункера в зазначені лінії. Одночасно налагоджують також нормальну подачу повітря в розподільчі короби регенератора.

Після завершення завантаження реактора Р-1 завантажувальну лінію на дільниці від бункера до транспортної лінії регенератора про-

дувають і починають подавати каталізатор із бункера в регенератор. Швидкість завантаження повинна бути такою, щоб температура в апараті не падала нижче 150°C .

У систему завантажують до 40 т каталізатору, який нагрівають описаним вище способом до $300\text{...}320^{\circ}\text{C}$. Подальший рівномірний розігрів до $425\text{...}450^{\circ}\text{C}$ здійснюють за рахунок тепла від спалювання палива, подаваного нижче шару каталізатора невеликими порціями через кожні 5...10 хвилин до форсунок у корпусі регенератора. Спалювання палива — вельми відповідальна операція, оскільки можуть утворюватись вибухонебезпечні концентрації парів його в регенераторі. Температуру на виході з пароперегрівача доводять до $400\text{...}420^{\circ}\text{C}$.

Одночасно з підвищенням температури в системі продовжують завантаження каталізатора до установленної норми (150...180 т), а далі налагоджують його циркуляцію. Перепуск каталізатора із реактора в регенератор здійснюють за заданого стабільного збиткового тиску в реакторі, що досягається прикриттям засувки на шламовій трубі.

Регулюючи роботу паливних форсунок доводять температуру в регенераторі до 500°C . Реактор розігрівають збільшенням кратності циркуляції каталізатору. Температуру газів, що виходять із топки під тиском, поступово знижують приблизно до 200°C .

Перед початком пуску реакторного блоку на протязі 30 хвилин подають водяну пару в транспортну лінію для стабілізації кратності циркуляції каталізатора. Перевіряють також систему надходження перегрітої пари в цю лінію й у відпарну зону реактора й надійність закриття засувки на лінії подачі повітря в реактор. Одночасно готують до пуску нагрівально-фракціонуючу частину установки. За температури на виході з печі $380\text{...}400^{\circ}\text{C}$ розпочинають пуск сировини в транспортну лінію реактора за одночасного зменшення подачі перегрітої водяної пари.

Живлення форсунок регенератора паливом продовжують до тих пір поки не почне вигорати накоплений на каталізаторі кокс, і температура середовища буде підтримуватись за рахунок тепла його згорання. При цьому температура киплячого шару в регенераторі повинна бути не вище 570°C для попередження перегріву каталізатора.

3.2.2.2. Експлуатація реакторних блоків установки каталітичного крекінгу

Загальна тривалість пуску установки складає 32...48 годин. За цей час здійснюється налагоджування безпечного технологічного режиму роботи установки з переведенням на автоматичне управління й контроль відповідно з технологічним регламентом установки.

Нормальна експлуатація реакторного блоку може бути припинена з ряду причин; основні з них наведено нижче:

1) припинення подачі сировини. При цьому установку треба перевести на режим циркуляції й розпочати подачу перегрітої водяної пари в транспортну лінію реактора, щоб відвернути застосування й ущільнення в ній каталізатору;

2) припинення подачі водяної пари. Установку треба перевести на режим циркуляції, припинивши подачу сировини в реактор і циркуляцію каталізатора в системі реактор — регенератор. Якщо своєчасно не прийняти відповідних заходів, це може призвести до попадання сировини (нафтопродукту) у транспортну лінію регенератора, прогорання труб змішувача пароперегрівача й забивка трубопроводів коксом;

3) відключення електроенергії. При цьому в транспортну лінію реактора необхідно подати перегріту пару, а також закрити регулюючі засувки на стояках для каталізатора й повітропроводів. Під час тривалого відключення електроенергії установку в аварійному порядку зупиняють;

4) збільшення тиску в реакторі. У даному випадку треба зменшити кількість подаваної сировини в апарат, знизити температуру в зоні реакції, зменшити кількість водяної пари для продувки каталізатора і т.д. Якщо при цьому не вдається знизити тиск, припиняють циркуляцію каталізатору;

5) припинення циркуляції каталізатора. Воно може бути викликане закупоркою транспортних ліній, зависом каталізатора в стояках і зниженням його рівня в регенераторі або реакторі.

Способи ліквідації аварійних ситуацій для кожної технологічної установки зазначаються в регламентах, якими треба керуватись.

3.2.2.3. Зупинка реакторних блоків установки каталітичного крекінгу

Для нормальної зупинки реакторного блоку транспортну лінію реактора звільнюють від сировини й циркуляцію каталізатора в системі здійснюють перегрітою водяною парою. Після зупинки подачі в реактор шламу, що накопився в колоні, пари з реактора відводять через скидну лінію за відключеної шламової труби. Систему продувають і охолоджують водяною парою до 300⁰С, а каталізатор із реактора перепускають у регенератор і звідти направляють у бункери.

3.2.2.4. Характер зносу реакторів і регенераторів каталітичного крекінгу при їх експлуатації

Обладнання, трубопроводи, арматура й змішувальні пристрої піддаються головним чином абразивному зносу потоком каталізатора. Внутрішні пристрої коробляться від дії високих температур. Сильніше за все зношуються транспортні лінії й циклонні сепаратори зі стояками. Ступінь стирання залежить від концентрації, розмірів частинок і швидкості каталізатора і транспортним потоку, а також від тиску його на стінки апарата або трубопроводу під час руху (у циклонах, у місцях згинань на транспортних лініях, у нижніх частинах їх горизонтальних діляниць і т.п.).

3.3. Рішення питань оперативної експлуатації установок піролізу вуглеводневої сировини [8]

3.3.1. Технологічна характеристика установок піролізу вуглеводневої сировини

Для виробництва синтетичних матеріалів (продуктів) потрібно мати великі ресурси вуглеводневої сировини. Такою сировиною можуть бути не тільки нафта, вугілля та ін., але й численні вуглеводневі напівпродукти (мономери), головним чином олефіни — етилен, пропілен, бутадієн, бутілени, для одержання яких необхідно мати великі

виробничі потужності. Серед зазначених напівпродуктів перше місце за масштабами споживання займає етилен, що використовується для синтезу поліетилену, оксиду етилену, стиrolу, етилового спирту). Потреба в етилені безперервно зростає.

Проектування й будівництво підприємств і установок з виробництва олефінів тісно пов'язуються з джерелами сировини й технологічними методами його переробки. З основних видів сировини, що використовується для виробництва олефінів та інших нафтохімічних продуктів, великий інтерес викликають витягуванні з попутних газів нафтовидобутку газовий бензин і скраплені гази (бутан і деяка частина пропану), що відрізняються низькою собівартістю.

На рис. 3.6. показано сучасну схему установки піролізу бензинових фракцій, що вміщує в своєму складі також промивку газів піролізу і відділення смол у ректифікаційних колонах, загартування, рекуперацію тепла, систему циркулюючого масла та ін. технологічні вузли. Характерною особливістю цієї системи є також використання замість котлів—утилізаторів, працюючих на даутермі, загартувально-випарювальних апаратів, що безпосередньо використовують тепло газів піролізу, що рухаються з великою швидкістю, для виробництва водяної пари. Бензин нагрівається в теплообміннику 28 до 100°C , а далі після змішування з перегрітою водяною парою подається в конвекційну камеру двопотокової печі піролізу.

Сировину (бензин) зі складу підприємства подають по трубопроводу під збитковим тиском $1,0\text{...}1,2$ МПа на установку піролізу. Абсолютний тиск газів піролізу на виході з печі $0,2\text{...}0,22$ МПа. Із печей гази піролізу за 750°C скеровуються в загартувальну камеру 2, де вони швидко охолоджуються до 700°C за рахунок випарювання подаваного водяного конденсату. Подальше охолодження газів піролізу до 400°C має місце в загартувально-випарювальному апараті 3, де їх тепло використовується для одержання водяної пари. Живильна вода для загартувально-випарювального апарата перекачується живильними насосами через теплообмінник 7, де попередньо перегрівається до 150°C . Водяна пара, що утворилась у загартувально-випарювальному апараті надходить через паросепаратор у паропровід із збитковим тиском $3,0$ МПа. Із загартувально-випарювального апарата гази піролізу надходять в апарат 4, куди подається поглинальне масло, що має температуру 70°C , яке охолоджує гази піролізу й змиває відкладення смол і коксу в зібранім трубопроводі.

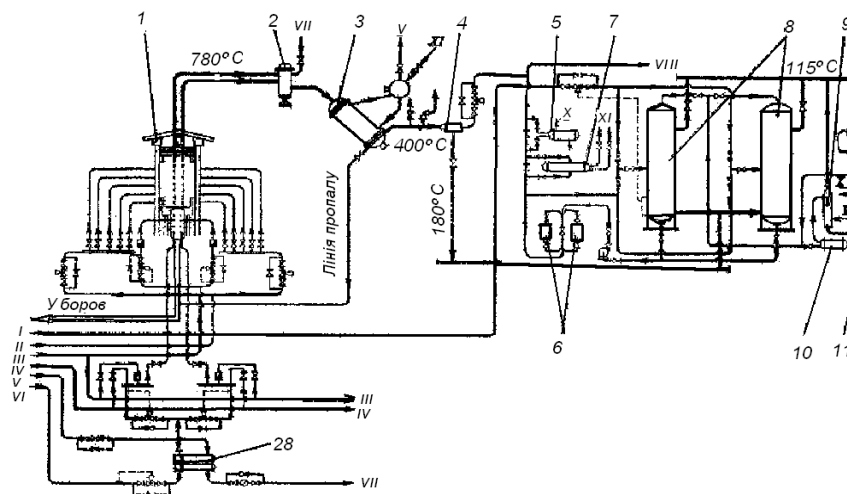
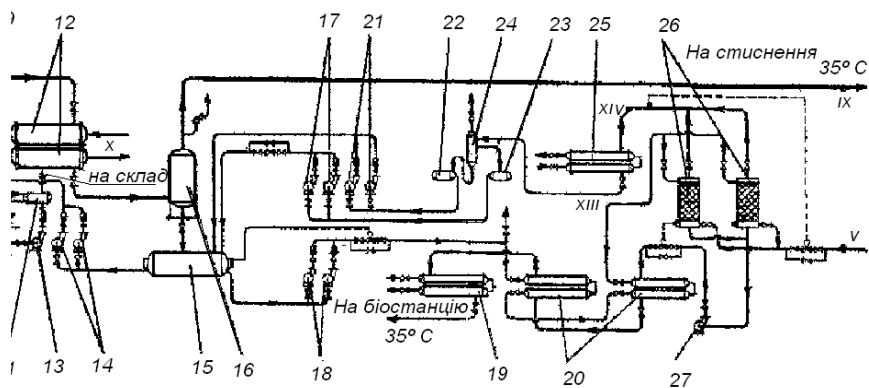


Рис. 3.6. Сучасна технологічна схема установки піролізу бензину:
 3 – загартувально-випарювальний апарат;
 масла; 6 – фільтри поглинального масла; 7 – теплообмінник нагріву
 легкого масла; 10 – теплообмінник легкого масла; 11 – холодильник легкого
 масла; 15 – місткість для розшарування води й легкого масла;
 19 – холодильник; 20, 28 – теплообмінники; 21 – насоси господарської
 вуглеводнів і водяної пари; 26 – фільтр для хімічно забрудненої води;
 II – опалювальний газ; III – водяна пара (абсолютний тиск 1,2 МПа);
 МПа); VI – бензин (абсолютний тиск 1,2 МПа); VII – конденсат водяної
 X – охолоджувальна вода; XI – живильна вода; XII – конденсат;
 вхід в конденсатор



- 1 – піч піролізу бензину; 2 – загартувальна камера;
 4 – апарат для впрскування масла; 5 – холодильник поглинального 7 –
 живильної води; 8 – колони первинної ректифікації; 9 – відпарна колона
 масла; 12 – холодильники-конденсатори; 13, 14, 17 – насоси легкого
 16 – сепаратор газів піролізу; 18 – насоси хімічно забрудненої води;
 води; 22, 23 – місткості; 24 – флорентійська посудина; 25 – конденсатор
 27 – насос відкачки стоків на біостанцію; I – свіже поглинальне масло;
 IV – повітря для пропалювання; V – водяна пара (абсолютний тиск 0,8
 пари; VIII – циркулююче промивне масло; IX – гази піролізу;
 XIII – забруднена вода на фільтри; XIV – пари води й вуглеводнів на

Охолоджені гази піролізу, що виходять з усіх печей, подаються в один трубопровід і спрямовуються на промивку в дві паралельно працюючі колони первинної ректифікації 8. У нижній частині колони гази піролізу відмиваються від сажі й коксу циркулюючим поглинальним маслом, що має температуру 180°C; густина зрошення колони витримується на рівні 10 м³/(м²·г). У верхній частині колони гази піролізу охолоджуються до 115°C за рахунок випарювання надходжуваного туди легко масла. При цьому важкі вуглеводні, що вміщуються в газах, конденсуються.

Після колон первинної ректифікації гази піролізу надходять у загальний колектор і спрямовуються в холодильники—конденсатори 12, де остаточно охолоджуються водою до 35°C; при цьому конденсується легке масло й водяна пара. Суміш газу й конденсату надходить у сепаратор 16. У сепараторі 16 гази піролізу відділяються від конденсату, вуглеводнів і водяної пари, далі надходять у цех газорозділення.

Поглинальне масло, що має температуру біля 180°C, збирається у нижній частині колони 8, звідки надходить в загальний колектор масла й насосом перекачується у фільтри 6, призначені для очистки масла від домішок сажі й коксу. Частина масла зразу після фільтрів спрямовується на зрошення в колони, інша частина охолоджується водою в холодильнику 5 до 70°C і далі впроскується в апарат.

Для зниження концентрації у циркулюючій поглинальній маслі невідфільтрованих сажі й коксу, а також для видалення збитку цього масла, що утворилось під час конденсації вуглеводнів із газів піролізу, частина його виводиться по трубопроводу на склад.

Суміш конденсату вуглеводнів і водяної пари із сепаратори 16 надходить самопливом у місткість 15. Із цієї місткості основна частина легкого масла за допомогою насоса 14 повертається на зрошення у верхню частину промивної колони. Легкі вуглеводні відділяють від масла у відпарній колоні 9 водяною парою, що має абсолютний тиск 0,8 МПа. Відпарені легкі вуглеводні разом із водяною парою додаються до газів піролізу перед холодильником 12, а легке масло, охолоджене в холодильнику 11 до 35°C, перекачують на склад насосом 13.

Конденсат водяної пари, забруднений вуглеводнями, із місткості 15 забирається насосом 18, підігрівається в теплообміннику 20 і надходить на фільтри 26, куди одночасно подають водяну пару. Частина забрудненого конденсату безпосередньо після фільтрації спрямовують

за допомогою насоса в гартувальну камеру 2. Відпарені у фільтрі 26 легкі вуглеводні з водяною парою конденсуються в конденсаторі 25 і надходять у флорентійську посудину 24, де відбувається їх розділення.

Технологічна схема передбачає використання тепла відхідних димових газів. Для цього використовують котли-утилізатори типу КУ-40, призначені для вироблення водяної пари з абсолютним тиском 0,8 МПа. Димові гази, що віддали своє тепло, викидаються за допомогою димососів у димову трубу.

Для котлів-утилізаторів і загартувально-випарювальних апаратів печей улаштовується спеціальна система водопідготовки, що складається з деаераторної колонки, деаераторного бака, насосів та іншої апаратури.

У зв'язку зі значними витратами водяної пари під час піролізу бензинових фракцій використання вторинних енергоресурсів (утилізаційної пари) набуває важливого значення для економічних показників роботи установки піролізу. Не менш важливе значення для економічних показників має раціональне використання піроконденсату й важких смол, виділених у колонах системи первинної ректифікації. Описана технологічна схема забезпечує їх одержання як побічних продуктів.

3.3.2. Пуск установки піролізу

Після закінчення монтажних або ремонтних робіт на установці піролізу всі вузли установки перевіряють на герметичність. Тиск піднімають до робочого й ретельно обмилюють роз'ємні й нероз'ємні з'єднання (фланці, зварні шви та ін.) для виявлення перепусків газу. Перевіряють також падіння тиску в системі, яке повинно відповідати вимогам технологічних інструкцій (за звичай 0,2% на 1 годину).

Після випробувань на герметичність повітря із системи видаляють, а апарати й трубопроводи продувають інертним газом. Продувку закінчують, коли вміст кисню в продувальному газі на виході із системи буде менше 3% об. Далі на установку подають водяну пару й оборотну воду. Перед подачею пари необхідно відкрити всі дренажні вентилі й свічки. Пару подають поступово. Дренажі й свічки закривають після того, як з них піде суха пара. Перед подачею води в місцях можливого утворення повітряних мішків необхідно відкрити вентилі, з'єднані

з атмосферою (повітряники). Після видалення повітря вентиля закривають. Наступна операція — приймання води для заповнення циркуляційної системи й пуск насосів для подачі циркулюючої води, що подають її через холодильники й скрубери (пінні апарати) і гартувальні апарати.

Далі піч готують до розпалювання. Попередньо топку печі продувають водяною парою, беруть пробу газу на аналіз, щоб переконались у відсутності в топці вибухонебезпечної суміші. У відповідності з інструкцією лінію паливного газу (від діючої магістралі до колектора біля печі) продувають інертним газом.

Після закінчення продувки паливний газ спрямовують у розподільні колектори печі й розпалюють пальники. Після розпалювання першого пальника і його розігріву повільно відкривають вентиля паливного газу на суміжних з ним пальниках і слідкують за займанням газо-повітряної суміші в їх каналах.

Якщо кладка печі знаходилась у ремонті, її необхідно просушити, спалюючи паливний газ у декількох пальниках і витримуючи температуру на перевалі 100°C на протязі трьох діб. Далі зі швидкістю $50\dots60^{\circ}\text{C}$ за 1 годину піднімають температуру у топці до 550°C . За цієї температури в змійовик печі подають водяну пару (30...40% від продуктивності печі по сировині), щоб під час підняття температури до робочої захистити піролізні труби від перегріву. Швидкість піднімання температури до робочої $70\dots100^{\circ}\text{C}$ за 1 годину. Одночасно з розігрівом печі починають подавати охолоджувальну воду в конденсатори газів піролізу і в холодильники, а водяний конденсат або пару — в гартувальний апарат, установлений перед котлом-утилізатором.

Після того, як температура на перевалі печі досягне 750°C , сировину починають повільно подавати в піч зі швидкістю 30% продуктивності печі за 15...20 хвилин. Одночасно збільшують подачу паливного газу і зменшують подачу водяної пари до прийнятої за технологічним режимом кількості (у залежності від виду сировини).

Гази піролізу, що виходять із печі, подають послідовно в гартувальний апарат, конденсатор і турбулентний промивач, а звідти на газорозділення. Під час проходження через вузол охолодження з газів піролізу починає виділятися водосмоляна суміш, яка збирається в спеціальних відстійниках. Для зменшення вмісту смолистих продуктів воду з відстійників відкачують у флорентійський апарат. Туди ж через барботер під абсолютним тиском 0,6 МПа подають азот. Водосмоляну суміш із бульбашками газу перепускають в апарати,

працюючі під атмосферним тиском. Інертний газ, виділяючись із суміші, виносить смолу в спеціальні збірники (процес флотації) в спеціальні збірники, а вода надходить у колону для відпарки від вуглеводнів, що залишились у ній. Під час заповнення водою куба відпарної колони в неї подають водяну пару й збільшують подачу охолоджувальної води в конденсатор цієї колони. Очищену таким чином воду направляють у каналізаційний колектор, а вуглеводні відкачують на склад.

У період пускових робіт здійснюють також наладку систем регулювання всіх приладів автоматики. За звичай установку піролізу виводять на нормальний технологічний режим вручну, а далі включають системи регулювання й прилади автоматичного управління.

3.3.3. Експлуатація установок піролізу

Після виводу установки на нормальний технологічний режим необхідно забезпечити випуск кондиційного продукту за визначеної продуктивності. Основні показники технологічного режиму, вимоги до сировини й готової продукції, для персоналу під час аварійних ситуацій зазначаються в технологічному регламенті. Для кожного технологічного вузла складають інструкції, які повинні точно виконуватись обслуговуючим персоналом. Піролізну установку можна розділити на такі технологічні вузли: піролізні печі; випарювальна апаратура; скрубери, гартувальні й пінні апарати; відстійники; насоси; холодильники. Коротко розглянемо експлуатацію цих технологічних вузлів.

3.3.3.1. Експлуатація піролізних печей

Рівномірному розігріву сировини у змішувачах печі сприяє правильний режим горіння. У печах із панельними горілками полум'я практично не повинно бути видно. За нерозігрітих панелей воно повинно бути блідо-жовтого кольору; довжина факела повинна бути 3...5 см. Необхідно вірно підібрати діаметр сопла й отвір для ежекції повітря в пальнику. Кіптяве полум'я свідчить про незадовільну роботу сепараторів на лінії паливного газу або присутності в ньому рідких вуглеводнів.

Основні показники роботи печі — температура димових газів на перевалі й біля склепіння печі (900...950°C). Температура на пере-

ході сировини з конвекційної секції в радіантну повинна бути близькою до 600°C. Через те що під час роботи печі може бути перегрів труб змійовиків, необхідно ретельно слідкувати за кольором труб, який не повинен бути світлішим темно-вишневого. Якщо за нормального завантаження й розрахункової температури на перевалі поверхня труб буде світлого відтінку, це означає, що погіршилась теплопередача з причини відкладень коксу всередині труб змійовика. У цьому випадку необхідно збільшити подачу водяної пари й зменшити завантаження печі, перевівши її на режим випалення коксу. Якщо зазначені заходи не будуть прийняті своєчасно, можуть прогоріти труби змійовика печі, що можна виявити по появі гофрованих ділянок і нерівностей на трубах. У таких випадках піч і всю установку зупиняють і ремонтують піч.

3.3.3.2. Експлуатація випарювальної апаратури

Під час роботи випарювальної секції необхідно слідкувати за температурою перегріву сировини. Водяну пару в апарати необхідно подавати плавно, не допускаючи гідравлічних ударів. Конденсаційні горшки не повинні пропускати пару, тому що при цьому знижується конденсація пари, зменшується тепловіддача і зменшується продуктивність апаратів.

Зниження продуктивності випарювальної секції за нормальної величини тиску водяної пари обумовлено забрудненням трубок випарювача смолами. У цьому випадку випарювач необхідно зупинити на ремонт і використати резервний.

3.3.3.3. Експлуатація скрубєрів, гартівних і пінних апаратів

Одним з основних факторів, що забезпечує нормальну роботу цих апаратів, є безперервна подача охолоджуваної води. Якщо подача води припиняється, необхідно терміново вводити водяну пару. У випадку зниження тиску води або повнім її відключенні відкривається автоматичний регулятор подачі пари або оборотної води. Якщо вода зі скрубєра погано стікає у відстійник, це свідчить про те, що забився зливний патрубок. У цьому випадку скрубєр і піч необхідно зупинити.

У пінному апараті вода повинна рівномірно розподілятися по

тарілках; інакше знизиться теплообмін і підвищиться температура газів піролізу.

3.3.3.4. Експлуатація відстійників

Оскільки густина важкої смоли майже дорівнює густині води, створюється стійка емульсія важкої смоли з водою. Для руйнування цієї емульсії застосовують деемульгатор — нейтралізований чорний контакт (НЧК). Для уникнення порушення циркуляції водносмоляної суміші необхідно слідкувати, щоб вона заповнювала не менше 0,25 об'єму проміжної місткості, що знаходиться на лінії між смоловідстійниками й циркуляційними насосами.

3.3.3.5. Експлуатація насосів і холодильників

Умови експлуатації насосів, що входять у систему установки піролізу, холодильників та іншого не специфічного обладнання, не відрізняються від умов експлуатації подібного обладнання на всіх підприємствах нафтопереробки та нафтохімії.

3.3.4. Нормальна зупинка установки піролізу

Під час нормальної зупинки установки піролізу необхідно припинити приймання й випарювання рідкої сировини і приймання газової сировини. Після приймання подачі сировини в піч у два рази збільшують подачу водяної пари; пінні апарати й скрубери з'єднують з атмосферою. Знижуючи подачу паливного газу, охолоджують топку печі, зі швидкістю близько 100⁰С за 1 годину. Коли знижується в топці температура до 400⁰С подачу паливного газу повністю припиняють. Далі припиняють подачу циркулюючої й оборотної води. Котли — утилізатори зупиняють подачу у міру остигання печі; знижують подачу в них живильної води. Рідку сировину з апаратів випарювальної секції скидають перед припиненням подачі сировини в піч. Апарати випарювальної секції звільняють від вуглеводневих газів, які скидають у паливну мережу або у факельну лінію для спалювання.

Для звільнення відстійників легку й важку смолу повністю вида-

ляють у відповідні збірники, а воду відкачують у місткість циркулюючої води. Трубопроводи смоли продувають інертним газом.

У випадку короткочасної зупинки печі припиняють подачу в неї сировини, збільшують у два рази подачу водяної пари й на 100°C знижують температуру на перевалі. У такому стані установку підтримують до початку виводу її на нормальний технологічний режим.

3.3.5. Заходи з техніки безпеки при експлуатації установки піролізу вуглеводневої сировини

Сировиною й продуктами установки піролізу є вогне- й вибухонебезпечні речовини. Найбільшу небезпеку породжують пентан, бутан, бутилен, пропілен, етилен і водень, що характеризуються малими значеннями нижньої межі вибуховості. До того ж такі гази, як водень і етилен, мають дуже широкі межі вибуховості (водень від 4,1 до 75%; етилен від 2,5 до 34%). Пожежа або вибух може мати місце під час витоку продукту й появи відкритого полум'я. У зв'язку з цим необхідно ретельно слідкувати за станом апаратури й трубопроводів, не допускати витоку продуктів і сировини, строго виконувати вимоги інструкцій з техніки безпеки.

Печі повинні бути оточені контуром парогасіння для створення парової завіси. Всі ремонтні роботи необхідно виконувати інструментами, що не іскрять. Обладнання й трубопроводи треба заземлювати для відводу статичної або атмосферної (блискавка) електрики.

В усіх вибухонебезпечних приміщеннях категорії А електродвигуни повинні бути у вибухобезпечному виконанні.

Після випорожнення апаратів на їх стінках може залишатись сірчисте залізо, яке взаємодіючи під час розкриття апаратів із киснем повітря, самозагорається; у результаті чого може виникнути пожежа або вибух. Тому перед розкриттям апарати необхідно пропарити й промити, а вологе сірчисте залізо не самозагорається.

Всі вогневі й ремонтні роботи треба виконувати за спеціальним дозволом, який підписує начальник установки (цеху), затверджує головний інженер підприємства, після чого цей дозвіл узгоджується з представником пожежної охорони.

Обслуговуючий персонал установки повинен мати засоби індивідуального захисту: спецодяг, протигази. Для захисту від вуглеводнів застосовують протигаз марки А, від сірководню — марки КД,

від всіх вуглеводневих газів — марки М. Роботи в апаратах, колодязях і приямках на установці піролізу треба виконувати в шлангових протигазах ПШ-1 і ПШ-2.

Особлива увага повинна приділятися підготовці до виконання ремонтних робіт і їх здійснення. Бригада може розпочати ремонт тільки у тому випадку, якщо мається на це письмовий дозвіл, складений за спеціальною формою і підписаний всіма керівними особами, відповідальними за організацію й виконання ремонтних робіт.

3.4. Рішення питань оперативної експлуатації установки газофракціонування вуглеводневих газів [9]

3.4.1. Технологічні відомості про установки газофракціонування

Природні, попутні й нафтопідприємські гази являють собою в основному вуглеводневі гази з деяким вмістом домішків. Переробка газової сировини передбачає: видалення важких вуглеводнів, осушку й розділення на фракції або індивідуальні компоненти. Розділення здійснюють комбінуванням різних методів: адсорбція, абсорбція, конденсація й ректифікація.

Широкого розповсюдження набули абсорбційно-газофракціонуючі установки (АГФУ).

Характерною особливістю АГФУ є поєднання попереднього розділення газів на легку й важку частини абсорбційним методом з наступною їх ректифікацією. АГФУ використовуються повсюдно: на газобензинових підприємствах для переробки попутних нафтових газів і газів стабілізації нафти, на нафтопереробних і нафтохімічних підприємствах для розділення різних нафтопідприємських газових сумішей. Процес переробки попутних нафтових газів і газоконденсатів на сучасних газобензинових підприємствах комбінується з процесом стабілізації нафти.

Розглянемо АГФУ для розділення газоподібних вуглеводнів нормальної й ізобудови.

Вуглеводневий склад сировини й продуктів розділення на АГФУ наведено в табл. 3.4.

Вуглеводневий склад сировини й продуктів розділення

Вміст, %	C _{1...C₂}	C ₃ H ₈	ізо-C ₄ H ₁₀	н-C ₅ H ₁₀	ізо-C ₅ H ₁₀	н-C ₅ H ₁₂	C ₆ і вище
Середній склад сировини	2,4	20,1	8,1	22,2	10,2	13,9	23,1
Пропанова фракція	1,9	96,0	1,6	0,5	–	–	–
Ізобутанова фракція	–	1,7	96,2	2,1	–	–	–
Бутанова фракція	–	0,4	2,0	96,6	1,0	–	–
Ізопентанова фракція	–	–	–	1,9	95,8	2,3	–
Пентанова фракція	–	–	–	2,9	94,3	2,8	–

Гексанова фракція, одержувана під час розділення має густину 0,705 г/см³ і характеризується таким фракційним складом: п.к...64°C, википає 10% до 70°C, 50% до 78°C, к.к...138°C.

Технологічну схему АГФУ, що нами тут розглядається, надано на рис. 3.7.

Відповідно зі схемою у фракціонуючій абсорбер 1 надходить газоконденсат, а також віддувальні гази різних процесів. Передбачено можливість подавати в абсорбер 1 гази із установок платформінгу. Температура в абсорбері підтримується за рахунок циркуляції частини флегми через холодильник 3. Фракціонуючу частину абсорбера об'єднано підігрівачем 2, який обігрівается водяною парою.

Із верху абсорбера виводиться фракція вуглеводнів C_{1...C₂} із домішками, а з низу – насичений абсорбент, який проходить підігрівачі 2 і надходить на розділення в двоколонну систему 4–7. З верху колони 4 виводиться широка фракція, вона складається з пропану й бутанів. Фракція важких вуглеводнів C₅ і вище виводиться з низу колони. Для повного виділення бутанів залишок колони 4 спрямовується на додаткове розділення в колону 7. Ректифікат колони 7 повертається у вигляді циркулюючого потоку в колону 4. Із низу колони 7 дебутанізований залишок подають на подальшу ректифікацію.

Пропан–бутанова фракція, що відбирається з верху колони 4, проходить підігрівач 2 і надходить у пропанову колону 9. Пропанова фракція виводиться з верхньої частини колони 9; балансова частина її відкачується з установки. Залишок з низу колони 9 надходить у

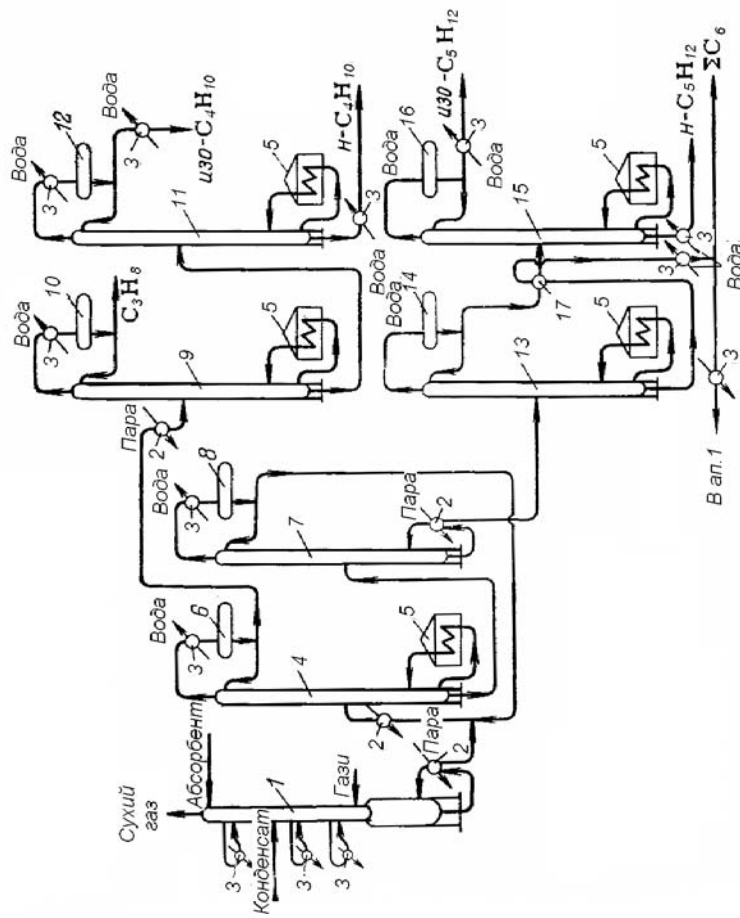


Рис. 3.7. Технологічна схема АГФУ для розділення газоподібних вуглеводнів нормальної й ізобудови:
 1 – абсорбер; 2 – підігрівачі; 3 – холодильники; 4, 7, 9, 11, 13, 15 – ректифікаційні колони;
 6, 8, 10, 12, 14, 16 – місткості; 5 – печі; 17 – теплообмінник

колону 11, із верху якої відводиться ізобутанова фракція, а з низу — фракція нормального бутану.

Залишок із колони 7 спрямовується в колону 13; із верху її виводиться широка пентанова фракція. Остання проходить теплообмінник 17 і надходить на завершальне розділення в колону 15. Із верху колони 15 забирається ізопентанова фракція, а з низу — нормальна пентанова фракція.

Залишкова фракція колони 13 складається із гексанів і більш важких вуглеводнів. Вона охолоджується в теплообміннику 17 і холодильнику 3. Балансова кількість гексанової фракції виводиться в місткість, а циркулююча її частина після додаткового охолодження подається як абсорбент на верхню тарілку абсорбера 1.

3.4.2. Пуск газофракціонуючих установок після планового ремонту

Правильний пуск у роботу ГФУ в значній мірі визначає її нормальну експлуатацію. Послідовність пускових операцій в основному зберігається для ГФУ різних типів. Тому як приклад наводиться описання пуску після планового ремонту абсорбційно-газофракціонуючої установки, схему якої наведено на рис. 3.7.

Перед пуском установки її територія повинна бути очищена від сміття, звільнені сходинокві марші, підходи до протипожежного інвентарю, закриті каналізаційні лотки й колодязі. На обладнанні й трубопроводах обновлюють номери й надписи, зазначають призначення, робочі умови, середовище й напрямок руху потоку.

Оглядають протипожежний інвентар, наявність вогнегасників, кошки, лопат, носилок, шлангів, перевіряють роботу пожежних гідрантів на пруги території установки, пожежної сигналізації, пробують парогасіння у робочих приміщеннях. Перевіряють також наявність засобів індивідуального захисту обслуговуючого персоналу.

Розвішують на робочих місцях інструкції з техніки безпеки, виписки з технологічного регламенту й норми технологічного режиму, готують до роботи вахтові журнали, журнали аналізів продуктів і операторний лист (аркуш).

Перед пуском необхідно здійснити ретельний зовнішній огляд обладнання й апаратури установки, звернувши особливу увагу на закритість люків, пробок, наявність огорожень біля обертальних де-

талей. Перевіряють також наявність і стан ущільнень насосів. Змащують високовязким мастилом штоки запірної арматури, на приймальних трубопроводах насосів і компресорів установлюють фільтри сітки.

Далі перевіряють чистоту газоходів і камери згорання печей, роботу шиберів і роблять на них відмітки “відкрито” і “закрито”. Перевіряють наявність заземлення апаратів і трубопроводів та актів на їх випробування.

Перевіряють підключення установки до загальнопідприємського господарства: трубопроводи технологічних потоків; паро- повітря- і конденсатопроводи; трубопроводи свіжої оборотної й питної води та інших холодоагентів; поливні лінії; промислову й побутову каналізацію; лінії скиду некондиційних продуктів у сировинні резервуари.

Апарати й трубопроводи, що працюють під тиском, повинні бути оглянуті інспектором Держтехнагляду; треба виконати гідровипробування їх на тиск; що перевершує робочий, за діючими правилами. Гідравлічні випробування печей здійснюють після їх ремонту. Необхідно відрегулювати й випробувати окремо від апаратів запобіжні клапани, що треба зафіксувати актом; перевірити справність манометрів і відповідності їх шкал межам замірів, опломбувати манометри.

По ходу руху технологічних потоків знімають заглушки, відглушують непрацюючі апарати й трубопроводи (всі установлені й зняті заглушки реєструють у спеціальному журналі).

Наступним етапом підготовки установки до пуску є приймання енергетичних ресурсів. Це узгоджується з диспетчером підприємства і відповідною службою підприємства.

Стиснуте повітря для приладів КВП надходить із центральної повітряної компресорної підприємства по повітропроводах. Повітря до приладів подається за включеного регулятора тиску повітря. Після прийняття повітря розпочинають перевірку контрольно-вимірвальних приладів.

Перед прийманням води на установці закривають усі засувки на лініях подачі води до апаратів і обладнання й відкривають дренажні лінії. Подачу води починають повільним відкриттям засувки. Перевіряють прохідність і перепускную здатність лінії подачі води. Перевіряють також надходження оборотної води на охолодження ущільнень і підшипників насосів. Включають у роботу прилади, що реєструють тиск і витратоміри води, закривають дренажні лінії й подають воду в апарати. Одночасно перевіряють роботу системи каналізації і справність гідравлічних затворів.

Перед прийманням водяної пари на установці закривають вентилі на лініях подачі пари до апаратів і відкривають всі дренажні вентилі на паропроводах і конденсаційних горшках. Знімають заглушки із загальнопідприємської магістралі й трохи відкривають (на 1/4 оберту) парову засувку. Парою повільно прогрівають систему паропроводів. Видаляють конденсат, запобігаючи утворенню гідравлічних ударів, до появи в дренажних лініях сухої чистої пари. У міру прогріву системи поступово збільшують витрати пари, включаючи до роботи регулятор тиску й витратомір.

Далі перевіряють стан електродвигунів компресорів, вентиляторів і насосів, живлення електроенергією КВП. Після усунення дефектів приймають електроенергію на установку. Одночасно перевіряють роботу приточної й витяжної вентиляції.

Перевіряють працездатність всієї системи пробним пуском установки на воді. Далі цю воду видаляють і систему продувають повітрям до повного видалення води. Після цього систему трубопроводів і апаратів перевіряють на герметичність, продуваючи й опресовуючи її повітрям за робочого тиску. Система витримується за такого тиску не менше 2 годин. Якщо падіння тиску в системі буде не більше 0,2% від робочого, система вважається достатньо герметичною й готовою до пуску. У протилежному випадку необхідно знайти витечку, усунути її і знову систему опресувати.

На установку приймають інертний газ або сухий газ із газового вузла підприємства і вся система звільнюється від повітря. Перед продувкою газових ліній відглушують форсунки на печах. Продувку здійснюють до тих пір, поки все повітря не буде витіснене газом і вміст кисню в інертнім газі стане менше 1% об. Після одержання задовільних аналізів інертного продувочного газу підготовка установки до пуску вважається закінченою.

Пускають установку за такої послідовності. Приймають на установку сировину й реагенти для очищення сировини й готової продукції. Місткості й відстійники заповнюють сировиною до робочого рівня. Закачують сировину в абсорбер 1 і включають у роботу регулятор витрат (рис. 3.7). Після досягнення в абсорбері 1 робочого рівня його включають у роботу, для чого відкривають засувки на вході й виході сировини в підігрівач і на виході парів із нього у відгінну секцію абсорбера 1.

Перевіряють готовність до роботи блоку очистки сировини. Включають у роботу КВП (регулятори рівня витрат сировини, тиску,

температури низу абсорбера 1, сигналізатори рівня води й реєстратор температури в абсорбері) і сировинні насоси; при цьому необхідно слідкувати за рівнем у підігрівачі 2 абсорбера 1. Після появи в підігрівачі 2 робочого рівня в міжтрубнім просторі починають подавати теплоносії. Для цього відкривають засувку на лінії виходу парового конденсату з підігрівача 2 і повільно, для уникнення гідравлічного удару, відкривають засувку на лінії входу пари в підігрівач. Включають в роботу регулятор температури сировини на виході з підігрівача. У такому ж порядку пускають у роботу всі підігрівачі.

Температуру в нижній частині абсорбера 1 піднімають до 70°C зі швидкістю $10\dots 12^{\circ}\text{C}$ за 1 годину. Піднімаючи температуру, включають у роботу клапан, що регулює тиск на виході сухого газу з акумуляторів (на схемі не показано). У холодильники 3 подають воду й налагоджують циркуляцію проміжних охолоджень фракціонуючої частини апарата. Після цього підключають до роботи клапани, що регулюють витрати потоків охолоджень.

Тиск в абсорбері 1 доводять до $1,1\dots 1,4$ МПа. Як тільки в акумуляторі з'явиться рівень рідини, її відкачують у місткість, включають сигналізатор рівня в акумуляторі. За рахунок подачі сировини в нижній частині абсорбера 1 підтримується нормальний рівень. За тиску в абсорбері $1,1\dots 1,4$ МПа, температурі низу $65\dots 80^{\circ}\text{C}$ і верху не більше 45°C відбирають проби верхнього (сухого газу) і нижнього продуктів.

Абсорбент подають в абсорбер 1 після виводу на режим ректифікаційної колони 13, із низу якої виділяється гексанова фракція (абсорбент). До виводу на режим цієї колони як абсорбент у фракціонуючу частину абсорбера 1 подають сировину.

Одночасно з виводом на режим фракціонуючого абсорбера 1 готують до виводу на режим ректифікаційну колону 4. Для цього відкривають засувки по ходу сировини в підігрівач 2 і на виході з нього в колону. Включають у роботу регулятори рівня й витрат сировини в колоні. Колону заповнюють сировиною до робочого рівня. Подають водяну пару в підігрівач 2 і оборотну воду в конденсатор-холодильник 3. Налагоджують циркуляцію сировини через піч 5. Запалюють форсунки печей, включають в роботу клапани, що регулюють витрати продукту на вході в піч і температуру продукту на виході з печі. Піднімають температуру нижньої частини колони до $135\dots 155^{\circ}\text{C}$ зі швидкістю $10\dots 12^{\circ}\text{C}$ за годину. Одночасно включають у роботу клапани, що регулюють тиск в колоні; тиск у колоні

доводять до 0,75...1,00 МПа. Коли з'являється продукт у місткості 6, подають холодне зрошення в колону і включають в роботу регулятор температури у верхній частині колони. За тиску 0,75...1,00 МПа та температурі 52...63°C у верхній частині колони й тиску 0,78...1,05 МПа та температурі 135...155°C у нижній відбирають проби верхнього (пропан—бутанової фракції) і нижнього продуктів (пентан—гексанової фракції).

Аналогічно підключають у роботу ректифікаційну колону 7. Під час виводу на режим обох ректифікаційних колон верхній продукт колони 4 і нижній продукт колони 7 насосами відкачують по лінії нетоварної продукції в сировинний резервуар. Після виводу колони 7 на режим налагоджується надходження пропан—бутанової фракції в колону 9 і пентан—гексанової в колону 13.

Всі ректифікаційні колони 8, 13, 11 і 15 включають у роботу послідовно за порядком, описаним тут вище. Під час виводу на нормальний технологічний режим ректифікаційних колон 9 і 11 продукти, одержувані в них, направляють у сировинні місткості.

Після виводу на нормальний технологічний режим колони 9 бутанова фракція з низу її надходить у колону 11. Пропанова ж фракція зверху колони після досягнення відповідної якості надходить у товарний парк.

Під час виводу на режим колони 13 пентанова фракція з місткості 14 насосом направляється на подальше розділення в колону 15. Гексанова фракція, одержувана в нижній частині колони 13 надходить на зрошення в абсорбер 1. Попередньо включають у роботу теплообмінник 17 і холодильник 3, що слугують для охолодження потоку абсорбенту. Збиток гексанової фракції через клапан, що регулює рівень у колоні 13, виводиться з колони, охолоджується й подається на очистку від сполук сірки.

Аналогічним чином включають в роботу й ректифікаційні колони 11 і 15.

3.4.3. Нормальна експлуатація установок газофракціонування

Для забезпечення нормальної експлуатації установки необхідно:

— безперервно постачати на установку сировину, водяну пару, газ постійного тиску, свіжу технічну охолоджену й оборотну воду,

реагенти, холодоагенти, електроенергію й повітря;

— не допускати різких коливань завантажень ректифікаційних колон, коливань температур і тиску в усіх апаратах;

— строго підтримувати нормальні рівні в місткостях, підігрівачах, колонах і т.д.

Необхідно також контролювати якість вироблюваної продукції відповідно з графіком лабораторного контролю й відповідно із цим керувати технологічний режим установки. Під час експлуатації треба регулярно перевіряти роботу показуючих і регулюючих приладів, постійно вести нагляд за станом обладнання, апаратів, трубопроводів, запірної арматури, за роботою насосів, слідкувати за справністю промислової каналізації.

Важливе значення для нормальної роботи установки має правильна експлуатація апаратів, що працюють під тиском. Апарати, що працюють під тиском вище 0,07 МПа (без урахування гідростатичного тиску), виготовляються й експлуатуються у відповідності з Правилами Держтехнагляду. Вони повинні бути обладнані приладами для вимірювання тиску й температури, запобіжними пристроями, запірною арматурою, покажчиками рівня рідини. Запірну арматуру установлюють на вхідних і вихідних трубопроводах, між апаратом і запобіжним клапаном запірну арматуру не розміщують.

Кожний апарат, працюючий під тиском, має манометр, що установлюється на штуцері корпуса або трубопроводу апарата до запірної арматури. Манометр повинен мати клас точності не нижче 2,5 і підбирається з такою шкалою, щоб межа виміру робочого тиску знаходилась у другій її третині.

Число запобіжних клапанів, їх розміри й перепускна здатність вибирається з розрахунку так, щоб у посудині не міг утворитись тиск, що перевершує робочий більше, ніж на 0,05 МПа для апаратів із тиском від 0,3 МПа, на 15% — для апаратів із тиском від 0,3 до 6 МПа і на 10% — для апаратів із робочим тиском вище 6 МПа. Поряд із робочими клапанами (за звичай пружинні), на патрубках апарата в доступнім для огляду місці.

Гази, що викидаються із апарата через запобіжний клапан, повинні спрямовуватись у газгольдер, на факел або в інше безпечне в пожежному відношенні місці, але ні в якому разі не на територію установки. Запобіжні клапани розраховуються на поступове підвищення тиску в апараті й володіють визначеною інерційністю. Тому додатково апарати обладнуються запобіжними мембранами, які руйну-

ються за миттєвого підвищення тиску вище визначеної величини. Вибір типу й матеріалу мембрани залежить від умов експлуатації посудин і апаратів.

Апарати, працюючі під тиском піддаються внутрішньому огляду для виявлення стану внутрішніх і зовнішніх поверхонь і впливу середовища на стінки не рідше одного разу на 4 роки й гідравлічному випробуванню водою з попереднім внутрішнім оглядом не рідше одного разу на 8 років.

Нормальну зупинку установки здійснюють за графіком планового ремонту. Про намічені строки зупинки установки доводять до відома диспетчера підприємства й усі виробничі дільниці, пов'язані з ГФУ. Під час зупинки установки перш за все припиняють приймання сировини із сировинного парку. Одночасно знижують продуктивність установки по сировині до повного його використання (витрат) із місткості.

У міру зниження завантаження сировини в абсорбери й ректифікаційні колони зменшують подачу пари в підігрівачі, знижуючи температуру гарячого зрошення зі швидкістю 10...15⁰С за годину. Після охолодження флегми в підігрівачах до 40...50⁰С припиняють подачу пари й перекривають засувки на паропроводах. Одночасно знижують температуру теплоносія на виході з печей зі швидкістю 25...30⁰С за 1 годину. За температури "гарячої струмینی" 35...40⁰С гасять форсунки печей, у камеру згорання подають водяну пару й перекривають усю запірну арматуру на лініях подачі палива до печей.

За відсутності сировини в місткості зупиняють сировинні насоси й закривають засувки на лініях подачі сировини в абсорбер і ректифікаційні колони; припиняють подачу абсорбенту в абсорбер і готових продуктів у товарні парки, а також надходження лужного розчину в блок очистки.

Закривають засувки на вході води в конденсатори-холодильники, зупиняють насоси й перекривають засувки на трубопроводах циркуляційного зрошення абсорбера й подачі холодного зрошення в колони установки. За зниження температури й тиску у верхніх частинах ректифікаційних колон верхні потоки відкачують у місткості парку. Залишки нафтопродуктів із колон, підігрівачів і місткостей відкачують у резервуари до повної зупинки насосів. Гази за збиткового тиску скидають з апаратів у колектор сухого газу.

У міру можливості відключають контрольно-вимірювальні прилади. Всі апарати й трубопроводи звільнюють від продуктів, відкачу-

ючи продукти по лінії нетоварної продукції в резервуари. Зупиняють насоси. Установлюють заглушки на лініях подачі сировини на установку й виводу готових продуктів. Апарати й обладнання далі готують до ремонту.

3.4.4. Аварійні ситуації й заходи з їх усунення

Під час експлуатації ГФУ можуть виникнути різні порушення технологічного режиму — відключення електроенергії, припинення подачі водяної пари, води, холодоагенту сировини, стиснутого повітря в систему автоматичних регуляторів, що призводить до порушення технологічного режиму й може стати причиною аварій. Аварійні ситуації виникають і у випадку утворення вибухонебезпечних сумішей газу з повітрям з причини недоцільності в апаратах, з'єднаннях, прориву прокладок, трубопроводів на території й у виробничих приміщеннях.

Дії кожного робітника за таких ситуацій чітко визначаються виробничими інструкціями, в яких передбачено заходи й засоби з ліквідації аварій і спасіння людей.

Про аварійний стан негайно доповідають керівництву підприємства, викликають пожежну команду й газорятувальну службу.

За відсутності сировини або місткостей для збереження продуктів, закривають засувки на лініях подачі сировини й виводу готової продукції. Переводять установку на режим гарячої циркуляції. Одночасно знижують продуктивність насосів, витрати водяної пари в підігрівачі й палива в печі. Зменшують відповідно подачу гарячого й холодного зрошення в колони, відкачують продукти в сировинну місткість. За тривалої відсутності сировини або місткостей для збереження продуктів переходять до нормальної зупинки установки.

За відсутності водяної пари припиняються відпарювання легколетких компонентів у нижніх частинах колони і підігрів сировини, тобто порушується технологічний режим колони. У випадку припинення подачі пари на 1...1,5 години продуктивність установки за сировиною знижують до мінімальної. Якщо подача припинилась на 3...6 годин, установку переводять на гарячу циркуляцію й додатково закривають засувки на виході пари й конденсату з підігрівачів. За більш тривалої відсутності водяної пари здійснюють нормальну зупинку установки без звільнення апаратів від сировини.

Припинення подачі води призводить до зупинки холодильного відділення й припинення охолодження в конденсаторах-холодильниках і холодильниках. У результаті різко підвищується тиск в усіх апаратах ГФУ й порушується технологічний режим. Припинення охолодження підшипників і торцевих ущільнень насосів порушує нормальні умови їх експлуатації. Про такий стан ставиться до відома керівництво установки (цеху), підприємство й пожежна команда й негайно розпочинають зупинку установки. Перш за все припиняють подачу сировини в ректифікаційні колони, гасять печі й у камери згорання печей подають водяну пару. Припиняють циркуляцію продуктів через печі й надходження пари в підігрівачі колони. У підігрівачах і місткостях підтримують робочі рівні рідин. Зупиняють всі насоси, у системі підтримують робочий тиск, скидаючи збиток газу в паливну мережу. За тривалої відсутності води необхідно звільнити апарати від продуктів після природного охолодження їх до 30...40°C.

У випадку припинення подачі електроенергії зупиняються всі насоси, вентилятори, холодильники повітряного охолодження, контрольно-вимірювальні прилади. У такому випадку установку зупиняють за такої послідовності: закривають засувки на лінії подачі сировини в ректифікаційні колони, припиняють подачу пари в підігрівачі колони, гасять печі й подають пару в камери згорання печей. Залишок газу скидають з апаратів у паливну мережу підприємства. Кнопки пускачів електродвигунів насосів ставлять у положення "стоп"; перекривають засувки на лініях нагнітання й всмоктування насосів.

Зупинка подачі стиснутого повітря призводить до зупинки пневматичних контрольно-вимірювальних приладів. За умов короткочасної відсутності повітря переходять на ручне керування технологічного процесу, за відсутності повітря більше 2...3 годин установку зупиняють.

Розрив комунікацій апаратів і порушення герметичності з'єднань може призвести до пожежі й вибуху, отруєння й опіків обслуговуючого персоналу.

Під час прориву газу в атмосферу всьому обслуговуючому персоналу необхідно одягти фільтруючі протигази, негайно припинити здійснення вогневих робіт на установці, відключити пошкоджену ділянку трубопроводу або апарат і скинути газ у паливну мережу або на факел. Людей, не зайнятих ліквідацією аварії, видаляють із зони загазованості. У залежності від місця знаходження прориву подають водяну пару на парову завісу даної ділянки, викликають пожежну

команду й загін газорятівників.

Виробничі приміщення обладнують вентиляційними установками для швидкої ліквідації загазованості, а також засобами для попередження вибуху й загорання газу. Коли виникає загроза пожежі негайно звільняють всі апарати від рідких і газоподібних продуктів і установку зупиняють аварійно, додержуючись всіх правил газобезпечності.

У випадку загорання сальника насоса (або електромотора) негайно відключають насос, перекривають засувки на лініях всмоктування й нагнітання і спрямовують продукт по обвідній лінії. Викликають пожежну команду й газорятувальну службу. Після ліквідації загорання включають у роботу резервний насос.

У випадку пропалення труб у печі необхідно викликати пожежну команду й газорятувальну службу й зупинити установку за таким порядком: зупинити насоси, що подають продукт у піч; закрити засувки на лініях надходження продукту в піч, погасити форсунки печей й закрити загальну засувку на паливній лінії й засувки перед клапанами на кожній стороні печі. Із пропаленого змійовика печі водяною парою видують продукт у колону й після звільнення змійовика закривають засувку на виході продукту з печі. Подають водяну пару в камеру згорання й на парову завісу печі, закривають шибери на виході димових газів із печі, далі припиняють подачу сировини в колони й перетоки сировини з колони в колону. Зупиняють сировинні насоси й збиткову кількість газу скидають із колон у факельну лінію.

Підмерзання апаратів. Верхні частини ректифікаційних колон ГФУ й конденсаторів, що працюють за низьких температур, на протязі експлуатації забиваються кристалогідратами вуглеводнів і підмерзають. Признаками підмерзання колони є ріст в ній перепаду тиску без явних причин, погане стікання флегми в куб колони, зміна температури верху й погіршення якісних показників роботи. Під час підмерзання конденсатора-холодильника спостерігається збільшення температури вихідного потоку й зниження рівня його в місткості. У цьому випадку за розпорядженням начальника установки (цеху) апарати прогрівають (конденсатор-холодильник можна прогріти разом із колоною або окремо).

Для прогріву колону зупиняють, знижують у ній тиск і звільняють від продуктів (тиск знижують із такою швидкістю, щоб він не супроводжувався зниженням температури в колоні). Прогрівають колону будь-яким інертним газом або метановодневою фракцією. Відкрива-

ють засувки на лінії подачі гарячої метановодневої фракції в колону і на лінії скиду газу з її нижньої частини в паливну мережу (на факел), попередньо відключивши решту запірної арматури колони. Температуру в колоні піднімають поступово. За підвищених температур кристалогідрати вуглеводнів розпадаються. Вода й вуглеводні виносяться з колони потоком продувального (інертного) газу. Прогрів закінчують після досягнення граничної точки роси продувального газу. Далі закривають засувки на лініях подачі гарячої метановодневої фракції й у паливну мережу з нижньої частини колони. Відкривають засувки в атмосферу з нижньої частини колони, при цьому переконаються у відсутності в ній рідких вуглеводнів і води. Колона поступово охолоджується, у цей час у неї подається холодна вода метановоднева фракція і далі колона пускається в експлуатацію.

Конденсатор-холодильник пригрівають по трубному простору гарячим інертним газом або метановодневою фракцією, по міжтрубному простору — гарячими парами холодоагенту. Апарат відключають від системи й готують до прогрівання: відкривають вентилі на лінії подачі гарячого холодоагенту в апарат, одночасно закривають вентилі на зливі із сепаратора й лінії перетоку. Тривалість прогрівання по міжтрубному простору визначається в залежності від температури надходжуваних гарячих парів холодоагенту після того, як температура виходу парів з апарата досягне 40...60⁰С. Прогрівши конденсатор-холодильник, приступають до прогрівання сепаратора. Пари холодоагенту із сепаратора надходять по лінії перетину в місткість холодоагенту. Після закінчення прогрівання конденсатора по міжтрубному простору закривають засувки на вході й виході холодоагенту.

Для прогрівання по трубному простору відкривають засувки для надходження в апарат гарячої метановодневої фракції. Температуру апарата до 40...70⁰С піднімають на протязі 1...1,5 години й витримують її 8...16 годин. Далі апарат охолоджують метановодневою фракцією до 10⁰С і включають у роботу.

3.4.5. Техніка безпечної експлуатації газофракціонованих установок

Для створення безпечних умов праці на підприємстві адміністрація ознайомлює всіх працюючих із правилами й нормами охорони праці й здійснює безперервний контроль за їх виконанням.

Для своєчасного повідомлення про порушення технологічного режиму газофракціонувальні установки обладнуються попереджувальною й аварійною сигналізацією. Схема попереджувальної сигналізації про відхилення від норм основних параметрів технологічного режиму й роботи обладнання виконується з мигальним світлом на табло, установленому в приміщенні операторної і супроводжується звуковим сигналом повторної дії. Схему аварійної сигналізації обладнано звуковим і світловим сигналами. Вона повідомляє про припинення подачі сировини, палива, водяної пари, повітря, електроенергії та про інші аварійні ситуації.

Аварійні ситуації на ГФУ й заходи з їх усунення були розглянуті нами тут вище (див. п. 3.4.4).

3.5. Експлуатація товарного господарства нафтопереробного підприємства [10]

3.5.1. Експлуатація трубопроводів

Трубопроводи є одним із найважливіших елементів технічного оснащення товарного господарства. По трубопроводах транспортуються всі нафтопродукти, причому з великими швидкостями. Вони пов'язують всі технологічні установки, резервуарні парки та інші об'єкти товарного господарства в одне ціле. Від справності трубопроводів у значній мірі залежить безпека роботи підприємства.

Правильно експлуатуючи трубопроводи, товарний оператор забезпечує безперебійність роботи окремих установок і в цілому всієї технологічної схеми. Знання оператором правил експлуатації трубопроводів — це одна з обов'язкових умов безаварійної роботи.

Підготовка трубопроводу до перекачки продукту полягає в складенні схеми перекачки і відкритті необхідних засувок і вентилів. Перед перекачкою товарний оператор уточнює температуру трубопроводу й продукту. Інколи виникає необхідність перекачування по холодному трубопроводу продукт із температурою 70...80⁰С або з більш високою температурою. Якщо трубопровід не має конденсаторів, то перекачка таких продуктів дозволяється тільки з попереднім прогріванням трубопроводу, інакше може виникнути розрив трубопроводу.

Під час перекачки товарний оператор періодично перевіряє стан фланцевих з'єднань і опор, а також відсутність провисання трубопроводу. Для забезпечення нормальної працездатності фланцевих з'єднань здійснюють профілактичне обслуговування, що полягає в перевірці щільності з'єднань і підтягуванні ослаблених болтів або шпильок. Ослаблення болтів (або шпильок) має місце через появу в них залишкової деформації, яка призводить до подовження болтів. У результаті щільність фланцевого з'єднання зменшується. Підтяжку болтів на фланцевих з'єднаннях здійснюють не рідше одного разу на рік. Інколи через велику деформацію болти треба замінювати на нові. На одній із діляниць трубопроводу болти на фланцях не замінювались на протязі декількох років, а тільки підтягувались під час чергових перевірок. У результаті тривалого напруження болти подовжились на 20...30%, а їх діаметр у середній частині болта зменшився вдвоє, що могло призвести до розриву фланцевого з'єднання. Несправність опор може призвести до стирання стінки трубопроводу або до небезпечного провисання його.

Під час перекачки товарний оператор контролює також тиск продукту в трубопроводі. Коли тиск зростає, перекачку зупиняють і виявляють причини підвищення тиску. Після усунення причин трубопровід знову включають у роботу.

Після закінчення перекачки продукту трубопровід відключають, закриваючи відповідні засувки. При цьому, якщо трубопровід обігривається паросупутником (або водяним супутником), один із кінців трубопроводу, наприклад, на вході в резервуар, залишають трохи відкритим для запобігання значного підвищення тиску в трубопроводі з причини перегріву продукту. У протилежному разі може бути розрив прокладки у фланцевім з'єднанні або порушення щільності трубопроводу. Запобігти підвищенню тиску можна також, відкачавши з трубопроводу частину продукту.

Товарний оператор підтримує в працездатному стані арматуру трубопроводів, для чого періодично перевіряє стан сальників арматури й за необхідності здійснює їх підтяжку. Оператор також періодично змащує шпінделі засувок. Якщо засувка відкрита, шпіндель укривають захисним кожухом для захисту його від пилу, запобігання змивання змащування атмосферними опадами й намерзання льоду.

Паропроводи прогрівають до робочої температури поступово невеликою кількістю пари. При цьому утворюваний конденсат скидають через дренажні вентиля до появи сухої пари. Далі в трубопровід

подають робочу кількість теплоносія. Якщо за збільшення подачі пари спостерігаються стуки, удари, то подачу пари зменшують і продовжують прогрівати трубопровід. У протилежному випадку може бути зрив трубопроводу з опор, розрив трубопроводу, розрив чавунної арматури та інші аварії.

У зимовий час особливу увагу треба приділяти експлуатації трубопроводів, по яким перекачуються водяні розчини реагентів і нафтопродукти з великим вмістом води, а також продукти, що застигають або кристалізуються за високих температур. Ці трубопроводи після закінчення перекачки продувають інертним газом, повітрям. Особливо ретельно продувають трубопроводи, по яких перекачувався бензол, тому що у випадку кристалізації залишків бензолу трубопровід виходить із ладу на декілька днів.

У зимовий час під час перекачки продуктів, що вміщують воду, велика небезпека може виникнути на тупикових ділянках трубопроводів. Через утворення льоду в тупиках може виникнути розрив трубопроводу. Під час розтавання льоду нафтопродукт, що розлився може стати причиною пожежі. Відомо навіть про випадки замерзання тупикових ділянок бензинових трубопроводів, прокладених над землею, але на довгий час відключених від системи перекачки. Тому тупикові ділянки трубопроводів включають у роботу тільки після повільного відігріву і їх випробування.

Особливості експлуатації конкретних трубопроводів товарного господарства стосовно до кліматичних умов даного району детально викладаються у виробничих інструкціях.

Однією з відповідальних робіт, виконуваних товарними операторами під час експлуатації трубопроводів, є підготовка трубопроводів до ремонту. Під час підготовки до ремонту трубопровід звільнюють від продукту, продувають повітрям, інертним газом або водяною парою. Під час продувки повітрям у нафтопродукті інтенсивно накопичується статична електрика, що необхідно враховувати й не допускати продукти повітрям трубопроводів, заповнених легкозаймистими нафтопродуктами. Недопустимо продувати трубопроводи водяною парою, якщо трубопровід не має компенсаторів, тому що при цьому в результаті теплового подовження може бути зрив трубопроводу зі стійок і його розрив промивка трубопроводу водою в зимовий час забороняється.

3.5.2. Експлуатація резервуарів

У резервуарах товарного господарства знаходяться сотні тисяч тонн нафтопродуктів, тому від правильної експлуатації резервуарів у значній мірі залежить безаварійна робота нафтопереробного підприємства.

Перед закачкою продукту в резервуар необхідно переконатись у справності резервуара і його обладнання, а також перевірити відповідність продуктивності закачки, що має бути, допустимій швидкості закачки, зазначеній в технологічній карті резервуара.

Продукти в резервуар закачуються зі швидкістю, за якої тиск у резервуарі не піднімається вище допустимого. Тиск не буде підвищуватись, якщо об'єм закачуваної в нього рідини в одиницю часу буде дорівнювати перепускній здатності дихального клапана (тобто об'єму повітря і парів нафтопродукту, що витісняються). Через те, що під час закачки продуктів, що легко випарюються, об'єм пароповітряного середовища, що витісняється з резервуара, може в декілька разів перевищувати об'єм закачуваної рідини, тому швидкість закачки легкокиплячих нафтопродуктів значно менше перепускної здатності дихального клапана. Це необхідно знати товарному оператору й урахувати в практичній роботі.

Закачку нафтопродукту в резервуар до рівня прийнятно-роздавального потрубка необхідно здійснювати з мінімальною швидкістю для уникнення утворення великих зарядів статичної електрики.

Перевищення максимально допустимого рівня закачки резервуарів може призвести до втрати продукту, розрухи покрівлі й навіть до пожежі. Максимально допустимий рівень закачки резервуара, обладнаного понтоном, нижче, ніж для резервуара без понтона (рівень закачки обмежують елементи понтона, що знаходяться над поверхнею продукту).

У резервуари низького тиску (до 200 Па) недопустимо закачувати продукти, що мають тиск насичених парів більше 7000 Па, тому що при цьому в атмосферу попадає велика кількість парів нафтопродуктів, що може призвести до вибуху або пожежі.

Не треба закачувати в резервуари нафтопродукти з температурою вище 100°C. За наявності в продукті води це призводить до спінування або закипання продукту й виводу резервуара з ладу.

Іноколи нафтопродукти в резервуарі піддають циркуляції. Циркуляцію допустимо робити тільки за умов, що циркулюючий продукт не

піднімається фонтаном вище рівня продукту в резервуарі. Особливо небезпечне фонтанування під час циркуляції легкозаймистих нафтопродуктів, тому що при цьому інтенсивно утворюється статична електрика й може відбутись вибух або загорання продукту.

Підігрівальний змійовик резервуара включають тільки за необхідності підігріву продукту. В інші часи змійовик, як правило, повинен бути відключений. Включивши змійовик, його повільно прогрівають невеликою кількістю теплоносія й тільки після цього в нього подають робочу кількість теплоносія. Періодично перевіряють герметичність змійовика. Під час перевірки внутрішнього змійовика його відключають і по теплоносію, що виходить із нього, судять про герметичність змійовика. Якщо разом з водою або водяним конденсатом виходить нафтопродукт, що знаходиться в резервуарі, змійовик має пошкодження, і його виключають для ремонту. У зимовий час для запобігання замерзання води в змійовику через нього постійно пропускають невелику кількість водяної пари або гарячої води.

Під час експлуатації резервуара з понтоном не дозволяється відкачка продукту з резервуара нижче рівня опорних кронштейнів, тому що понтон ударяється об кронштейни й швидко виходить із ладу. Як результат, понтон падає на днище резервуара й заклинюється. Відновлення працездатності понтона потребує значного часу й великих трудових затрат. У випадку заповнення частини поплавків понтона продуктом стають можливими удари зануреної частини понтона об кронштейни і їх поломка, що призводить до заклинювання понтона в резервуарі. Тому під час виявлення часткового занурення понтона резервуар виключають із роботи, видаляють продукт із поплавків і герметизують їх.

У резервуарах для нафти й мазуту під час експлуатації накопичується значна кількість парафіністих відкладень, асфальто-смолянистих продуктів і механічних домішок. Для запобігання утворення осадів товарний оператор періодично строго за графіком включає в роботу пристрої, що запобігають утворення осадів.

Однією з труднощів експлуатації товарного господарства в зимовий час є забезпечення сполучення газового простору резервуара з атмосферою. Дихальні клапани старих конструкцій у зимовий час працюють ненадійно через примерзання тарілок клапанів до сідел. За умов нафтопереробних підприємств у продукті завжди має місце наявність невеликої кількості води. Ця вода, випарюючись разом із продуктом, проходить через дихальний клапан і під час охолодження

утворює шар інею або льоду (криги) на тарілках і сідлах дихальних клапанів. Окрім того, у касетах вогневих перешкоджувачів також утворюється іній або лід. У результаті “дихання” резервуара стає неможливим, що призводить до розрухи резервуара. Непримерзаючі дихальні клапани також не забезпечують надійного сполучення газового простору резервуара з атмосферою, якщо не знімати касети з вогневих перешкоджувачів. На деяких підприємствах за вимогою пожежної охорони касети не знімають, а піднімають на підкладки світові люки резервуарів. При цьому має місце посилена вентиляція газового простору резервуарів, що призводить до великих втрат легких нафтопродуктів і значно загазовує територію підприємства, створюючи підвищену пожежну небезпеку.

У гідравлічні затвори запобіжних клапанів на деяких підприємствах заливають дизельне паливо з температурою застигання від -10 до -15°C , проте в зимовий період паливо необхідно зливати, що вимагає значних трудових затрат. Найбільш доцільно заливати в гідравлічні клапани масло з температурою застигання нижче, ніж найнижча температура повітря взимку. Таким маслом, наприклад, трансформаторне масло. За його використання значно скорочуються трудові затрати на утримання гідравлічних клапанів у працездатному стані на протязі всього року (вимагається лише перевірка рівня масла в гідравлічному затворі).

За користування сировинним пристроєм у зимовий час після кожної операції його промивають від води продуктом і залишають внутрішній відвід сифону в горизонтальному положенні для запобігання (уникнення) накопичення у відводі води і її замерзання, що може призвести до великої аварії.

Як зазначалось вище, у товарнім господарстві на кожний резервуар складають технологічну карту. Строге виконання всіх вимог технологічної карти — одна з основних умов безаварійної експлуатації резервуарів.

3.5.3. Експлуатація насосів і насосних станцій

Одним із основних обов'язків товарного оператора є експлуатація насосів у відповідності з діючими на підприємстві правилами й інструкціями. У данім підрозділі не розглядаються правила пуску насосів кожного типу, а коротко згадуються основні правила з обслу-

говування найбільш розповсюджених відцентрових насосів. Детально правила пуску, зупинки й обслуговування насосів під час роботи викладаються у виробничих інструкціях.

Під час підготовки відцентрового насоса до пуску обов'язково переконуються у вільному обертанні ротора насоса, перевіряють справність заземлення, наявність мастила в картерах підшипників, справність сальників (торцевих ущільнень), подачу води на охолодження підшипників, наявність манометра і його справність. Перед пуском насос заповнюють перекачуваним продуктом.

Під час роботи насоса перевіряють подачу води на охолодження, температуру підшипників насоса, відсутність вібрацій насосного агрегату, наявність мастила в картері підшипників. У випадку виявлення перегріву підшипників, димлення сальників насоса або стороннього шуму в насоснім агрегаті, насос негайно зупиняють і включають резервний насос. Після зупинки насоса виявляють і усувають причину несправності.

Насосна станція являє собою приміщення, в якому встановлено декілька насосних агрегатів. Кожна насосна станція обладнується вентиляторною системою, системами опалення, водопостачання й каналізації. Товарний оператор забезпечує контроль за роботою зазначених систем. Самовільне регулювання вентиляційної системи, а також самовільна експлуатація насосної станції за непрацюючої вентиляційної установки не дозволяються, тому що це призводить до загазованості приміщення і небезпеки отруєння працюючого в ньому персоналу, а також до небезпеки вибуху або пожежі. Забезпечення постійної подачі повітря в електрощитові приміщення для створення в ньому підпору повітря з метою запобігання попадання в це приміщення газів ззовні є обов'язком товарного оператора.

Товарний оператор повинен слідкувати за економними витратами електроенергії й не допускати роботи насосів вхолосту або в режимі "скиду". Експлуатувати насоси (якщо є тільки можливість) треба на максимальній продуктивності.

Окрім дистанційного контролю, необхідно періодично, наприклад, один-два рази за зміну здійснювати контроль за станом насосних агрегатів і допоміжних систем під час обходу насосних станцій.

У товарнім господарстві можуть використовуватись відкриті насосні станції, тобто групи насосних агрегатів, установлені зовні приміщення, інколи з легкою покрівлею над ними.

3.5.4. Експлуатація наливних пристроїв

Правильна експлуатація наливних пристроїв і чіткість організації наливу нафтопродуктів мають велике значення в забезпеченні нормальної роботи нафтопереробного підприємства. Через затримку залізничних цистерн під наливом залізниця зменшує подачу порожняка, що призводить до затоварювання парку й може бути причиною зупинки окремих технологічних установок або всього підприємства. Тому однією з головних задач товарного оператора є своєчасна підготовка нафтопродуктів до відвантаження й налив їх за можливості короткий строк.

У товарнім цеху паспортних продуктів повинно бути не менше добової норми відвантаження. Наливні засоби (насоси, трубопроводи, наливні пристрої) і під'їзді залізничні лінії повинні бути в справнім стані.

Подачу цистерн на естакаду бажано здійснювати одночасно на весь фронт наливу. Після подачі порожняка на естакаду наливальники негайно, після одержання від оператора нафтобази даних про готовність цистерн до наливу, починають відкривати люки цистерн і заправляти в горловини цистерн наливні пристрої. На галерейних естакадах налив здійснюють за звичай не у всі поставлені під естакаду цистерни, а в групи по 10...15 цистерн, при цьому естакаду обслуговують 3...4 людини. Після закінчення заправки наливних пристроїв у першу групу цистерн включають у роботу наливні насоси.

Головне в забезпеченні нормальної експлуатації — утримання всього обладнання в справному стані. Якщо будь-яке обладнання буде несправним, то частина цистерн буде залишатись не наливою, що призведе до необхідності виводу цистерн із потягу. Коли виявляються несправності обладнання естакади необхідно силами наливальників здійснити ремонт або заміну несправного обладнання. Ремонт здійснюють після виводу заповненого потягу. Через несвоєчасне усунення дефектів в обладнанні на деяких підприємствах від естакад на протязі року відводяться не налитими сотні цистерн, що призводить до зайвих затрат і зниженню продуктивності праці працівників залізниці.

З метою покращення відвантаження нафтопродуктів із підприємства бажано організувати роботу залізничної станції і товарного господарства підприємства за так званим єдиним технологічним процесом. У цьому випадку усувається відомчий підхід обох сторін до процесу відвантаження, чим досягається більша чіткість організації

відвантаження й скорочення часу простою цистерн на коліях станцій і підприємства.

3.5.5. Запобігання й ліквідація аварій при експлуатації товарного господарства

Основними причинами аварій трубопроводів, резервуарів і насосів є неякісне виконання робіт під час їх будівництва або ремонту й недодержання правил експлуатації.

Із трубопроводами найбільш часто трапляються такі аварії: розрив зварного стику (за неякісного зварювання); місцева корозія стінки трубопроводу; стирання стінки трубопроводу об несправну опору; розруха чавунної арматури трубопроводу; розрив прокладки у фланцевім з'єднанні; застигання або кристалізація продукту в трубопроводі; розрив трубопроводу.

У випадку аварії товарний оператор зобов'язаний негайно зупинити перекачку й видалити з трубопроводу продукт. Під час застигання й продукту треба прогріти трубопровід і далі прокачати його гарячим продуктом. Для запобігання аварій із трубопроводами необхідно суворо виконувати правила їх експлуатації, викладені тут вище (див. п. 4.5.1.) і виробничих інструкціях.

Під час експлуатації резервуарів можуть бути наступні аварії: перелив резервуара; зминання й частковий розрив покрівлі; повний відрив покрівлі від корпусу резервуара; зминання корпусу резервуара; розрив корпусу резервуара; розрив засувки на колекторі резервуара; застигання продукту в колекторі резервуара; обрив троса управління понтона на днище резервуара.

Перелив резервуара може бути тільки через недбале відношення товарного оператора до контролю за рівнем і швидкістю закачки продукту в резервуар або через вихід із ладу обмежувача граничного рівня. Зминання й розрив покрівлі резервуара може бути за значного підвищення тиску або вакууму в резервуарі. Привищення тиску або вакууму в резервуарі. Причинами підвищення тиску можуть бути: переповнення резервуара; закачка в резервуар продукту, що легко випарюється, не передбаченого технологічною картою; закачка в резервуар обводненого продукту, якщо температура його вище 100⁰С; намерзання льоду в касетах вогневих загороджувачів, у дихальному й гідравлічному клапанах; закупорка дихальної арматури резервуара

кристалами продукту (наприклад, у резервуарах для збереження бензолу); застигання рідини в гідравлічному клапані; перевищення допустимої швидкості закачки продукту в резервуар.

Повний відрив покритті резервуара може бути за різкого підвищення тиску в резервуарі, наприклад, під час вибуху невеликої кількості парів у результаті окислення пірофорного заліза або від попадання в резервуар разом із сировиною циркулюючого воденьвміщуючого газу з установки. На одному з підприємств зареєстровано вибух парів сірководню в резервуарі для збереження гідросульфиду натрію. При цьому покриття резервуара була відірвана й відкинута на декілька метрів. Вибух став можливим через перегрів стінок і покритті резервуара зовнішнім обігрівальним змійовиком, у результаті чого пірофорне залізо швидко окислилось і зайнялось. Для запобігання подібних випадків необхідно, щоб у резервуарах, в яких може бути утворене пірофорне залізо, установлювались тільки внутрішні обігрівальні змійовики. Тоді стінки резервуара не будуть перегріватись і небезпека загорання пірофорного заліза значно зменшиться.

Якщо резервуар виготовлено із холодноломкої сталі, то за низьких температур повітря може відбутись розрив корпусу резервуара. Розрив засувки на колекторі резервуара може бути, коли трубопровід, на якому встановлено засувку, не має компенсатора, а по ньому перекачують продукт з високою температурою. Для запобігання обриву тросу хлопушки необхідно хлопушки обладнувати важільним приводом. Резервуар виключають із роботи, якщо виявлено перекіс понтона. Запобігти перекісу понтона можна виготовивши поплавки понтона більш надійної конструкції, що забезпечує їх герметичність на протязі всього терміну служби резервуара. Пластмасові понтони в цьому відношенні мають переваги, бо їх пінопластові поплавки не втрачають плавучості. Для запобігання падіння понтонів під ними установлюють додаткові опорні стійки. Сійки кріплять або до понтона, або до днища резервуара.

Під час експлуатації насосів можуть відбутись наступні аварії: загорання сальника; пропускання продукту через сальник насоса; вихід із ладу підшипника; забивка робочого колеса насоса сторонніми предметами; розрив корпусу насоса та ін. Сальник загорається за надмірної затяжки гайок нажимної втулки або за перекосу нажимної втулки. Перепуск продукту через сальник насоса має місце через неякісну набивку сальника, невідповідності матеріалу набивки умовами роботи, зносу набивки за несвоечасної її заміни й за інших причин.

Підшипник виходить із ладу у випадку недостатнього змащування, через дефекти в підшипниках або руйнування підшипника через утомленість під час тривалої його роботи. Для запобігання попадання в робоче колесо насоса сторонніх предметів на трубопроводі перед насосом установлюють фільтри, прості за конструкцією й зручні для заміни.

Промаслені ізоляційні матеріали в лотках, й особливо матеріали, просочені парфіном, можуть самозагоратись. Взагалі багато продуктів маслблоку мають низьку температуру самозагорання. Так, за попадання рафінату селективної очистки масел на працюючий паросупутник, рафінат загорається.

Товарний оператор повинен знати, що у випадку будь-якої аварії, він приймає самостійно негайні заходи з ліквідації аварії або зменшення її наслідків і зобов'язаний діяти швидко й упевнено. Для цього товарний оператор повинен добре знати обладнання свого об'єкта, правила його експлуатації, властивості продуктів, що мають на дільниці, правила безпечної роботи й план ліквідації аварій, розроблений ґрунтовно до даної дільниці товарного господарства.

4. ОПЕРАТИВНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ АПАРАТІВ І МАШИН НА КОНКРЕТНИХ ПРИКЛАДАХ

4.1. Оперативна експлуатація трубчастих печей П–1, П–2 установки N3 АТ “Укртатнафта”

4.1.1. Загальні положення

До роботи з обслуговування печей допускаються особи, що мають теоретичну й практичну підготовку з обслуговування топочних пристроїв, що працюють на рідкому й газоподібному паливі.

Оптимальний режим роботи печей повинен вестись у відповідності з вимогами технологічної карти й регламенту.

4.1.2. Коротка характеристика пальників

Печі П–1 і П–2 укомплектовано газорідними пальниками типу ГП–1, ГП–2, ФГМ–4. Як паливо використовується паливний газ і дизельне паливо або мазут.

Газоподібне паливо або парорідна емульсія палива, виходячи з розпилювачів пальника, розпилюється в повітряні потоки, що інжектуються через повітропровід і вікна реєстрів подачі вторинного повітря.

Для нормального горіння газу треба мати визначену кількість повітря й добре змішування. Перемішування газу й повітря має місце в амбразурі й закінчується в камері згорання. У результаті утворюється газоподібна суміш, яка, згораючи, створює полум'я. Про кількісне співвідношення газу й повітря можна судити з кольору факела. За неповного згорання газу з причини браку повітря полум'я темніє й має фіолетовий відтінок у середній частині й світло-жовтий або червоний на кінці.

За збитку повітря в суміші довжина факела зменшується, полум'я стає напівпрозорим і відривається від пальника, при цьому горіння супроводжується сильним шумом.

Нормальне співвідношення газу й повітря в суміші дає під час горіння світлосолом'яний колір полум'я, прозорі розпечені димові гази й стабільну форму факела.

Процес горіння рідкого палива має наступні стадії: утворення парорідинної емульсії, змішування емульсій з повітрям, її загорання й згорання. Дрібні розпилені частинки сприяють швидкому й повному згоранню.

Найбільш сприятливий процес утворення повітро-паливної суміші має місце за умов подачі повітря через завихрювач до основи факела. Згорання палива повинне закінчуватись у топочній камері без попадання факела в конвекційну секцію печі.

Диміння під час згорання повинне бути мінімальним. Занадто яскраве полум'я свідчить про збиток повітря. Іскріння полум'я свідчить про вміст у рідкім паливі твердих частинок, темно-червоні смуги вповодж факела — на погане розпилення, загальне потемніння й червоність полум'я — на брак повітря.

Довжина факелів усіх форсунок повинна бути однаковою і факел не повинен торкатись труб змійовика. Довгі й широко розсіяні факели рідинних і газових форсунок, що доторкуються до поверхні пічних труб, створюють великі місцеві перегріву, що може викликати перепал металу з утворенням окалини; за наявності відкладень всередині труб можуть виникнути видимі деформація й пропал пічних труб.

Довжина факелів залежить від швидкості подачі повітро-паливної суміші, тонкості розпилу, якості й швидкості перемішування палива з повітрям. Тому довжину факелів змінюють не тільки регулюванням подачі палива, але й перекриттям повітряних реєстрів.

4.1.3. Підготовка печі до роботи

Всі операції з підготовки печі до пуску, розпалювання горілок і пуску печі виконувати тільки під керівництвом і в присутності відповідальної особи із числа інженерно-технічних працівників установки або виробництва. Перед пуском печі після виконання ремонтних робіт необхідно.

- 1) Здійснити опресовку змійовика печі.
- 2) Здійснити зовнішній і внутрішній огляд печі; переконались у відсутності порушень її конструкції й обв'язки трубопроводами, а також будь-яких предметів, що залишились після ремонту в камерах

згорання, димоходах, боровах, амбразурах форсунок і т.д.

3) Перевірити кріплення рознімних з'єднань, справність манометрів, щільність закриття арматури й наявність заглушок на лініях подачі паливного газу до форсунок, направленість стволів рідинних і газових форсунок, центрування пальника.

4) Закрити всі люки-лази, вибухові вікна, кришки ретурбентних коробок, відглушити дренажі змійовиків печей.

5) Прийняти водяну пару на гребінки біля печей П-1, П-2, у колектори печей для розпилу рідкого палива.

6) Прийняти водяну пару в систему паротушіння, перевірити її ефективність.

7) Підготувати до роботи повітродувку. Перевірити наявність у картерах підшипників мастила, стан кріплення до фундаменту машини й переконатись у відсутності стороннього шуму й стуків. Включити прилад контролю тиску повітря від повітродувки, переконатись у наявності робочого тиску, створюваного повітродувкою.

8) Повітродувку від'єднати. Печі перевести на природну тягу. Для цього закрити шибери димоходів відхідних газів на вході в повітропідігрівач і на прийманні димососів, відкрити шибери виходу димових газів у димову трубу мимо повітропідігрівачів.

9) Поставити в закриті положення затулки на виході з повітродувки і подачі повітря на форсунки.

10) Включити в роботу пічні насоси й налагодити холодну циркуляцію потоків через змійовики печей. Дати водяну пару через паропідігрівач печі П-1 зі скидом на свічку біля П-2.

11) Розпал газорідинних пальників дозволяється здійснювати на будь-якому з видів палива, що мається в наявності. Сумісне спалювання рідкого й газоподібного палива дозволяється тільки після закінчення розпалу й стійкому факелі, одержуваному під час горіння палива, на якому здійснюється розпал пальників.

12) У залежності від виду використовуваного палива здійснити його приймання у такому порядку:

— рідке паливо. Зняти заглушки на трубопроводах повернення й подачі рідкого палива на установку й налагодити циркуляцію рідкого палива через колектори печей для їх прогріву й видалення вологи;

— паливний газ. Перевірити щільність закриття контрольних і робочих засувки і наявність заглушок на лініях подачі газу до форсунок. Продути газопровід і колектори паливного газу печей технічним азотом на свічку для видалення повітря, після чого трубопроводи

продувки на свічку відглушити. Прийняти паливний газ на установку і, спрямувати його через сепаратор Е–20, підігрівач Т–30, витіснити технічний азот із системи шляхом продувки газових колекторів печей у факельну лінію. Вміст кисню в паливному газі після продувки повинен бути не більше 1%. Продувку на факел здійснити не менше 10 хвилин. Після закінчення продувки закрити продувальні вентиля у факельну лінію. Включити в роботу регулятор тиску газу на установку.

13) Подати водяну пару в камеру згорання і здійснити її продувку парою на протязі 20 хвилин після моменту відкриття останньої засувки.

4.1.4. Пуск печі

1) Розпал пальників без попереднього продування камери згорання водяною парою забороняється.

2) Розпал форсунок здійснювати за допомогою переносного розпалювального факела, що являє собою дріт діаметром 6...8 мм і довжиною близько 1 м, кінець якої обмотано клоччям, змоченою мазутом, або соляровою фракцією. Застосування продуктів, що легко загораються, для просочування факела заборонено.

3) Розпал форсунок на рідкому паливі з паровим розпилем здійснювати наступним чином:

– довести температуру рідкого палива до 75...80°C;

– прогріти водяною парою пальник на протязі 1...2 хвилин, після прогріву пальника пару закрити;

– ввести запалений факел в устя амбразури пальника, після чого подати водяну пару з мінімальними витратами й повітря й тільки після цього поступово відкрити вентиль на паливнім трубопроводі біля пальника; при цьому необхідно слідкувати, щоб водяна пара не “заперла” подачу палива;

– після загорання палива треба, змінюючи подачу палива, водяної пари і повітря, відрегулювати горіння; одержавши стійкий факел солом'яного кольору, видалити розпалювальний пристрій. Гасіння розпалювального факела здійснювати в ящику із сухим піском, розміщеним поблизу пальників;

– розпал наступних форсунок здійснювати аналогічно, забезпечуючи рівномірний прогрів продукту по змійовику.

212 *Оперативна експлуатація технологічних апаратів і машин на конкретних прикладах*

4) Розпал форсунок на газовій паливі здійснювати за такої послідовності:

- перевірити щільність закривання робочих і контрольних вентилів на всіх форсунках;
- здренувати конденсат із сепаратора Е–20;
- зняти заглушку на трубопроводі подачі газу на форсунку;
- підвести запалений факел до устя пальника, що вводиться в дію, і повільно відкриваючи контрольний, а далі робочий ventиль перед пальником, подати газ; після загорання факела горілки відрегулювати подачу повітря;
- розпал наступних пальників здійснювати аналогічно;
- під час попадання в пальники разом із газом конденсату необхідно відразу перекрити й відглушити лінії подачі газу на форсунки й продути систему поливного газу на факел, перевірити роботу сепаратора Е–20;

— якщо газ з якоїсь причини не запалився або горіння припинилось, також необхідно перекрити й відглушити лінії подачі газу на форсунки, а газовий колектор продути на факел; повторний розпал здійснювати тільки після продувки камери згорання водяною парою.

5) Після розпалу печі й досягнення температури димових газів 140...150°C включають в роботу рекуперативні повітропідігрівачі за такої послідовності:

— включити повітродувку й після виходу на постійний режим відкрити затулки на вихіднім повітроводі, спрямувавши повітря через калорифер і рекуперативний повітропідігрівач; послідовно перевести всі форсунки печей із піддувом; шляхом одночасного відкриття затулок повітроводу на вході в пальники й прикриття інжекційних вікон устанавлюють нормальне горіння форсунок;

— включити димосос у роботу й відкрити направляючий апарат на 20...30%;

— відкрити шибери димоходів на приймання димососа й на вході в рекуперативний повітропідігрівач; шибери на обвідних димоходах мимо повітропідігрівача закрити;

— відкриттям направляючого апарата димососа відрегулювати розрідження в топці печі.

6) Оптимальний режим роботи печі досягається поступово. Швидкість підйому температури продукту в печі не повинна перевершувати 60⁰ на годину, повітря в рекуператорі — близько 15⁰С. У цей період здійснюється наладка режиму горіння форсунок.

7) Перехід на автоматичне регулювання температури продукту на виході з печі здійснюється коли досягається температура перевалів печі більше 500°C.

8) Перехід з одного виду палива на інший під час роботи печі здійснюється за ручного регулювання температури продукту на виході з печі за такої послідовності:

— перехід на газове паливо: перевірити щільність закривання контрольного й робочого вентилів на лінії подачі газу до форсунок; зняти заглушку на лінії подачі газу на форсунку; поступово знизити продуктивність рідинної горілки, після чого, повільно відкриваючи контрольний і робочий вентилі подачі газу, запалити газовий пальник; після установаження стійкого горіння газу перекрити подачу рідкого палива й водяної пари на форсунку і відрегулювати факел газової горілки;

— перехід на рідке паливо: знизити продуктивність газового пальника; подати невелику кількість водяної пари на форсунку і, повільно відкриваючи вентиль на лінії подачі рідкого палива, розпалити рідинну форсунку; після досягнення стійкого горіння рідинної горілки, перекрити контрольний і робочий вентилі на лінії подачі газу до форсунки, лінію відглушити; відрегулювати факел рідинного пальника.

4.1.5. Експлуатація печі

1) Під час роботи печі експлуатаційний персонал повинен слідкувати й систематично контролювати:

— витрати продукту, що нагрівається, тиск продукту в змійовику печі;

— тиск і витрати паливного газу й рідкого палива в колекторах, рівень конденсату в Е-20;

— температуру продукту на виході з печі;

— температуру димових газів на перевалах;

— роботу пальників;

— роботу КВП і регулювальних клапанів;

— роботу повітродувок, димососів;

— стан змійовиків, футерівки й металоконструкцій печі.

2) Повітряні шибери непрацюючих пальників повинні бути закриті для уникнення підсмоктування повітря.

3) Довжина факелів у печі повинна бути однаковою, не допус-

кається обмивання полум'ям труб змійовика.

4) Розрідження на виході з топки повинно бути не менше 10... 20 Па (1...2 мм.вод.ст.).

5) За нормальної роботи печі байпас клапана-регулятора температури продукту на виході з печі, установлений на лінії паливного газу, повинен бути трохи відкритий.

6) На паропроводах для продувки змійовика печі під час зупинки або аварії повинні бути установлені зворотні клапани й по дві запірні засувки з дренажним вентилям між ними для контролю за щільністю засувки й скиду конденсату пари. Трубопровід для продувки змійовика водяною парою повинен постійно знаходитись у нагрітому стані й бути звільненим від конденсату.

4.1.6. Планова зупинка печі

1) Піч перевести на циркуляцію, знизити температуру продукту на виході з печі шляхом виключення з роботи пальників або зниженням їх продуктивності.

2) Кожний пальник відключають за такої послідовності:

- закрити вентиль подачі палива на пальник;
- переконатись, що пальник погас, перекрити подачу водяної пари на пальник і відглушити лінію подачі паливного газу на пальник;
- перед відключенням останнього пальника закрити засувку на паливній лінії для скиду тиску палива, що залишилось між засувкою й пальником, відглушити лінію подачі палива на піч і на пальник.

3) Після зниження температури продукту на виході із змійовика печі до заданої звільнити змійовик від продукту продувкою водяної пари за схемою згідно з регламентом (лінію водяної пари попередньо повністю звільнити від конденсату). При цьому тиск у змійовику повинен бути нижче тиску водяної пари, що подається на продувку.

4) За температури навколишнього повітря нижче 0⁰C після продувки змійовика водяною парою видалити конденсат.

4.1.7. Аварійна зупинка печі

1) Обслуговуючий персонал повинен негайно зупинити піч за таких випадків:

- розгерметизація трубопроводів паливного газу або рідкого палива;
- різке падіння тиску й витрат під час зупинки насосів, що подають продукт у змійовик печі;
- прогар труб змійовика печі;
- вибух газопровідної суміші в топці або газоході;
- несправність приладів контролю й регулювання;
- пожежа в середині печі через розруху змійовика або викид конденсату.

2) Для оперативного гасіння печей в аварійних випадках маєтись система дистанційного відключення печей. За дистанційного відключення (натискуванні кнопки на щиті КВП і А в операторній установці) автоматично відкриваються електрозасувки подачі водяної пари в камери згорання печей, розташовані на площадках біля печі П-1, і одночасно закриваються: електрозасувка на лінії подачі газу до печей біля Т-30 й електрозасувка на лініях подачі й повернення рідкого палива, розташовані на естакаді біля операторної.

3) Під час аварійної зупинки печі необхідно:

- закрити засувки на лініях подачі палива на піч, лінії подачі газу відглушити;
- під час аварійної зупинки печі з причин падіння витрат продукту, розгерметизації змійовика, виникнення пожежі або вибуху в печі, необхідно подати водяну пару в топку, зупинити повітродувку, продуть змійовик водяною парою по ходу або проти ходу продукту в залежності від місця прогару, щоб у топку попало як можна менше продукту;
- перед початком продувки прослідкувати, щоб тиск у змійовику печі був нижче тиску водяної пари, якою буде здійснюватись продувка; до печі водяної пари в змійовик весь конденсат із паропроводу повинен бути скинутий.

4) В аварійних випадках зупинки печі необхідно діяти згідно з планом ліквідації можливих аварій на установці.

4.1.8. Правила техніки безпеки при експлуатації печі

1) Всі трубопроводи обв'язки, арматура й вимірювальні прилади повинні утримуватись у справному стані й чистоті.

2) Лінії паливного газу перед включенням у роботу повинні бути продуті технічним азотом на свічку і далі газом на факел до повного видалення технічного азоту й конденсату; після закінчення продувок лінію на факел відглушити.

3) Тиск паливного газу й рідкого палива повинен відповідати установленим нормам.

4) Запалювати горілки печі без попередньої продувки камери згорання водяною парою забороняється.

5) Непрацюючі горілки повинні бути відглушені по паливному газу.

6) У випадку зриву полум'я з працюючих форсунок перекрити подачу палива на всю печі і подати водяну пару в камеру згорання. Лінії подачі газу на печі і форсунки відглушити. Під час повторного пуску печі додержуватись всіх вимог розділу 4 цієї інструкції.

7) Під час зупинки печі лінії подачі рідкого й газоподібного палива на печі і газові пальники повинні бути відглушені.

8) Під час спостереження за розпалом і горінням форсунок необхідно користуватись захисними окулярами і стояти збоку оглядового вікна.

9) Перевірку герметичності трубопроводів здійснювати тільки за допомогою мильного розчину.

10) Не допускати людей в середину печі без попереднього її охолодження, вентиляції, відбору проб повітря й наявності наряду—допуску на здійснення ремонтних робіт, а під час роботи в борах — наряду—допуску на здійснення газоподібних робіт.

11) Забороняється застосовувати для просочування розтопного факела легкозаймисті продукти (бензин, гас). Необхідно гасити факел, що горить, тільки в ящику із сухим піском.

12) Забороняється працювати з несправними ретурбентами, відкритими дверцятами двійникових коробок. Якщо виявлено течі в ретурбентах, необхідно подати в коробки ретурбентів водяну пару, печі зупинити.

13) Укріплення коробок двійників за наявності в них перепуску на працюючій печі забороняється.

14) Під час виявлення перепуску на лінії газу необхідно вклю-

чити парову завісу, дефектну дільницю трубопроводу виключити для ремонту й відглушити.

15) Засоби пожежогасіння й газозахисту утримувати в справному й готовому до використання стані.

4.2. Оперативна експлуатація металевих вертикальних циліндричних резервуарів для нафти, нафтопродуктів та інших середовищ

4.2.1. Загальні положення

Резервуари повинні експлуатуватись і обслуговуватись у відповідності з вимогами “Правил технічної експлуатації резервуарів і конструкцій” затверджених Держкомнафтопродуктом СРСР від 26.12.1986 р., “Загальних правил вибухонебезпечності для вибухопожежонебезпечних хімічних і нафтопереробних виробництв”, затверджених Держтехнаглядом СРСР у вересні 1992 р., Технологічних карт на кожний резервуарний парк і цієї інструкції.

Обслуговування резервуарів здійснюється особами, що пройшли виробниче навчання, атестацію в кваліфікаційній комісії, інструктаж з безпечного обслуговування резервуарів і резервуарних парків.

Персонал, що здійснює обслуговування резервуарів повинен знати:

- схему розташування трубопроводів резервуарного парку, а також розташування засувок і їх призначення;
- фізико-хімічні властивості нафти, нафтопродуктів, кислот та інших продуктів, що знаходяться в резервуарах, їх безпеку й шкідливість;
- конструкцію резервуарів і правила їх безпечної експлуатації;
- заходи боротьби з отруєннями, загораннями, правилами надання першої медичної допомоги;
- план ліквідації можливих аварій і виробничих неполадок;
- вимоги цієї інструкції;
- вимоги інструкції ТБ–23; ТБ–2; ТБ–3; ТБ–4 АТ “Укратнафта”.

4.2.2. Загальні вимоги до конструкції резервуарів і території парку

Кожний діючий резервуар повинен бути обладнаний повним комплектом обладнання, арматури, передбаченими проектом.

Резервуарні парки й окремо знаходжувальні резервуари повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння. Всі засоби пожежогасіння повинні постійно утримуватись на своїх місцях у повній справності й бути готовими до миттєвого їх використання.

З метою захисту від вторинних дій блискавок і від розрядів статичної електрики кожний резервуар повинен бути надійно заземлений за допомогою заземлюючих пристроїв.

Обваловка резервуарів повинна утримуватись у повній справності.

4.2.3. Обов'язки обслуговуючого персоналу з безпечної експлуатації резервуарів

Обслуговуючий персонал повинен дотримуватись режиму роботи резервуарів у відповідності з технологічною картою.

Під час приймання вахти здійснити обхід закріплених резервуарних парків, трас технологічних трубопроводів і перевірити стан обладнання: засувок, вентилів, трубопроводів, корпусів резервуарів, гідрантів, паропроводів, засобів пожежогасіння, каналізації, теплопроводів. Перевірити за вахтовим журналом стан операцій з резервуарами, їх правильність за схемою й на місці. Установити наявність продукту в резервуарах за записами в технологічній карті й замірами. Якщо маються розходження, необхідно оповістити старшого зміни й вияснити причину розходження.

У випадку виявлення витікання продуктів із резервуарів, трубопроводів і арматури, несправностей обладнання й трубопроводів приймаючий вахту повинен негайно поставити до відома старшого зміни, здійснити заходи з ліквідації витікань, усуненню несправностей. Приймання й здача вахти операторами закріплюється двосторонніми підписами у вахтовому журналі.

На протязі вахти обслуговуючий персонал повинен систематично перевіряти стан обладнання, резервуарів, звертаючи особливу увагу на:

— герметичність фланцевих з'єднань і сальників арматури, зварних з'єднань корпусів;

— на правильність ходу плаваючого переkritтя, відсутність його перекосу;

— справність приймально-роздавальних пристроїв, каналізації, приладів контролю й автоматики, пожежного обладнання.

Коли виявлено тріщини (свищі) у швах або в основному металі корпуса, а також появились течі в швах корпуса або з-під днища резервуара, він повинен бути випорожнений повністю або частково в залежності від місця знаходження дефекту. Чеканка тріщин або окремих свищів забороняється.

Про всі зауваження, виявлені під час оглядів, неполадках і дефектах (поява тріщин, свищів, течі з-під днища, ненормальний шум у резервуарі, перелив рідини та ін.) повинно бути негайно доведено до відома старшому зміни з прийняття необхідних заходів з недопущення аварійної ситуації й пожежі з обов'язковим записом у вахтовому журналі.

4.2.4. Виробничі операції з резервуарами

1) Нововведений або відремонтований резервуар може наповнюватись лише після його випробувань і приймання з оформленням відповідної документації.

2) Дозвіл на перекачку із заповнення або випорожнення резервуарів старший зміни дасть тільки після того, як обслуговуючий персонал переконується в правильності відкриття і закриття засувки, пов'язаних із даною операцією, із відповідним записом у вахтовому журналі номерів відкритих і закритих засувки.

3) Якщо операції на протязі даної зміни не закінчено, і вони переходять у другу зміну, то у вахтовім журналі старший зміни повинен зазначити, що операція продовжується.

4) Якщо за вимірами або іншими факторами виявлено, що нормальне наповнення або випорожнення не має місця, то повинні бути прийняті заходи з усунення причин ненормального наповнення.

5) Оперативні виміри рівня продукту під час наповнення, випорожнення резервуарів повинні здійснюватись не рідше ніж через кожні дві години (контроль ведення за показниками приладів або вимірів вручну).

Під час заповнення останнього метра місткості резервуара оперативні виміри рівня повинні здійснюватись через проміжки часу, що гарантують від переливу резервуара.

6) Під час здійснення виробничих операцій максимальний рівень у резервуарі, температура продукту, швидкість наповнення й випорожнення не повинні перевищувати передбачені технологічною картою.

7) Одночасні операції із засувками, під час перекачки, з відключення діючого резервуара і включення нового резервуара забороняються. Діючий резервуар повинен бути виведений із перекачки тільки після того, як будуть повністю закінчені операції із засувками зі вводу в експлуатацію нового резервуара.

8) На резервуарах із плаваючими покрівлями необхідно вести систематичні спостереження за роботою водоспусків. За відсутності атмосферних опадів засувка на водоспуску повинна бути закритою. Під час випадання атмосферних опадів засувку необхідно відкрити.

9) В осінньо-зимовий період експлуатації резервуарів обслуговуючий персонал повинен виконувати такі додаткові обов'язки:

— операцію з відкачки або закачки продуктів на резервуарах із плаваючими покрівлями здійснювати тільки після перевірки відсутності примерзання затвора до стінки;

— систематично контролювати стан обігріву трубопроводів, шаф КВП і А, імпульсних трубок, тупикових діляниць трубопроводів:

— не допускати накопичування підтоварної води в резервуарі. Після дренажу сифонні засувки заповнюються нафтою й закриваються, а коліна сифонних засувок піднімаються у верхнє положення;

— систематично перевіряють дренажі на пінопроводах систем парогасіння і паропроводах.

10) Забороняється захаращувати сходини резервуарів сторонніми предметами. У зимовий час їх (сходини) необхідно систематично очищувати від ожеледі й снігу.

11) Під час ремонту й зачистки резервуарів пірофорні відкладення, витягуванні з них, для запобігання їх самозагоранню, повинні підтримуватись у вологому стані.

4.3. Оперативна експлуатація й технічне обслуговування відцентрових насосів

4.3.1. Загальні положення

Призначення відцентрових насосів: перекачування нафти, нафтопродуктів, масел, скраплених вуглеводневих газів органічних розчинників, води та інших рідин. Для безперервної й безпечної експлуатації насосів необхідно дотримуватись таких умов і правил.

1) Всі обертальні частини насосного агрегату повинні бути огорожені кожухами. За відсутності огороження експлуатація насоса забороняється.

2) Контрольно-вимірювальні прилади повинні мати на шкалах відмітку граничнодопустимих значень, виконаних червоною лінією. Корпуси електричних контрольно-вимірювальних приладів повинні бути заземлені.

3) Зберігання змащувальних матеріалів у насосних допускається в кількості не більше добової потреби.

4) До обслуговування насосів допускаються особи, що пройшли відповідну підготовку й здали екзамен кваліфікаційній комісії АТ "Укртатнафта".

4.3.2. Експлуатація відцентрових насосів

Перед пуском насоса необхідно.

1) Прибрати з насосного агрегату сторонні предмети й очистити площадку навкруги насоса.

2) Перевірити візуально справність вимірювальних приладів, заземлення основних і допоміжних приладів, заземлення основних і допоміжних трубопроводів, наявність тиску рідини у всмоктувальному трубопроводі, стан кріплення напівмуфт і фундаментних болтів.

3) Перевірити наявність мастила в корпусах підшипників, маслянках постійного рівня, зубчастих муфт.

4) Переконались, що зняті монтажні скоби торцевих ущільнень.

5) Перевірити обертання ротора на два оберти вручну.

6) Перевірити установку й кріплення кожухів огороження на

зубчастій муфті й торцевих ущільненнях.

Для пуску насоса необхідно.

1) Закрити засувку на напірнім трубопроводі.
2) Відкрити вентилі на допоміжних трубопроводах, що підводять охолоджену воду в сорочки (порожнини) корпусу насоса й підшипників, у систему охолодження торцевих ущільнень, а також затворну рідину в акумулятор пружинний гідравлічний (АПП-1) або у ліхтарне кільце сальникового ущільнення.

3) Відкрити засувку на всмоктувальнім трубопроводі, заповнити насос перекачуваною рідиною. При цьому треба керуватись такими вимогами:

— насоси, що призначені для перекачки нафтопродуктів із температурою вище 100°C , треба перед пуском прогріти, поступово підвищуючи температуру. Прогрів здійснюється циркуляцією через насос невеликого об'єму перекачуваної рідини;

— насоси, що призначені для перекачки нафтопродуктів із температурою нижче мінус 15°C треба перед пуском охолодити, поступово знижуючи температуру. Охолодження здійснюють циркуляцією через насос невеликого об'єму рідини з відповідною температурою;

— насоси, що призначені для перекачки скраплених газів із температурою вище навколишнього повітря, треба перед пуском відповідно прогріти до температури перекачуваного продукту для попередження зриву під час запуску. Прогрів насоса здійснюється водяною парою.

4) Здійснити огляд насоса й переконатись, що немає перепусків у роз'ємних з'єднаннях корпусу, торцевих ущільненнях, фланцевих з'єднаннях обв'язувальних трубопроводів. Під час опресовки насоса дренажі повинні бути закритими. Включити електродвигун (насос). Після досягнення в напірнім трубопроводі тиску, передбаченого технологічним процесом, повільно відкрити засувку на напірнім трубопроводі.

5) Після пуску насоса треба перевірити величину витоку через вузли ущільнення вала, торцевих ущільнень вібрацію підшипників і зробити запис у журналі машиніста про результати огляду й пуску насоса.

6) Пуск насоса, не заповненого рідиною, тривала робота (більше 5 хвилин) за закритою засувкою на напірнім трубопроводі, а також під час подачі рідини менше 10% від оптимальної не допускається.

7) У випадку різкого падіння тиску в напірнім трубопроводі,

перепуску продукту через вузли ущільнення, а також поява ненормального шуму й ударів, закрити засувку на напірнім трубопроводі, виключити електродвигун, в'яснити й усунути причини неполадок.

Під час роботи насоса необхідно:

1) Слідкувати за показниками манометра на викиднім трубопроводі, не допускати роботу насосів за тиску на викиднім трубопроводі нижче передбаченого технологічним процесом.

2) Слідкувати за рівнем мастила, не допускаючи його падіння нижче допустимого.

3) Перевірити температуру підшипників, торцевого або сальникового ущільнень насоса й електродвигуна, слідкувати за надходженням достатньої кількості охолоджувальної й ущільнюваної рідини.

4) Контролювати величину витіку перекачуваної рідини через ущільнення. Під час роботи насоса не повинно бути сторонніх шумів і підвищеної вібрації.

Для зупинки насоса необхідно:

1) закрити засувку на напірнім трубопроводі;

2) виключити електродвигун (насос);

3) після охолодження насоса до температури не вище 60°C закрити засувку на всмоктувальнім трубопроводі, а також всі вентиля на допоміжних трубопроводах.

4.3.3. Аварійна зупинка насосів

Насос і електродвигун повинні бути негайно зупинені за таких випадків:

1) коли температура підшипників зростає вище 60°C;

2) коли з'являється сторонній шум або стук;

3) коли з'являється недопустима вібрація;

4) під час скидання рідини насосом, а також коли зупиняється подача рідини в насос по тимчасовому трубопроводі;

5) коли має місце сильний витік продукту через фланцеві з'єднання або сальникові ущільнення;

6) коли зупиняється подача ущільнювальної рідини або охолоджувальної води на сальники, торцеві ущільнення, підшипники;

7) коли має місце загорання насоса або електродвигуна.

4.3.4. Догляд за насосами

Догляд за насосами зводиться до утримання його в чистоті, своєчасного змащування й заміни мастила в підшипникових вузлах і зубчастій муфті. Для цього рекомендується:

1) Через кожні дві години перевіряти температуру підшипників і ущільнень, слідкувати за кількістю мастила в підшипникових вузлах і маслянках постійного рівня, за справністю систем охолоджувальної й затворної рідин.

2) Через кожні 2000...3000 годин роботи необхідно зливати мастило, ретельно очищувати й промивати від мастила й бруду камери підшипників, заливати свіже мастило. Для нових насосів злив мастила й залив свіжого здійснювати після перших 24 годин роботи.

3) Через кожні 4000...5000 годин роботи змінювати мастило в зубчастій муфті.

4.4. Оперативна експлуатація й технічне обслуговування турбокомпресорів

4.4.1. Підготовка до пуску турбокомпресорів

Перед пуском в експлуатацію турбокомпресора необхідно очистити всі труби й проконтролювати правильність їх приєднання. Мастильна система на протязі декількох годин промивається мастилом, що подається допоміжним мастильним насосом, причому мастило обов'язково проходить через фільтр. Частина бруду при цьому все ж таки осаджується в підшипниках, які після закінчення промивки системи необхідно очистити. Щоб у підшипники не попадав бруд, можна від'єднати від них труби, що подають мастило і зєднати ці труби гнучким шлагом безпосередньо з трубами, що відводять мастило. Перед пуском в експлуатацію необхідно перевірити роботу й щільність арматури, роботу регуляторів, щільність холодильників та ін.

Під час першого пуску відцентрового компресора треба, якщо є така можливість, підвищувати швидкість обертання поступово, особливо для головних зразків машин, щоб можна було контролювати

роботу машини в період пуску; проте область критичних швидкостей треба проходити швидко. Якщо компресор приводиться від парової турбіни, то ця вимога легко виконується. Коли використовується як привід електродвигуна, для поступового розгону під час першого пуску компресора на випробувальній станції підприємства-виготовлювача застосовують схему Леонардо; при цьому тимчасовим приводом слугує двигун постійного струму. За великих потужностей електродвигун безпосередньо з'єднують із генератором парової турбіни, швидкість обертання якої поступово підвищують від нуля до робочої за завчасно розробленою програмою.

Після перших пусків і короткочасної роботи здійснюються механічні випробування агрегату, які повинні продовжуватись не менше 4 годин. Під час цих випробувань за робочої швидкості обертання й нормального навантаження контролюється температура підшипників і вібрація машини. Залежність максимально допустимої вібрації підшипників відцентрового компресора від швидкості обертання наводиться на рис. 4.1.

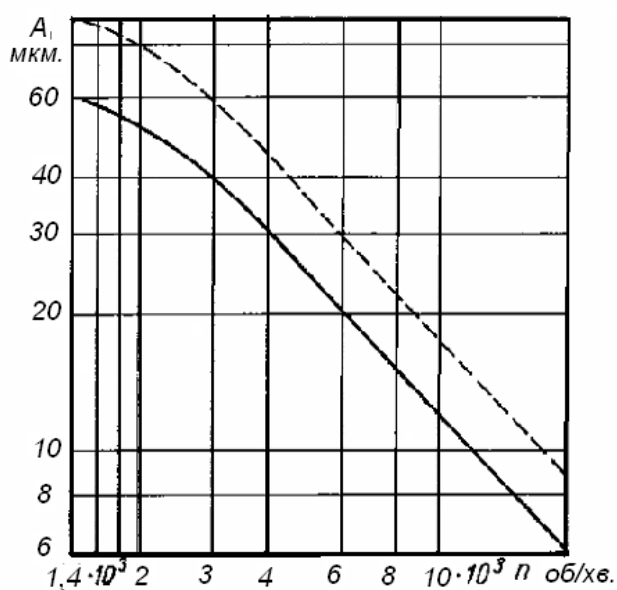


Рис. 4.1. Залежність максимально допустимої повної амплітуди коливань A під час вібрації відцентрового компресора від швидкості обертання

Суцільною лінією показано залежність максимально допустимої повної амплітуди коливань A на постійнім фундаменті від швидкості обертання n . Штриховою лінією показано ту ж залежність для випробувань на тимчасовому фундаменті: випробувальної станції допустима амплітуда коливань від вібрації приймається на 50% більшою (тому що ураховується відсутність заливки рами цементом і менша жорсткість фундаменту).

Після здійснення механічних випробувань і зупинки агрегату виконується його ревізія. При цьому контролюють у першу чергу стан підшипників, лабіринтних ущільнень, зубчастої передачі редуктора і мастильних насосів. Після ревізії й виправлення виявлених дефектів змінюють характеристику компресора, здійснюють налагоджування й контроль надійності роботи антипомпажного регулювання й регулювання продуктивності, а також перевіряють роботу системи сигналізації й запобіжних пристроїв.

4.4.2. Пуск турбокомпресорів

Пуск компресора здійснюється за три етапи: підготовка до пуску; власне пуск, під час якого досягається робоча швидкість обертання; підвищення навантаження до робочих значень параметрів.

Підготовка до пуску складається з операцій включення допоміжного мастильного насоса й подачі води в проміжні холодильники компресора. У мастильні холодильники охолоджувальна вода подається тільки після пуску компресора, щоб температура мастила, що подається в підшипники, не знизилась нижче мінімально допустимої (приблизно 20°C). За більш низької температури охолоджувального мастила рекомендується підігрівати його до необхідної температури.

Перед пуском компресора треба перевірити роботу систем подачі й відводу мастила від всіх підшипників, проконтролювати роботу регулювального клапана мастильного насоса й перевірити відсутність конденсату в корпусі компресора і в газових полостях проміжних холодильників. У відцентрових компресорах, що стискають газ (якщо вони не мають ущільнень, що працюють під час зупинки машини), необхідно видалити повітря з внутрішнього простору компресора, заповнити цей простір інертним газом і ввести в дію ущільнення компресора, що функціонують під час роботи машини. Насамкінець, треба установити всі запірні органи в положення, що вимагає інструкція з

пуску. Підготовка до пуску привода здійснюється у відповідності з інструкціями. Пуск відцентрового компресора треба здійснювати, якщо це можливо, з відкритим перепускним клапаном на нагнітанні. Це унеможливує попадання компресора в зону помпажа, а за використання дросельного клапана на всмоктуванні значно знижує потужність, необхідну під час пуску компресора.

На рис. 4.2 наведено схему пускового контуру газового компресора. Відцентровий компресор 8 подає газ із всмоктувального трубопроводу 1 у нагнітальний трубопровід 2. До спільних всмоктувального і нагнітального трубопроводів 1 і 2 приєднано декілька машин, тому в трубопроводах постійно мається газ під тиском. Тимчасово не працюючий відцентровий компресор відключається від нагнітального трубопроводу запірним вентилям 3 і зворотним клапаном 4. Пусковий контур складається з перепускного клапана 5, холодильника 6 і відповідних трубопроводів. Під час пуску запірний вентиль 3 і зворотний клапан 4 знаходяться в закритому стані, і газ через відкритий перепускний клапан 5 подається (повертається) на всмоктування. Дросельний клапан 7 прикритий і компресор працює в режимі ексаустера з тиском нагнітання, приблизно рівним тиску у всмоктувальному трубопроводі. Кінцевий тиск перевершує тиск всмоктування лише на величину втрат тиску в пусковому контурі. Потужність компресора в кінці пуску (тобто за досягнення меншою номінальної потужності приблизно в скільки разів, у скільки ступінь підвищення тиску в компресорі в цей час менше робочого).

За умов прямого пуску без пускового контуру треба тримати відкритими запірний вентиль 3 і дросельний клапан 7. Тиск нагнітання компресора збільшується з ростом швидкості обертання. У період такого пуску тиск нагнітання компресора буде нижчим тиску в нагнітальному трубопроводі 2; при цьому зворотний клапан 4 буде залишатись закритим, компресор буде працювати з нульовим відбором. За відсутності скиду газу під час пуску може бути помпаж. Помпаж перестав діяти тільки після відкриття зворотного клапана, коли тиск нагнітання в компресорі перевершить тиск у трубопроводі 2, що практично має місце під час досягнення робочої швидкості обертання. Потужність компресора в кінці пуску в цьому випадку практично може бути рівною робочій потужності компресора. Через неминучість помпажу в період пуску прямий пуск компресора застосовується тільки у виключних випадках.

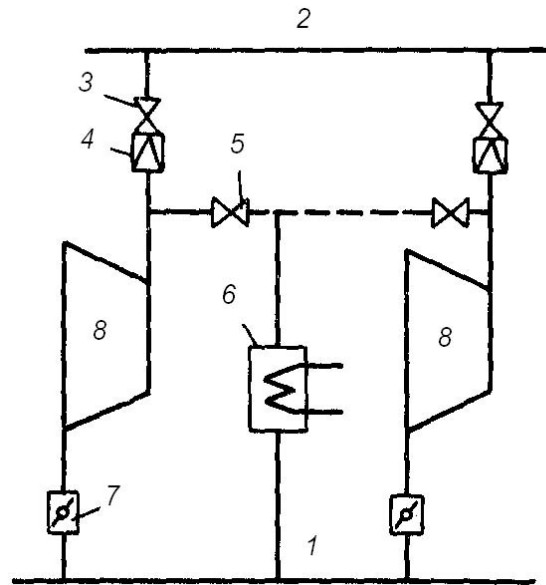


Рис. 4.2. Схема пускового й перепусного контурів відцентрового компресора зі спеціальним холодильником

Пусковий контур (рис. 4.2) слугує також перепусним контуром, коли для уникнення помпажу необхідно перепускати частину газу. Пусковий (він же й перепусний) контур може бути використаний для всіх компресорів, що мають спільний всмоктувальний і нагнітальний трубопроводи (рис. 4.2, штрихова лінія). Для повітряних компресорів не потребується спеціальний пусковий контур, тому що під час пуску машини повітря викидається через вентиль в атмосферу.

Газ під час перепуску треба охолоджувати, щоб сильно не підвищувати температуру газу на всмоктуванні (із підвищенням цієї температури знижується тиск нагнітання). Якби тиск нагнітання внаслідок підвищення температури газу на всмоктуванні знизився нижче тиску в спільнім трубопроводі, то було б неможливо включити машину в спільну мережу, не знизивши тиск нагнітання у всіх інших машин.

Для охолодження газу, що перепускається, можна використати проміжні холодильники компресора (рис. 4.3), а також спеціальні холодильники, установлені в пусковому й перепусному контурі. Газ

із нагнітального патрубку компресора 4 перепускається через вентиль 1 у проміжний холодильник 2, де охолоджується сумісно з газом, стискуваним в попередніх секціях компресора; деяка частина газу перепускається через вентиль 3 на всмоктування.

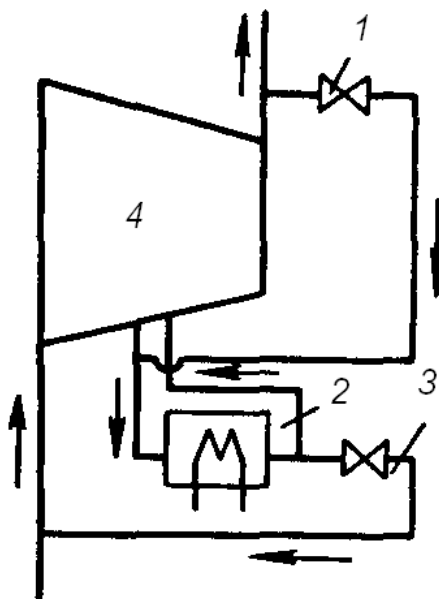


Рис. 4.3. Схема пускового контуру з охолодженням перепускного газу в холодильник

Останнім етапом пуску є від машини на робочі параметри і приєднання компресора до спільної мережі або включення її в технологічний цикл. Перед цим необхідно випробувати машину на протязі деякого часу за робочої швидкості обертання в ненавантажувальному стані, щоб компресор рівномірно прогрівся і під час роботи під навантаженням у деталях компресора не виявились напруження, спричинені температурними деформаціями. Час прогріву залежить від розмірів і конструкції машини, робочих температур та інших факторів. Цей час зазначається в інструкції з експлуатації компресора; за звичай він складає від декількох хвилин до декількох десятків хвилин. Компресор вводиться в робочий режим за поступового відкривання дросельного клапана на лінії всмоктування. Після відкривання цього клапана

зростає тиск нагнітання і зростає необхідна потужність.

Відповідно зі схемою, наведеною на рис. 4.2, підключення машини до мережі можна здійснити двома способами. За звичай спочатку відкривають запірний вентиль 3, при цьому перепускний клапан 5 знаходиться під дією антипомпажного регулятора. Як тільки тиск нагнітання компресора стане вищим за тиск в нагнітальній трубопроводі 2, відкривається зворотний клапан 4, і компресор почне подавати газ у нагнітальний трубопровід. Коли компресор вийде з помпажної зони, перепускний клапан автоматично закривається.

Під час пуску за іншим способом машину навантажують поступовим відкриттям дросельної затулки за закритого запірного вентиля 3. Тільки після повного відкривання дросельної затулки запірний вентиль 3 відкривають і починається подача газу в спільний трубопровід.

4.4.3. Зупинка турбокомпресорів

Під час зупинки відцентрового компресора машина відключається від трубопроводної мережі закриванням запірного вентиля 3 (рис. 4.2) з одночасним відкриванням перепускного клапана 5 і прикриванням дросельного клапана 7; після знімання навантаження виключають електродвигун. Під час вибігу компресорного агрегату мастило подається від допоміжного мастильного насоса, який автоматично включається під час падіння тиску мастила, що подається на змащування.

Після зупинки компресора допоміжний мастильний насос і мастильний холодильник працюють ще деякий час для охолодження підшипників. Час охолодження підшипників залежить від розмірів машини, від робочих температур і зазначається в інструкції з експлуатації. Якщо в компресорі під час охолодження може виникнути нерівномірний розподіл осадів (забруднень) на роторі, то на деякий час включають повертальний пристрій. Наприклад, у відцентрових компресорах, що стискають коксовий газ із великим вмістом смолистих речовин, осадки стікали б під час охолодження після зупинки компресора на один бік робочих коліс. Внаслідок нерівномірного розподілення осадів на колесах з'являється великий дебаланс ротора, і під час пуску має місце сильна вібрація ротора. За допомогою повертального пристрою, подібного аналогічним пристроям у парових турбін, ротор обертається

деякий час із невеликою швидкістю, й осадки рівномірно застигають на дисках робочих коліс.

Під час кожної зупинки треба фіксувати час вибігу компресора. Значне зниження часу вибігу є сигналом наявності несправностей в будь-якому підшипнику або редукторі.

4.4.4. Експлуатація й технічне обслуговування турбокомпресорів

Більшість сучасних компресорів обладнано автоматичними пристроями для регулювання продуктивності й антипомпажного регулювання та запобіжними пристроями, які контролюють основні робочі параметри машини. Запобіжні пристрої світловими й звуковими сигналами попереджають обслуговуючий персонал про аварійну зміну деяких із контрольних робочих параметрів. Під час подальшого збільшення відхилення будь-якого з контрольованих параметрів запобіжний пристрій автоматично зупиняє компресор. Таким способом контролюються температура газу на лінії нагнітання компресора, температура підшипників, тиск мастила, подача води в холодильники, осьове зміщення ротора та ін.

Окрім цього підприємства, що поставляють відцентрові компресори, за звичай рекомендують постійний нагляд за роботою машини. Через визначені інтервали (наприклад, через кожну годину) необхідно записувати в журнал основні робочі параметри. У наші часи все ширше використовується дистанційне керування й дистанційний контроль. Все ширше застосовують контрольні прилади з автоматичною реєстрацією заміряних величин. Вимірюються й реєструються навіть ті величини, які раніше оцінювались обслуговуючим персоналом суб'єктивно (наприклад, вібрація компресора). Кінцевою метою є повна автоматизація роботи компресора в залежності від технологічного процесу, включаючи його пуск і регулювання.

Для забезпечення безаварійної роботи необхідно здійснювати через визначений час ревізію й профілактичний ремонт як всього агрегату, та і його окремих вузлів. Інтервал між окремими ревізіями визначається підприємством-виготовлювачем і зазначається в інструкції з експлуатації машини. Проте порушення нормальної роботи деяких вузлів може мати місце не тільки з причини зносу під час експлуатації, але також і внаслідок корозії або забруднення; тому необхідно

контролювати стан агрегату навіть, якщо він не знаходиться в експлуатації.

Стан деяких вузлів компресорного агрегату можна перевірити й у період експлуатації. Огляд ряду вузлів і невеликий ремонт можна здійснювати під час короткочасних зупинок машини. Повна ревізія компресорного агрегату здійснюється кожні один або два роки після 8000...10000 годин роботи.

Треба постійно контролювати стан фільтра на лінії всмоктування в компресор. Забруднення фільтра підвищує втрати тиску й пов'язані з цим втрати енергії. Окрім того за забрудненого фільтра частина бруду може попадати в компресор на охолоджувальних поверхнях проміжних холодильників; це зменшує теплопередачу й призводить до збільшення витрат енергії.

Не рідше одного разу на місяць треба перевіряти роботу запобіжних пристроїв, регуляторів і арматури (зворотних клапанів та ін.). Не рідше одного разу на місяць необхідно відстоювати мастило в баку, а також видаляти осад із бака. Підвищений вміст води в мастилі свідчить про нещільності в мастильній холодильнику. Після 200 годин роботи мастильний фільтр треба очистити й здійснити контроль якості мастила (визначити його стан і ступінь забруднення).

Після 4000 годин роботи необхідно здійснити ревізію підшипників агрегату, а також зубчастої передачі редуктора, мастильного насоса й зубчастих муфт. Через цей же проміжок часу треба перевірити трубні пучки проміжних холодильників і очистити їх. Якщо виявиться нещільність у невеликій кількості трубок, їх можна заглушити. За великої кількості трубок із нещільностями в розвальцюванні або з тріщинами необхідно пучок замінити запасним, а знятий пучок відремонтувати. Через той же строк контролюється точність роботи регуляторів і вимірювальних приладів і здійснюється їх очистка.

Після 8000...10... годин роботи необхідно здійснити ревізію всього агрегату. Після розкриття відцентрового компресора здійснюється очистка його внутрішніх порожнин від осадів. Ротор піднімають і також очищають; Оглядають диски робочих коліс, лопаті, Заклепочні з'єднання. У випадку необхідності зачищають шийки вала в підшипниках і гребінці вала, що прилягають до упорних підшипників. Зачищають також вкладиші радіальних і сегментних упорних підшипників, контролюють зазори в них. Якщо зазор буде децю більший рекомендованого, то він регулюється за рахунок зниження верхньої частини вкладиша підшипника. За більшого зносу вкладиша

підшипника або сегментів необхідно замінити підшипник запасним, а знятий — відремонтувати. Якщо відцентровий компресор має підшипники кочення, то в інструкції з експлуатації зазначається час роботи, після якого підшипники треба замінити новими.

Під час здійснення ревізії контролюють стан гребенів і зазори в лабіринтних ущільненнях. Лабіринти, що мають дефекти гребенів або великі зазори, треба справити або замінити новими, щоб не зростали втрати газу, через лабіринти і не знижувався к.к.д. компресора. Далі необхідно перевірити роботу допоміжного обладнання й у випадку необхідності розібрати й очистити ті деталі, у роботі яких маються дефекти. Це відноситься до дросельного клапана на лінії всмоктування, зворотного й антипомпажного клапанів, мастильному холодильнику та ін.

Під час ревізії замінюється мастило. При цьому мастильна система промивається чистим мастилом, яке після промивки зливається, щоб не погіршити якість мастила, знову заливається.

Приводи і їх допоміжне обладнання піддається ревізії у відповідності з інструкціями з їх експлуатації.

4.5. Оперативна експлуатація й технічне обслуговування поршневих компресорів

4.5.1. Регулювання окремих вузлів і пристроїв поршневих компресорів

Окремі вузли й пристрої поршневого компресора регулюються в період його обкатки й наладки.

Регулюванню підлягає наступне:

1) Лінійна величина шкідливого простору циліндрів. Вона повинна бути не менше 1,5 мм і в циліндрах подвійної дії з боку шатуна бути на 0,3...0,5 мм меншою, ніж із протилежного боку.

2) Кількість мастила, що подається лубрикатором. Лубрикатор повинен подавати мастило в такій кількості, щоб на стінках циліндрів і на поршнях утворилась тонка плівка мастила. Недостатнє змащування збільшує знос дзеркала циліндрів і поршневих кілець. Збиткове змащування сприяє збільшенню відкладень нагару в клапанах, трубо-

проводах, холодильниках і на поршні, що може призвести до погіршення роботи компресора, до аварій і вибухів.

Страсбургський конгрес по мастилах рекомендував норму змащування: 1 г на 400 м² змащувальної поверхні для горизонтальних компресорів і 1 г на 500 м² змащувальної поверхні для вертикальних компресорів.

Для повітряних компресорів високого тиску рекомендуються більш високі норми витрат мастила: 1 г на 200 м² змащованої поверхні і 3 г на 100 м² для штоків і сальників.

3) Тиск мастила в циркуляційній системі змащування. За звичай цей тиск повинен знаходитись у межах 0,15...0,3 МПа.

4) Деякі конструкції компресорів дозволяють у випадку необхідності, вручну регулювати продуктивність компресора й розподіл тиску по ступенях.

4.5.2. Підготовка до пуску поршневих компресорів

Перш ніж запустити компресор після перерви в роботі, не пов'язаної з ремонтом машини, треба перевірити, чи підготовлено його до пуску.

Для цього в першу чергу треба переконатись у наявності достатньої кількості мастила в кожній із систем змащування компресора. Рівень мастила в лубрикаторі повинен знаходитись у верхній частині скла мастилопоказчика, рівень мастила в картері машини повинен знаходитись біля верхньої риски стержня мастилопоказчика. Далі, прокачуючи лубрикатор, перевіряють через контрольні вікна надходження мастила до кожної змащованої точки. Після цього відкривають продувальні вентилі холодильників, перевіряють, чи поставлено на місце всі огороження й кришки, і пускають охолоджувану воду.

На цьому закінчується підготовка повітряного компресора до пуску.

4.5.3. Пуск поршневих компресорів

Вентилі холодильника під час пуску компресора відкривають, виходячи з таких міркувань: якщо в будь-якому холодильнику є пошкоджені трубки або прокладки, тобто якщо є порушення герме-

тичності між водною і повітряною порожнинами, то під час роботи компресора вода в циліндри надходить не буде внаслідок більш високого тиску повітря в порівнянні з тиском у водяній порожнині. Навпаки, повітря буде попадати у водяну порожнину. За зупиненого компресора вода може потрапити в повітряний простір холодильника. Якщо пустити компресор за закритих продувальних вентилях, вода буде всмоктана в циліндр наступного за холодильником ступеня, а це може слугувати причиною аварії компресора.

Пуск компресора починають із перевірки, чи включено компресор у холосту лінію. Далі, переконавшись, що це не небезпечно для присутніх, пускають електродвигун.

Після пуску компресора перевіряють роботу механізмів змащування (по контрольних вікнах лубрикатора й по показниках манометра), закривають продувальні вентиля холодильників, попередньо переконавшись перевіркою на слух, що через них виходить сухе повітря, і, з'єднавши компресор із робочою лінією, перевіряють покази манометрів, що показують розподіл тиску по ступенях стиску.

На цьому пуск компресора закінчується, але для того, щоб бути впевненим у його нормальній роботі, прослуховують роботу компресора (окремо сторони низького й високого тиску), для перевірки відсутності ненормальних стуків і шумів.

4.5.4. Догляд за поршневыми компресорами під час експлуатації

Догляд за компресором під час його експлуатації включає таке: спостереження за роботою лубрикатора, за показаннями приладів, що вимірюють тиск і температуру газу, тиск мастила й витрати електроенергії; поповнення мастила в системі змащування; спостереження за температурою охолоджуваної води; продувка холодильників від накопичених у них мастила й сконденсованої вологи; очистка мастильних фільтрів; перевірка роботи запобіжних клапанів; перевірка щільності з'єднань; затяжка болтів; спостереження за станом фундаментів; підтримка в чистоті як самої машини, так і приміщення, в якому її встановлено.

4.5.5. Зупинка поршневих компресорів

Для того, щоб зупинити компресор, скидають тиск повітря, відкривають продуванні вентилі й зупиняють електродвигун. Далі загальним вентилем виключають воду, і перевіряють, чи не гріються паралелі й підшипники.

Якщо компресор зупиняється на тривалий час, продувальні вентилі повинні бути залишені відкритими, циліндри й рухомі частини добре змащені.

За необхідності термінової зупинки компресора перш за все треба зупинити (виключити) електродвигун, після чого здійснити решту операцій у тому ж порядку, як і під час звичайної зупинки.

4.5.6. Неполадки в роботі поршневих компресорів і їх усунення

Зупинимось на деяких неполадках в роботі компресора. Вони можуть бути наступними:

1) Несправності в системі змащування кривошипно-шатунного механізму:

— раптове падіння тиску мастила. Воно може бути обумовлене розривом однієї з труб мастилопроводу, поломкою перепускного клапана мастильного насоса, дуже низьким рівнем мастила в картері (насос почав засмоктувати повітря), поломкою мастильного насоса або його привода, поломкою манометра. Необхідно негайно зупинити компресор, знайти й усунути несправність;

— поступово зменшується тиск мастила. Причинами можуть бути знос підшипників (при цьому в компресорі за звичай з'являється стук), несправності в з'єднаннях трубопроводів мастильної комунікації, забивка приймальної сітки мастильного насоса, перегрів мастила. Всі ці причини усуваються під час першої ж зупинки компресора.

— ріст температури мастила, що виходить із картера компресора. Можливі причини — недостатнє охолодження мастильного охолоджувача, застосування неякісного або забрудненого мастила, а також мастила невідповідних марок; несправності в механізмах компресора. Якщо ріст температури мастила зупинився й тиск його не знизився нижче 0,1 МПа, причини перегріву мастила можуть бути усунені під час наступної зупинки компресора.

2) Несправності в системі змащування циліндрової групи:

— утворення нагару. Причинами можуть бути засмокування в циліндри пильного газу, ненормально висока температура газу в кінці стиску, некондиційне мастило. Видаляти нагар краще всього механічним шляхом, за необхідності розм'якшуючи його дихлоретаном;

— несправності зворотних клапанів мастилопроводів (характерний признак — нагрів трубок на дільниці, що прилягає до зворотного клапана). Справляються притиркою кульки чи голки, а за необхідності приточкою сідла;

— несправність лубрикатора. Ремонт його вимагає від складальника високої кваліфікації.

3) Несправність в системі охолодження:

— погана робота холодильника, незважаючи на подачі достатньої кількості води. Причина — утворення накипу й мастильних відкладень на трубках холодильника. Очистку здійснюють або механічним (металевими щітками, шкребками та ін.), або хімічним шляхом. Мастильні відкладення видаляються дихлоретаном; накип — розчином їдкого натрію (20⁰ Боме) на протязі 6...8 годин або 10%-ним розчином соляної кислоти на протязі 1 години з наступною промивкою сильним струменем води;

— нещільність в системі охолодження. Ця несправність обумовлюється порушенням щільності з'єднань або поломкою трубок, а також несправністю прокладок і повинна усуватись негайно.

4) Неправильне розподілення тиску по ступенях стиску:

— підвищення тиску в будь-якому із ступенів стиску (окрім кінцевого) вище нормального. Це обумовлюється головним чином несправністю клапанів (у першу чергу всмоктувальних) на наступному вищому ступені стиску. Підвищення тиску має місце тому, що зменшується продуктивність того ступеня, де клапани несправні, тобто попередній ступінь подає більше повітря, ніж засмоктує наступний ступінь. Необхідно негайно зупинити компресор і замінити несправний клапан;

— зменшення проти нормального тиску нагнітання будь-якого ступеня стиску. Це також обумовлюється частіш за все несправністю клапанів, але не в наступному, а в даному ступені стиску. Воно також недопустимо й підлягає негайному усуненню.

Несправний розподіл тиску по ступенях може бути обумовлений несправністю поршневих кілець і сильними перепусками через сальники й клапанні кришки.

5) Ненормальне підвищення температури повітря в будь-якому ступені стиску може бути наслідком неправильного розподілу тиску по ступенях або недостатнього охолодження в холодильнику попереднього ступеня. У першому випадку за збільшення температури кінця стиску в будь-якому ступені спостерігається зменшення температури в кінці стиску в сусідньому ступені.

6) Перепуск сальника, що має металеву набивку:

— спрацювання (зношення) ущільнювальних кілець до відсутності зазору в їх стиках, внаслідок чого не може бути забезпечене щільне прилягання кілець до штоку;

— поломка або зіскакування пружин, що притискають секції сальника одне до іншої;

— виробка штока або поява на його поверхні рисок, подряпин та інших пошкоджень.

7) Стук у компресорі може бути різким або глухим. Різкий стук за звичай обумовлюється попаданням між поршнем і однією з кришок циліндра сторонніх тіл (наприклад, куска відломленої клапанної пластини), безпосереднім ударом поршня об кришку внаслідок недостатнього шкідливого простору, накопиченням в циліндрах змащування або попадання вологи (конденсату), ослабленням з'єднання штока з поршнем або з повзуном, занадто великою виробкою повзунів або паралелей, спрацюванням підшипника повзуна, зносом пальця, ослабленням клина підшипника, спрацюванням конічних гнізд повзуна, виробкою конусів пальців, ослабленням кріплення клапанів у гніздах циліндрів, неправильною посадкою маховика на вал. Перш ніж регулювати зазори у виробленім підшипнику, треба перевірити циліндричність шийок вала. Якщо еліптичність перевершує 0,05 мм, єдиним засобом усунення стуку є обточка шийок вала і заливка підшипників.

8) Нагрівання підшипників. Якщо нагрівається підшипник, що працював нормально тривалий час, то причиною нагріву, вірогідно є несправність системи змащування або попадання в підшипник бруду чи твердих частинок. Якщо ж підшипник почав грітись після ремонту, то причиною нагріву може бути його неправильне регулювання (малий зазор) або перетяжка.

Усунення неполадок в роботі компресора здійснюється шляхом заміни, ремонту або очистки погано працюючих вузлів і деталей. Це обумовлює або негайну зупинку компресора, або усувається під час планових його зупинок.

4.5.7. Техніка безпеки при експлуатації поршневих компресорів

Під час експлуатації компресорних установок необхідно суворо дотримуватись вимог інструкцій підприємства-виготовлювача й загальні правила техніки безпеки. Окрім того, треба мати на увазі специфічні особливості, притаманні компресорним установкам.

Під час роботи поршневого компресора завжди є небезпека надмірного підвищення тиску й температури стиснутого газу в будь-якому із ступенів стискування в результаті різних несправностей. Від цих причин, а також за надмірного змащування й за поганої якості мастила в нагнітальних трубопроводах і різних місткостях може з'явитись нагар. У стиснутому газі можуть бути пил і продукти розкладу мастила. Це може обумовити вибухи компресорних установок, що виникають, головним чином, в нагнітальних трубопроводах і в різних місткостях, де температура газу перевищує 70...80°C. Витік стиснутого газу через різні нещільності може призвести до утворення в суміші з повітрям вибухонебезпечних концентрацій. Тому під час експлуатації компресорних установок повинні ретельно контролюватись тиск газу (кінцевий і по ступенях), його температура, очистка від пилу й конденсату, правильність роботи системи змащування, якість мастила, щільність всіх газопроводів і заземлення машини.

Навіть за справно працюючих запобіжних клапанах (їх дія повинна систематично перевірятись), що не допускають надмірного підвищення тиску в кожному із ступенів стиску, ступінь стиску в одному із ступенів може стати надмірним (наприклад, під час зменшення тиску всмоктування) і слугувати причиною недопустимого підвищення температури газу в кінці стиску.

Ні в якому разі не допускається підтягування болтових з'єднань, навантажених тиском газу. Це може призвести до обриву підтягнутого болта й викликати пошкодження всього з'єднання.

Не допускається робота компресора за несправностей у системі змащування, відсутності або недостатній кількості охолоджуваної води.

Необхідно дотримуватись установлених строків перевірки манометрів та інших приладів. Посудини, контрольовані Держтехнаглядом, повинні мати паспорти й своєчасно переосвідчуватись.

4.6. Експлуатація та технічне обслуговування центрифуг фільтруючих горизонтальних безперервно діючих із пульсуючим вивантаженням осаду

4.6.1. Підготовка до пуску центрифуги типу ФГП

Перед пуском центрифуги апаратник повинен уважно оглянути установку й прибрати все непотрібне; переконавшись про відсутність у роторі сторонніх предметів, за допомогою невеликого важеля або від руки перевірити вільне його обертання. У випадку заїдань або незначного тертя між деталями ротора й кожуха необхідно усунути їх до пуску. Перевірити кріплення центрифуги й привода до постаменту (плити) і останнього до фундаменту або до перекриття, герметичність всіх фланцевих з'єднань обв'язувальних трубопроводів, гнучких зв'язків і роз'ємів центрифуги; затяжку сальникових ущільнень і кришок підшипників. При цьому важливо забезпечити відсутність перекосів і щільність прилягання фетрових, гумових та інших ущільнень до штоку або валу по всьому колу.

Треба перевірити рівномірність зазорів у лабиринтних ущільненнях; паралельність привідних шківів; натяг клинопасової передачі; наявність змащування в підшипниках (за консистентного змащування); кріплення огороження привода й захисного кожуха; кріплення й справність живильного пристрою (шнека, транспортера або труби завантаження); кріплення гнучких зв'язків; відповідність штуцерам трубопроводів відводу парів і газу з кожуха, із розвантажувального бункера і т.д.; вільне повертання насоса від руки, правильність підключення електродвигунів (обертання електродвигунів насоса перевіряється по стрілці на кожусі електродвигуна або стакані, обертання електродвигуна повинно відповідати обертанню ротора за годинниковою стрілкою, якщо дивитись зі сторони вивантаження осаду); відповідність рівня мастила в станині верхній мітці мастилопоказчика; циркуляцію води в мастилоохолоджувачі; наявність термометра й манометра на нагнітальнім трубопроводі мастилоустановки.

Манометри й термометри повинні бути справними (із цілими стеклами й корпусами без вм'ятин). Діапазон робочого тиску мастилонасоса повинен припадати на першу половину шкали манометра. Якщо, наприклад, мастилоустановка центрифуги працює в діапазоні

тиску 0,5...2,0 МПа, то шкала манометра повинна бути розрахована на 4,0 МПа. На корпусі манометра й термометра повинні бути пломби й знак державного повірника, що посвідчує про те, що прилад пройшов щорічну перевірку.

Особливу увагу під час огляду машини необхідно приділити кріпильним з'єднанням ротора й гідроциліндра, зокрема затяжці кріплення притискувальних кілець каскадів, приймального конуса, зрівнювального кільця, кришки гідроциліндра та ін. У центрифугі 1/4 ФГП—650у—1 треба перевірити від руки вільне обертання розвантажувального конуса, рівномірність зазору між шкребком і конусом, а також величину зазору між торцями башмака живильної труби й опорного кільця приймального конуса. За наявності гідromуфти в приводі центрифуги перевіряють герметичність фланцевих з'єднань, надійність кріплення на валу електродвигуна і рівень мастила в об'ємній бачку.

4.6.2. Пуск центрифуги

Після огляду центрифуги і всіх підвідних і відвідних комунікацій розпочинають пробний пуск мастилосистеми. Для цього мастилосистему налаштовують на максимальний скид мастила в місткість, тобто на мінімальне число пульсів штовхача. У центрифугах, обладнаних регулятором швидкості, повністю відкривають дросель, а в центрифугах, укомплектованих прохідним вентилям і запобіжним клапаном із переливним золотником, прикривають на 2/3 прохідний отвір вентиля. Далі включають електродвигун мастилосистеми і перевіряють плавність роботи штовхача, відсутність витоків мастила в з'єднаннях трубопроводів і агрегату, подачу мастила через торцеву муфту в гідроциліндр і щільність торцевого ущільнення, надходження мастила в підшипники кочення (для цього відкривають бокову кришку корпусу головного вала або станини), регулювання кількості пульсів штовхача. У центрифугі 2/2 ФГП—1201К—1 регулюється також довжина ходу штовхача.

Подача мастила в підшипники перевіряється тільки на початку запуску центрифуги, а також якщо має місце нагрів підшипників вище допустимої температури. Перед пуском центрифуги треба виключити електродвигун мастилосистеми.

Запуск центрифуги здійснюють від станції керування, схемою якої передбачено блокування привідного електродвигуна з електрод-

вигуном насоса, що забезпечує визначену почерговість їх пуску й зупинки. Електродвигун привода центрифуги включають в роботу тільки після пуску електродвигуна насоса і, навпаки, останній зупиняють тільки після зупинки електродвигуна привода центрифуги.

Під час пуску центрифуги за допомогою кнопки "Пуск" і магнітного пускача включають електродвигун мастильної системи. Далі аналогічним чином включають електродвигун привода центрифуги. Не менше двох годин перевіряють роботу центрифуги на холостому ході. Переконавшись у справності підшипників та інших механізмів машини, розпочинають завантаження центрифуги. Перед завантаженням рекомендується здійснити обмивку ротора і включити подачу води в передній лабіринт і задню порожнину ротора.

У цукрових і деяких інших виробництвах ротор і лабіринтні ущільнення пропарюють перед завантаженням. Після цього, викликавши промивку (пропарку) ротора й лабіринтних ущільнень, розпочинають завантажувати ротор.

Подавати суспензію треба рівномірно для уникнення вібрацій центрифуги й викиду суспензії в приймач відфугованого осаду.

У випадку появи сильної вібрації, нагріву підшипників вище установлені паспортом температури та інших відхилень у роботі центрифуги необхідно її зупинити. Очистивши ротор від осаду, треба промити його, вияснити причини несправностей і усунути їх. Далі треба здійснити повторний пуск центрифуги. Запускати центрифугу з неочищеним ротором категорично забороняється. Після забезпечення необхідного режиму роботи машини рекомендується відрегулювати число штовхань і установити місце промивки осаду в залежності від оброблюваного продукту.

Після пуску машини треба переконатись у відсутності вібрації й перегріву підшипників, вияснити, чи не надто багато мастила перепускає мастилоторцева муфта, чи немає витоків на з'єднаннях труб мастилоустановки, чи достатні циркуляція води в холодильнику, нагрів електродвигунів, повільність роботи штовхача.

4.6.3. Експлуатація центрифуги

Відповідність оброблюваного продукту умовам експлуатації центрифуги є основним фактором що визначає якість одержуваного продукту, продуктивність машини, тривалість і невідмовність її роботи.

Для нормальної роботи машини потрібне перш за все безперервне рівномірне й оптимальне завантаження ротора. Оптимальним завантаженням можна вважати таке, за якого величина шару осаду сягає рівня регульовального кільця ротора, а під час пересипань осаду з каскаду на каскад не видно притисного кільця сит першого каскаду. У тих випадках, коли осад досягає рівня регульовального кільця або коли центрифуга працює з перевантаженням, спостерігаються вібрації центрифуги, підвищене зношування деталей ротора, особливо фільтрувальних сит, погіршується якість одержуваного продукту.

Під час роботи машини забороняється допускати навіть короткочасні перерви в подачі суспензії, тому що це призводить до пересушки осаду, підвищенню зусилля виштовхування, інтенсивному зносу сит і швидкому виходу їх із ладу. У ряді випадків закристалізований на ситах пересушений осад є причиною розклинювання шпальт сит, місцевих випучувань їх і задирів. Часті випадки виходу з ладу кріплення та інших деталей ротора.

Під час перерви в подачі суспензії необхідно зупинити центрифугу, очистити ротор від осаду, промити його й тільки після цього знову запустити машину й розпочати завантаження.

Апаратник зобов'язаний слідкувати за рівномірністю подачі суспензії в ротор і регулювати її за допомогою завантажувального вентиля. Для спостереження за потоком суспензії з приймача необхідно встановити перед вентилям спостережний ліхтар.

Для нормальної роботи й високої продуктивності центрифуги важливе значення мають величина кристалів і вміст їх у рідкій фазі. Величина кристалів повинна бути сумірною з величиною щілини фільтрувальної основи машини. У центрифугах із пульсуючим вивантаженням осаду за звичай застосовують сита із шириною щілини 0,3 мм. Тому чим більше в суспензії кристалів величиною 0,3 мм і більше, тим менше їх буде виноситись із фугатом і тим швидше буде утворюватись шар осаду в роторі; одночасно зменшиться виніс кристалів у тильну частину ротора, покращиться промивка осаду й знизиться вологість готового продукту. Необхідно намагатись, щоб у суспензії було не менше 40% кристалів величиною 0,3 мм і більше.

Оптимальною концентрацією суспензії є відношення твердої фази до рідкої (Т : Ж), рівне 1 : 1 або близьке до нього, оскільки прохідний переріз шпальтових сит у центрифугах із пульсуючим вивантаженням складає 8...12% загальної площі сит і не може пропустити більшу кількість рідин. До того ж фільтрація має місце переважно в зоні,

розташованій між опорним кільцем першого каскаду й рівняльним кільцем приймального конуса, що обмежує й кількість перепускної рідини.

У ряді випадків центрифуги використовуються для обробки суспензії з відношенням $\tau : \mathcal{K}$ від 1 : 2 до 1 : 4. За таких концентрацій рідина не встигає пройти через сита й проривається по шару осаду в роторі до приймача відфугованого сухого осаду. Робота центрифуг на розбавлених суспензіях призводить до нерівномірного розподілу осаду на ситах, утворенню вимоїни, як наслідок, до підвищених вібрацій, зниженню якості відфугованого осаду, підвищеному виносу кристалів із фугатом і, у кінцевому рахунку, до зниження продуктивності, поломці деталей центрифуги й завчасному виходу її з ладу.

За постійної концентрації суспензії апаратник регулює її подачу в центрифугу тільки під час пуску машини. Після того як центрифуга увійшла в нормальний режим роботи потрібно лише спостереження за нею, тому один апаратник може обслуговувати 5...6 центрифуг. За змінної концентрації потрібне постійне регулювання завантаження, й апаратник може обслужити тільки 1...2 машини.

За звичай суспензію згущують перед подачею в центрифугу за допомогою згущувального пристрою, що встановлюється в схемі живлення перед центрифугою. Такими пристроями можуть бути кристалоприймачі з переливом просвітленої рідини, гідроциклони, фільтри безперервної дії, осаджувальні центрифуги та ін. Найпростішим пристроєм для згущення суспензії є кристалоприймач конічної форми з переливом просвітленої рідини.

На рис. 4.4. показано схему згущування, найбільш часто використовувану на установках пульсуючих центрифуг. Місткість кристалоприймача рекомендується вибирати такою: 2...3 м³ для центрифуг діаметром ротора 400 мм; 5 м³ — діаметром 630 мм; 10 м³ — діаметром 800 мм і 15 м³ для центрифуг діаметром 1200 мм. Схема забезпечує достатнє згущування без подрібнення кристалів.

На деяких виробництвах застосовуються інші схеми живлення, наприклад, схема паралельного підключення центрифуг із підводом суспензії по спільному трубопроводу. Така схема не забезпечує рівномірного живлення всіх центрифуг. Якщо в першу центрифугу надходить більша кількість пульпи, то остання машина завжди буде працювати з недовантаженням. З іншого боку, частина суспензії повертається по замкнутому контуру у вхідну місткість і знову закачується насосом у підвідний трубопровід. Застосування в схемі живильних

насосів призводить до значного подрібнення кристалів і тим самим погіршує процес фільтрування.

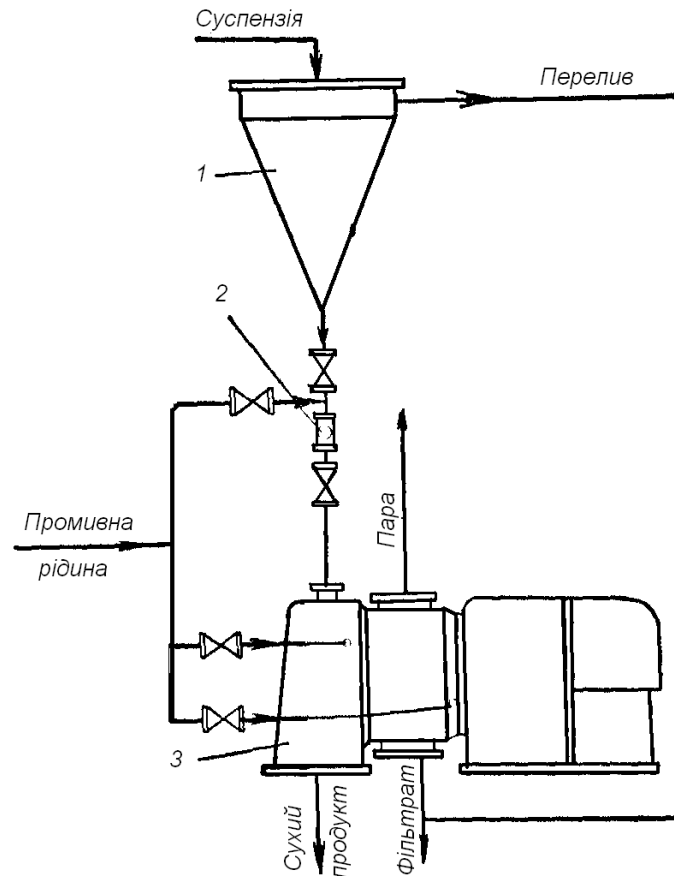


Рис. 4.4. Схема установки центрифуги:

1 – приймач суспензії; 2 – ліхтар для спостереження; 3 – центрифуга

Під час експлуатації центрифуг із пульсуючим вивантаженням осаду необхідно робити періодичну промивку ротора не менше одного разу на зміну. Це необхідно тому, що в процесі фільтрації має місце постійний виніс дрібної фракції твердої фази і охолодження її на перемичках ротора й у лабіринтних ущільненнях. Гаряча рідка фаза

охладжується в роторі внаслідок великого вентиляційного ефекту, створюваного ротором, а також з причини віддачі тепла через стінки кожуха. При цьому дрібна фракція, що пройшла через сита, закристалізовується, внаслідок чого порушується процес фільтрації, знижується якість продукту й з'являється можливість заклинювання ротора після його зупинки.

Дуже важливою є промивка тильної частини ротора. Осад, що пройшов через сита, а також попав у щілину між зіштовхуючим кільцем першого каскаду й ситом, накопичується в тильній частині ротора й спресовується. У таких випадках спостерігається підвищення тиску мастила в мастилосистемі й навіть короточасні зупинки штовхача в крайніх положеннях, що інколи призводить до поломок ротора й мастильного циліндра. Зважаючи на ці обставини, під час експлуатації необхідно забезпечувати постійну подачу промивної рідини в тильну частину ротора для розчинення й змивання накопичуваного осаду.

Довговічність деталей ротора й кожуха центрифуги в значній мірі залежить від вмісту в суспензії нерозчинюваних абразивних домішок. Фільтрувальна поверхня ротора центрифуг даного типу знаходиться в самих несприятливих умовах роботи. Шпальтові сита піддаються постійній абразивній дії продукту, оброблюваного в корозійному середовищі за значних температур. Зі збільшенням вмісту нерозчинених абразивних речовин різко скорочується строк служби деталей ротора й кожуха, а також фільтрувальних сит. У залежності від властивостей оброблюваного продукту строк служби сит коливається від одного до шести місяців.

Нерідко під час експлуатації центрифуг холодильники мастила підключають до технічної води, що вміщує багато мулу й різних солей. У пульсуючих центрифугах застосовуються комплектні трубчасті холодильники з великим числом перегинів. Під час проходження через такі холодильники технічної води на внутрішніх поверхнях трубок відкладається осад, зашарашуючи їх. При цьому холодильники виходять із ладу, що спричиняє підвищення температури мастила й вихід з ладу вузлів мастилосистеми. Щоб уникнути зашарашування трубок холодильника, у схемі обв'язки центрифуги перед ним треба передбачати використання фільтрів.

4.6.4. Контроль за роботою центрифуги

Апаратник повинен безперервно слідкувати за роботою центрифуг і додержуватись правил їх технічної й оперативної експлуатації.

Нагрів підшипників, зупинка подачі промивної рідини або суспензії, недопустима вібрація або незвичайний шум, удари, зупинки штовхача, перевищення устанавленого тиску або температури в мастилосистемі свідчить про порушення в роботі центрифуги. У кожному конкретному випадку необхідно приймати невідкладні заходи для усунення неполадок, аж до зупинки машини.

Під час експлуатації апаратник повинен слідкувати за нормальною (рівномірною й безперервною) подачею й концентрацією суспензії, за подачею промивних вод і охолоджувальної води в теплообмінник, за тиском і температурою мастила в системі, за ущільненнями, натягом привідних пасових ременів, сходом сухого продукту в бункер, відводом фільтрату й промивних вод. Для уникнення налипання продукту бункер сухого продукту необхідно періодично струшувати.

На кожуху центрифуги, у зоні фільтрації й відводу фільтрату. Якщо повітряник перекрито або недостатньо відкрито, ротор центрифуги під час обертання створює великий вентиляційний ефект, а в кожуху створюється збитковий тиск, який погіршує сушку продукту й витісняє фільтрат через лабіринтні ущільнення в зоні сухого осаду, зволожуючи його. Апаратник повинен переконатись у відкритості повітряника і вільнім проході повітря.

Під час експлуатації центрифуги не можна допускати перевантаження електродвигунів і нагріву відцентрової або гідравлічної муфти. У випадку перевантаження треба вияснити й усунути її причину.

За нормальних умов експлуатації завдяки рівномірному розподілу продукту в приймальному конусі шар осаду на ситах кладеться рівномірно. Спостерігаючи через спостережне вікно в дверцях центрифуги за розподілом осаду, можна відрегулювати подачу суспензії таким чином, щоб під час нормальної роботи машини в ротор надходила максимальна її кількість.

Зміна концентрації суспензії може призвести до вимоїн у шарі осаду або переповненню приймального конуса суспензією, що викличе недопустиму вібрацію машини. У першому випадку необхідно негайно виключати електродвигун привода центрифуги, не зупиняючи пульсацію штовхача й подачу суспензії в ротор. Після поступового вирівнювання шару осаду можна знову включити електродвигун привода

центрифуги. У другому випадку треба різко зменшити подачу суспензії в приймальний конус і виключити двигун центрифуги. Після зникнення великої вібрації треба знову включити електродвигун і відрегулювати подачу суспензії. Якщо зазначеними способами не вдається забезпечити нормальний режим роботи центрифуги, рекомендується зупинити центрифугу, здійснити повну очистку й промивку ротора й далі знову запустити машину.

Температура підшипників повинна бути не вище 75°C і не повинна перевищувати температуру навколишнього середовища більше ніж на 50°C . У випадку зупинки пульсації штовхача під час роботи центрифуги негайно виключають електродвигун привода центрифуги.

Якщо під час зупинки штовхача тиск у системі досяг максимальної допустимої величини, необхідно, не включаючи пульсацію, тимчасово зупинити подачу суспензії. Під час зниження числа обертів ротора, тобто зменшенні опору виштовхування продукту, штовхач знову почне працювати. Відновивши подачу суспензії, а далі включивши електродвигун машини, треба ввести її в нормальний режим роботи. Ці зупинки пов'язуються з пересушкою осаду в результаті перебоїв у подачі суспензії.

Під час роботи центрифуги треба вести спостереження за якістю й рівнем мастила. Через 150...200 годин після першого пуску мастила треба замінити. Друга заміна мастила здійснюється після 3...4 місяців роботи, а в подальшому — після кожних 6...8 місяців. Під час заміни мастила місткість необхідно ретельно очистити й промити гарячим мастилом. Особливу увагу треба звертати на стан пофарбування. Відшарування його не допускається.

Якщо рівень мастила нижче норми, має місце засмоктування повітря в насос, спінування мастила й спостерігаються відхилення режиму роботи мастилоустановки. Доливати й заливати в систему мастило можна тільки після його очистки від води й різних включень. Своєчасна заміна мастила в розглядуваних центрифугах має важливе значення, тому що забруднення неухильно призводить до виходу з ладу центрифуги.

Часто під час експлуатації спостерігається перелив суспензії, яка попадає на зовнішню поверхню центрифуги й з неї — в мастильну ванну. Із плином часу в системі змащування накопичується значна кількість суспензії, внаслідок чого вузли мастилосистеми, шток, вал, підшипники кочення головного вала й підшипника ковзання штока штовхача піддаються інтенсивній корозії, зносу й стають непридатни-

ми для використання.

Не допускається сильне ослаблення привідних насосів. Ступінь їх натягу повинна бути таким, щоб не спостерігалось помітного проковзування. Занадто сильний натяг також є небажаним, оскільки призводить до нагріву підшипника й несвоєчасному зносу пасів.

Необхідно слідкувати за станом сит і своєчасно замінювати зношені сита.

4.6.5. Регулювання продуктивності центрифуги, вологи й чистоти продукту

Змінюючи за допомогою змінних шківів число обертів машини (у максимальних межах, зазначених у паспорті), а за допомогою регулятора швидкості або прохідного вентиля число подвійних ходів (пульсацій) штовхача й установивши найбільш раціональне місце підводу промивної рідини, можна одержати оптимальну продуктивність центрифуги за заданої вологості й чистоті продукту.

У центрифугах з двобічним ротором регулюється, окрім того, довжина ходу штовхача. Зменшення цієї довжини за однієї й тієї ж подачі мастила в гідроциліндр збільшує число пульсів. Для визначених продуктів таке регулювання є доцільним. Намагання працювати на центрифугі з максимальним фактором розділення, тобто з максимальним числом обертів ротора не завжди буде виправданим. Практикою встановлено, наприклад, що оптимальна робоча швидкість центрифуги з двокаскадним ротором під час обробки суспензії сульфату амонію — 800 об./хв, тоді як максимально допустиме число обертів, встановлене паспортом, значно вище.

Бажано працювати за найбільш допустимого числа пульсацій і найменш можливого числа обертів ротора, щоб забезпечити необхідні вологість, кислотність після промивки й інші параметри готового продукту, тому що в основному від цього залежить продуктивність центрифуги.

4.6.6. Зупинка центрифуги

Під час зупинки центрифуги треба дотримуватись наступного порядку: зупинити подачу суспензії в ротор; виключити електродвигун приводу центрифуги; зупинити подачу промивної рідини; після зупинки центрифуги виключити електродвигун мастилонасоса; дерев'яною лопатою очистити ротор від осаду, що залишився; очистити приймач сухого осаду від налиплого продукту; після очистки ротора знову запустити центрифугу й за допомогою промивної системи й шланга промити ротор і кожух, особливо їх тильні частини; після промивки зупинити центрифугу за послідовності, зазначеній вище; зупинити подачу води в мастильний холодильник.

4.6.7. Несправності центрифуги та способи їх усунення

Найбільш частими за своїм проявом є несправності центрифуг типу ФГП, наведені в табл. 4.1. У цій же таблиці наводяться причини несправностей та способи їх усунення.

Таблиця 4.1

Несправності та способи їх усунення

Несправність	Причина	Спосіб усунення
1	2	3
Зупинився штовхач за необхідного для роботи тиску	Тильна частина ротора захаращена осадом	Зупинити подачу суспензії й ретельно промити тильну частину ротора промивною рідиною
	Розірвались болти на штоку	Замінити болти, перед пуском ретельно промити тильну частину ротора
	Заїло поршень циліндра внаслідок попадання бруду в мастило	Розібрати мастильний циліндр і усунути дефекти, замінити мастило

Продовження таблиці 4.1

1	2	3
Зупинився штовхач за відсутності показання тиску манометра	Вийшов з ладу насос	Розкласти насос і усунути неполадки або замінити насос
Зупинився штовхач за показання тиску манометром нижче необхідного	Налаштування запобіжного клапана гідросистеми не відповідає зусиллю виштовхування	Відрегулювати клапан, не перевищуючи допустимого робочого тиску
Штовхач рухається в один бік	Невірно встановлено перемикачі в поршні мастильного циліндра Не переключається зовнішній золотник мастильного циліндра	Розкласти мастильний циліндр і переставити перемикачі Розкласти мастильний циліндр і усунути заїдання золотника
Сильна теча мастила в торцевій муфті	Нещільне притискування бронзової втулки Зносились спрягвані поверхні бронзової втулки або кільця мастильного циліндра Зносились гумові кільця	Підтиснути втулку гайкою торцевої муфти Усунути знос поверхонь або замінити втулку або кільце Замінити гумові кільця
Осад не піднімається до урівнювального кільця, спостерігаються посилені вібрації, вимойни	Різко зменшилась концентрація твердої фази	Зменшити число штовхань; збільшити концентрацію суспензії
Центрифуга не набирає необхідного числа обертів	Зносились колодки у відцентровій муфті Слабко натягнуті привідні паси	Зняти шків і замінити колодки Натягнути паси
Збільшилась тяга мастила в лабиринтнім ущільненні між шківом і станиною	У станині захаращено або закрито отвори зливу мастила	Зняти шків і прочистити отвори

252 *Оперативна експлуатація технологічних апаратів і машин на конкретних прикладах*

Продовження таблиці 4.1

1	2	3
Різко збільшилась течя в переднім лабіринті	У ротор центрифуги подається рідка суспензія	Збільшити концентрацію твердої фази в суспензії
Сильно нагрівається мастило	Відсутня або недостатня подача охолоджувальної води	Включити подачу охолоджувальної води в холодильник
Збільшується рівень мастила у ванні	Протікають трубки холодильника, вода надходить у мастило	Усунути течу; замінити мастило
Збільшується спінюваність мастила	Знизився рівень мастила в станині. Фільтр засмоктує повітря Зволожилось мастило	Долити мастило Замінити мастило
Піднялась температура підшипників	Захарачились дроселі подачі мастила до підшипників	Витягнути поршень мастильного циліндра й прочистити дросель
Насос не забезпечує максимального тиску, працює з шумом, стрілка манометра різко коливається	Засмоктування повітря або захарачення фільтра	Перевірити ущільнення всмоктувального трубопроводу насоса, щільно підтягнути все з'єднання, усунути нещільності. Витягнути і прочистити фільтр
Витік мастила по валу насоса через ущільнення	Несправність ущільнення	Перевірити й у випадку несправності замінити ущільнення насоса. Змастити підшипники солідолом за допомогою шприца через маслянку, розташовану в корпусі насоса
За нормально працюючого насоса немає тиску в системі		Замінити мастило. Розкласти, промити й прочистити запобіжний клапан

5. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ОБЛАДНАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ (УСТАНОВОК, ЦЕХІВ)

5.1. Вимоги до технічного обслуговування обладнання експлуатаційним персоналом і обслуговуючим черговим персоналом

Відповідно з [2] вимоги до технічного обслуговування обладнання технологічних установок (цехів) зводяться до наступного.

Все обладнання, технологічні споруди й комунікації установок (цехів) знаходяться у віданні начальників установок (цехів), які несуть повну відповідальність за їх нормальний робочий стан, експлуатацію й ремонт у відповідності з правилами техніки безпеки й правилами технічної експлуатації.

З метою утримання обладнання в робочому стані й покращення його використання, а також попередження аварій на підприємствах повинна здійснюватись раціональна експлуатація й додержуватись строга відповідальність експлуатаційного персоналу за стан обладнання.

Обладнання повинно використовуватись відповідно його призначенню й виробничо-технічним характеристикам. Експлуатаційний персонал повинен строго дотримуватись нормального технологічного режиму роботи обладнання, тримати його в чистоті, постійно слідкувати за технічним станом обладнання, своєчасно виявляти й усувати несправності в його роботі за участі обслуговуючого чергового персоналу (помічників майстрів, чергових слюсарів, електриків, майстрів КВП і А та ін.). Всі порушення правил технічної експлуатації, виявлені й усунені дефекти діючого обладнання повинні фіксуватись у змінні журналі (додаток Д5.1).

Начальники технічних установок (цехів) повинні організувати облік тривалості роботи й технічного стану основного технологічного обладнання для наступного складання графіків його технічного обслуговування й ремонту.

Експлуатаційний персонал під керівництвом начальників змін повинен строго виконувати діючі інструкції й додержуватись правил з технічної експлуатації й підготовки обладнання до ремонту, здійсню-

вати допуск ремонтного персоналу у відповідності з вимогами Системи технічного обслуговування й ремонту.

На всіх підприємствах повинні бути розроблені для кожного робочого місця програми навчання експлуатаційного (апаратники, оператори, машиністи та ін.) й обслуговуючого персоналу (чергові слюсарі, електрики, майстри КВП і А) з будови, експлуатації й технічному обслуговуванню обладнання.

Всі щойно прийняті робітники експлуатаційного й обслуговуючого чергового персоналу перед допуском їх до самостійної роботи повинні пройти навчання зі здачею екзаменів цеховій комісії. Участь у прийманні екзаменів керівник ремонтного підрозділу (механіка цеху, зам начальника цеху по обладнанню, механіка виробництва або начальника дільниці, майстра РМЦ та інших осіб, закріплених за даним цехом) і представника ВГМ, ВГЕ, КВП і А є обов'язковою.

5.2. Основні положення технічного обслуговування обладнання експлуатаційним та обслуговуючим черговим персоналом

Технічне обслуговування здійснюється експлуатаційним (оператори, апаратники, машиністи та ін.); обслуговуючим черговим персоналом (помічниками майстрів, черговими слюсарями, електриками, майстрами КВП і А та ін.) під керівництвом начальників змін (дільниць, відділень, змінних майстрів) у відповідності з діючими на підприємствах інструкціями по робочих місцях і регламентами.

У залежності від характеру й об'єму здійснюваних робіт ГОСТ 18322–78 передбачає щозмінне технічне обслуговування (ЩО) і періодичне технічне обслуговування (ТО).

Щозмінні технічні обслуговування є основними і вирішальними профілактичними заходами, що забезпечують надійну роботу обладнання між ремонтами. Тому на всіх підприємствах необхідно мати чіткі інструкції по кожному робочому місцю, в яких повинні бути відображені вичерпні вказівки із щозмінного технічного обслуговування кожного виду обладнання, що входить у технологічну систему.

У щозмінне технічне обслуговування входять такі основні роботи: обтирання, чистка, регулярний зовнішній огляд, змащування, підтяжка сальників, перевірка стану мастильних і охолоджуючих систем

підшипників, спостереження за станом кріпильних деталей, з'єднань та їх підтяжка, перевірка справності заземлень, усунення дрібних дефектів, часткове регулювання, виявлення загального стану теплової ізоляції й протикорозійного захисту, перевірка стану огорожувальних пристроїв з метою забезпечення безпечних умов праці та ін. Цю зміну технічне обслуговування здійснюється, як правило, без зупинки технологічного процесу.

Виявлені дефекти й несправності повинні усуватись у можливо короткі терміни силами експлуатаційного й чергового ремонтного персоналу зміни й фіксуватись у змінному журналі (додаток Д5.1).

Змінний журнал з урахування виявлених дефектів і робіт щозмінного технічного обслуговування є первинним документом, що відображає технічний стан і працездатність діючого обладнання, і слугує для контролю роботи чергового ремонтного персоналу.

Змінний журнал, як правило, ведеться начальниками змін або бригадирами чергового ремонтного персоналу. Заступаючий на зміну зобов'язаний:

- ознайомитись із записами попередньої зміни;
- ознайомитись із станом обладнання;
- у випадку виявлення дефектів і несправностей, не відображених у журналі, зробити про це відповідний запис.

У змінному журналі повинні фіксуватись:

- результати оглядів закріпленого обладнання;
- всі дефекти, неполадки й несправності, що порушують нормальну роботу обладнання або безпеку праці;
- заходи, прийняті для усунення дефектів і несправностей;
- порушення правил технічної експлуатації обладнання технологічним персоналом і прізвища порушників;
- відмітки про усунення дефектів і несправностей за підписом особи, що усунула дефект.

Більш детальний порядок усунення виявлених дефектів і неполадок, а також порядок передачі зміни повинні установлюватись інструкцією, що розроблюється на підприємстві з урахуванням його конкретних виробничих умов.

Періодичне технічне обслуговування — це технічне обслуговування, що виконується з урахуванням установлених в експлуатаційній документації значень наробки або через установлені інтервали часу. Планування періодичного ТО здійснюється за допомогою річного графіка (додаток Д5.2).

Для обладнання хімічних виробництв із безперервним технологічним процесом періодичне ТО може здійснюватись під час планово-періодичної зупинки (ППЗ) обладнання у відповідності з вимогами технологічних регламентів з метою здійснення технологічної чистки від осадів у місткостях, апаратах, агрегатах, машинах, магістральних трубопроводах та іншій обладнанні, яке не забезпечено резервом і без якого технологічна установка працювати не може. Для решти обладнання ТО здійснюється в період знаходження обладнання в резерві або в неробочий період.

Основним призначенням періодичного ТО є усунення дефектів, які не можуть бути виявлені або усунені в період роботи обладнання. Головним методом ТО є огляд, під час якого визначається технічний стан найбільш відповідальних вузлів і деталей обладнання, а також уточнюється об'єм наступного (прийдешнього) ремонту.

У залежності від характеру й об'єму наступних робіт для здійснення періодичного ТО може притягуватись (запрошуватись) ремонтний персонал технологічного цеху або централізованого ремонтного підрозділу.

Підготовка обладнання до здійснення періодичного ТО здійснюється змінним персоналом під керівництвом начальників змін, які несуть персональну відповідальність.

Прийняті заходи з техніки безпеки, а також задача обладнання в періодичне ТО і приймання після виконаного ТО повинні фіксуватись у журналі (додаток Д5.3).

Типовий перелік робіт, що підлягає виконанню ремонтним персоналом під час періодичного ТО, повинен складатись у вигляді додатку до ремонтного журналу (додаток Д5.4).

5.3. Обов'язки й відповідальність експлуатаційного персоналу при підготовці обладнання до ремонту

Відповідальним за підготовку й своєчасну здачу обладнання в ремонт є начальник цеху. Задача обладнання в ремонт здійснюється за письмовим розпорядженням начальника цеху, в якому зазначають дату й час зупинки на ремонт, а також особа, відповідальна за здачу обладнання в ремонт (начальник зміни, установки, відділення).

Перед здачею в ремонт обладнання повинно бути очищене від бруду, шламу промите й відключене від комунікацій, а також знест-

румлене. Обладнання, пов'язане з виробництвом вибухонебезпечних, агресивних, шкідливих для здоров'я речовин передається в ремонт обов'язково звільненим від робочого середовища й знешкодженим (нейтралізованим, пропареним, продутим інертним газом, провентильованим і т.п.) і відключеним від системи за допомогою спеціальних заглушок у відповідності з діючими на підприємстві інструкціями.

Обладнання готує до ремонту експлуатаційний (машиністи, апаратники, оператори) і обслуговуючий персонал (чергові слюсарі, електрики, майстри КВП і А) під керівництвом відповідальної за підготовку до ремонту особи (начальника зміни, установки, відділення).

В окремих випадках для відключення обладнання від комунікацій до установки заглушок може притягуватись ремонтний персонал, який працює під безпосереднім контролем відповідальної за підготовку до ремонту особи.

Обладнання в ремонт здає начальник зміни (начальник установки або відділення), при цьому робиться відповідний запис у журналі здачі обладнання в ремонт і приймання з ремонту (додаток Д5.3), який зберігається в начальників змін.

Більш детальний порядок підготовки обладнання до ремонту і здачі в ремонт повинен визначатись відповідними цеховими інструкціями, які складаються з урахуванням безпеки виробництва й зобов'язані відповідати вимогам типових інструкцій галузі й "Правилам безпеки у вибухонебезпечних і вибухопожежонебезпечних хімічних і нафтохімічних виробництвах".

5.4. Порядок приймання обладнання в ремонт ремонтними службами. Технічна документація на ремонт

Надання цього матеріалу здійснено авторами для цілісного (нерозривного) сприйняття студентами дій експлуатаційного персоналу цеху на стадії підготовки обладнання до ремонту й повернення обладнання з ремонту.

Обладнання вважається прийнятим в капітальний ремонт після підпису акта за формою додатку Д5.6 відповідальною особою за підготовку й здачу обладнання в ремонт (див. п. 5.3) і керівником ремонтних робіт (механіком або енергетиком цеху, майстром централізованого ремонтного підрозділу підприємства, представником підрядної організації) про прийняття обладнання в ремонт з урахуванням вимог

“Типові інструкції про порядок безпечного здійснення ремонтних робіт на підприємствах хімічної промисловості”.

Початком поточного ремонту обладнання вважається дата внесення в журнал здачі обладнання в ремонт і приймання з ремонту (додаток Д5.3) підписи керівника ремонтних робіт (механіка, енергетика цеху або майстра централізованого ремонтного підрозділу) про прийняття обладнання в ремонт від начальника зміни.

На всіх підприємствах хімічної промисловості в обов'язковому порядку повинна проводитись паспортизація всього обладнання з використанням паспортів або формулярів підприємств–виготовлювачів. За відсутності паспорта (формуляра) підприємства–виготовлювача він складається підприємством–володарем обладнання.

Допускається складання одного паспорта або формуляра на групу однотипного обладнання із вкладишами для кожної одиниці.

Зміст зазначених документів повинен відповідати вимогам ГОСТ 2.601–68.

Місце знаходження паспортів або формулярів визначається керівництвом підприємства в залежності від організаційної структури ремонтної служби. На підприємствах із високим рівнем внутріпідприємської централізації ремонтної служби паспорти або формуляри зберігаються, як правило, у ремонтнім підрозділі, здійснюючій ремонт даного обладнання.

Керівником ремонтного підрозділу (механіком або енергетиком цеху, майстром централізованого ремонтного підрозділу) на кожну одиницю обладнання повинен бути заведений ремонтний журнал за формою додатку Д3.4, який додається до паспорта на дане обладнання.

На капітальний ремонт обладнання складається наступна документація:

- відомість дефектів (додаток Д5.5);
 - кошторис витрат (за діючою на підприємстві формою);
 - технічні умови на капітальний ремонт (для нескладного зварного обладнання, що не має кінетичних пристроїв, допускається керуватись під час ремонту технічними паспортами на обладнання й конструкторськими документами: робочими кресленнями, схемами і т.п.).
- Технічні умови на капітальний ремонт повинні відповідати вимогам ГОСТ 2.602–68.

5.5. Порядок приймання обладнання з ремонту експлуатаційним персоналом цеху (установки)

Приймання обладнання з ремонту бажано здійснювати безпосередньо під контролем відповідальної особи (начальника зміни, установки, відділення), що здійснювала підготовку обладнання до ремонту й здавала обладнання в ремонт.

Датою закінчення капітального ремонту обладнання вважається день завершення ремонтним підрозділом (організацією) всього запланованого об'єму робіт з оформленням акту на приймання обладнання з капітального ремонту за формою НЦС-3 (додаток Д5.6).

Про приймання обладнання з поточного ремонту робиться відповідний запис у журналі здачі обладнання в ремонт і приймання з ремонту (додаток Д3.3).

Володар обладнання здійснює технічний контроль під час приймання відремонтованого обладнання від ремонтного підрозділу (організації) у відповідності з показниками, установленими ТУ на ремонт.

Після закінчення капітального ремонту енергетичного обладнання воно підлягає налагоджуванню для досягнення режимних і енергоекономічних показників, установлених паспортом (проектом) на дане обладнання.

Акти приймання обладнання з капітального ремонту повинні бути оформлені на протязі доби після завершення ремонту й закінчення випробувань. Одночасно оформлюється гарантійний паспорт на відремонтоване основне обладнання (яким гарантується робота у відповідності з паспортними даними).

Строки гарантій після ремонту не повинні бути меншими нормативних строків між ремонтами.

Після здачі обладнання з ремонту керівник ремонтного підрозділу зобов'язаний зробити запис про виконаний ремонт у ремонтному журналі на дане обладнання (додаток Д5.4).

Обладнання, підвідомче Держтехнагляду, здається інспектору місцевого органу нагляду володарем обладнання після приймання його від ремонтної організації.

Заповнені ремонтні журнали, акти приймання обладнання з ремонту, сертифікати та інші документи на щойно установлені деталі, а також на матеріали, з яких вони виготовлені, опис і документація на виконані конструктивні заміни обладнання, протоколи й журнали випробувань і технологічної перевірки обладнання додаються до паспортів

5.6. Техніка безпеки під час технічного обслуговування й ремонту обладнання

Під час технічного обслуговування й ремонту обладнання необхідно керуватись правилами, нормами, інструкціями з техніки безпеки й виробничої санітарії, діючими на підприємствах хімічної промисловості.

Після прийняття обладнання в ремонт відповідальним за дотримання норм і правил з техніки безпеки на весь період знаходження обладнання в ремонті є керівник ремонту (механік або енергетик цеху, майстер централізованого ремонтного підрозділу підприємства або підрядної організації).

Допуск ремонтного персоналу підрядних організацій до виконання ремонтних робіт здійснюється у відповідності з вимогами Типової інструкції.

Під час перебування обладнання в ремонті (із моменту здачі в ремонт й до приймання з ремонту) експлуатаційному й ремонтному персоналу забороняється здійснення будь-яких операцій (підключення, переключення обладнання, перестановка заглушок та ін.), які можуть призвести до зміни умов безпечного ведення ремонтних робіт.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК Д 2.1

Систематизація установок за видами та типами

Лабораторні установки

1) Установки, зібрані зі скла, вакуумні:

— що працюють за атмосферного тиску інертних газів із загальним об'ємом усіх посудин до $0,01 \text{ м}^3$;

— що працюють за атмосферного тиску отруйних або вибухонебезпечних газів, із загальним об'ємом усіх посудин до $0,025 \text{ м}^3$.

2) Установки, зібрані з металевих апаратів:

— що працюють під тиском до 100 МПа вибухопожежонебезпечних, неотруйних, некорозійних газів, якщо вільний об'єм кожного апарата не перевищує $0,003 \text{ м}^3$, а загальний об'єм усіх апаратів не перевершує $0,009 \text{ м}^3$;

— що працюють під тиском до 100 МПа вибухонебезпечних, отруйних, корозійних газів, якщо вільний об'єм кожного апарата не перевершує $0,0003 \text{ м}^3$, а загальний об'єм усіх апаратів не перевершує $0,002 \text{ м}^3$;

— що працюють під тиском до 1000 МПа вибухонебезпечних, отруйних, корозійних газів, якщо загальний об'єм усіх апаратів не перевищує $0,005 \text{ м}^3$;

— що працюють на різних газах під тиском від 100 до 1000 МПа , якщо добуток тиску (P , МПа) на місткість (V , м^3) одного апарата ($P \times V$) не перевершує $0,05 \text{ МПа} \cdot \text{м}^3$ за загальної кількості таких апаратів не більше двох, і працюючих під будь-яким тиском рідини, якщо $P \times V$ апарата не перевершує $0,2 \text{ МПа} \cdot \text{м}^3$.

Модельні й стендові установки

1) стендовими й модельними установками вважаються установки, що працюють на неотруйних вибухонебезпечних газах й рідинах під тиском до 60 МПа для яких добуток $P \times V$ для кожного апарата не перевершує $0,5 \text{ МПа} \cdot \text{м}^3$; установки, що працюють на отруйних

вибухонебезпечних газах, під тиском до 50 МПа для яких добуток $P \times V$ для кожного апарата не перевершує $0,1 \text{ МПа} \cdot \text{м}^3$.

Примітка:

Сумарний об'єм усіх апаратів, що входять в модельну чи стендову установку, залежно від тиску та властивостей реакційного середовища не повинен перевершувати зазначений тут у таблиці Д 2.1 нижче.

Таблиця Д 2.1

Робочий тиск в апараті, МПа, не більше	Загальний об'єм усіх апаратів, м^3 , не більше	
	Для неотруйних вибухобезпечних середовищ	Для отруйних вибухонебезпечних середовищ
1,0	2,500	0,500
5,0	0,500	0,100
10,0	0,250	0,050
25,0	0,075	0,015
60,0	0,045	0,010

2) До модельних установок високого тиску відносяться установки, що працюють на газах чи рідинах під тиском більше 1000 МПа, для яких добуток $P \times V$ не перевершує $0,1 \text{ МПа} \cdot \text{м}^3$.

3) Модельні установки, що працюють під наднормальним тиском до 0,07 МПа, незалежно від агресивності середовища, можуть використовуватись об'ємом до 1/50 установок промислового масштабу (як для кожного апарату, так і для установки в цілому).

Дослідно-промислові установки

Це установки, створені на промислових підприємствах, як самостійні так і на основі одного блоку або однієї технологічної лінії цеху, підприємства для освоєння нової технології виробництва, апаратури, систем автоматизованого контролю регулювання та безпечного здійснення технології.

ДОДАТОК Д 2.2

Приклад складання матеріального балансу

Таблиця Д 2.2

Матеріальний баланс виробництва _____
продуктивністю _____ т/рік

Прибуток			Витрати		
Найменування продуктів та компонентів	кг/т	Масова частка компоненту, %	Найменування продуктів та компонентів	кг/т	Масова частка компоненту, %

ДОДАТОК Д 2.3**Перелік нормативної документації (НД) зі статистичних методів управління якістю продукції**

Номер НД (ГОСТ, ДСТУ, ТУ та ін)	Найменування

ДОДАТОК Д 2.4

Порядок оформлення змін та доповнень, що вносяться в технологічні регламенти

1) Титульна сторінка заповнюється за формою аналогічно прийнятій для основного регламенту, за найменуванням.

Зміна (Доповнення) № _____
до технологічного регламенту № _____
виробництва _____

(найменування)

2) Текст змін оформлюється за формою:

Номер розділу, номер сторінки в основному регламенті	Стара редакція	Нова редакція

3) Текст доповнень оформлюється за формою:

Номер розділу, номер сторінки в основному регламенті	Доповнення

4) Остання сторінка з підписами відповідальних осіб заповнюється за формою, яка встановлюється цим Положення для нових технологічних регламентів.

5) За зміни технологічної схеми, пов'язаної з обв'язкою апаратів (машин), зміною матеріальних потоків, встановленням нового обладнання та ін., наводяться схеми старої й нової обв'язки.

ДОДАТОК Д 2.5

Лист реєстрації змін та доповнень

Цей лист заповнюється за формою:

Номер зміни	Кількість сторінок у зміні	Стислий зміст зміни	Дата затвердження	Хто зареєстрував зміну (доповнення)		
				посада	підпис	прізвище

Примітки:

- лист реєстрації змін та доповнень розміщується в кінці регламенту;
- записи в листі реєстрації виконуються чорними чорнилами;
- реєстрація змін та доповнень виконується робітниками виробничо-технічного (технічного) відділу підприємства. Зареєстровані зміни та доповнення зберігаються разом з першим (контрольним) екземпляром основного регламенту.

ДОДАТОК Д 2.6

**“Накопичувальна відомість” непринципових змін до
технологічного регламенту**

№ _____ виробництва _____
(найменування)

Ця відомість заповнюється за формою:

Номер розділу Номер сторінки	Стара редакція	Нова редакція	Обґрунтування зміни

Примітки:

- під час внесення змін у технологічну схему, пов'язаних з обв'язкою, зміною матеріальних потоків, установленням нового обладнання та ін., до тексту додається нова обв'язка апаратів;
- зміни затверджуються головним інженером підприємства;
- особи, які підписують зміни, призначаються наказом керівника підприємства;
- термін дії “Накопичувальної відомості” — 1 рік, після чого в установленому порядку оформлюються зміни до регламенту або зміна ліквідується;
- “Накопичувальна відомість” зберігається у виробничо-технічному (технічному відділі разом з контрольним екземпляром регламенту).

ДОДАТОК Д 2.7

**Перелік організацій (установ), яким надано право
узгоджувати технологічні регламенти (згідно наказу №254
від 12.07.99 р Мінпромполітики України)**

Найменування організації (установи)	Науково-технічний напрям	Адреси
1	2	3
Сумський державний науково-дослідний інститут мінеральних добрив та пігментів ("МінДіП")	– фосфор та його неорганічні сполуки. Фосфорні добрива; – кислі сполуки сірки (сірчана кислота, олеум); – кислі солі сірчаної кислоти (сульфати, сульфіді, піросульфіді); – фтористі та кремнефтористі солі; – неорганічні пігменти; – коагулянти для водоочищення; – лакофарбові матеріали.	40012, м. Суми, вул. Харківська, п/в 12
Державний науково-дослідний і проектний інститут хімічних технологій ("ХІМТЕХНОЛОГІЯ")	Розробка технології та проектування великотоннажних виробництв органічного синтезу	93440, м. Северськ, Луганська обл., вул. Держинського, 1
Науково-дослідний та проектний інститут основної хімії (НІОХІМ)	Розробка технології та проектування содових виробництв	61002, м. Харків, вул. Мироносицька, 25
Український державний науково-дослідний і проектний інститут азотної промисловості й продуктів органічного синтезу (УкрДІАП)	Розробка технології та проектування виробництв, азотної промисловості	51909, м. Дніпродзержинськ, Дніпропетровська обл., вул. Горобця, 2

1	2	3
Державний науково-дослідний інститут галургії (НДІ "Галургії")	Розробка технології виробництв калійних добрив	77300, м. Калуш, Івано-Франківська обл., вул. Фабрична, 5а
Український науково-дослідний інститут пластичних мас (УкрНДПІМ)	Розробка технології виробництв всіх видів синтетичних смол	83059, м. Донецьк, пр. Ілліча, 97
Науково-дослідний інститут великогабаритних шин (НДІ ВГШ)	Розробка технології, конструювання та виготовлення великогабаритних шин	49000, м. Дніпропетровськ, вул. Кротова, 16
Науково-дослідний інститут "Еластик"	Розробка технології та проектування гумових і латексних медичних виробів, спортивного та харчового призначення. Проектування підприємств хімічних засобів захисту рослин	01060, м. Київ, вул. Празька, 5
Науково-дослідний інститут штучного волокна з дослідним виробництвом (УкрНДПШВ з ДВ)	Розробка технології виготовлення хімічних волокон та ниток	01094, м. Київ, вул. Магнітогорська, 16
Державний науково-дослідний інститут техніки безпеки хімічних виробництв (ДНДІ ТБХВ)	Охорона праці в хімічному комплексі міністерства. Розробка захисного спецодягу	93400, м. Сіверськодонецьк, Луганська обл., Гвардійський пр., 4
Державний інститут з проектування підприємств хімічних реактивів, препаратів та використання речовин (ДІПРОХІМРЕАКТИВ)	Проектування виробництв реактивів та високочистих (надчистих) речовин	61072, м. Харків, пр. Леніна, 80

1	2	3
Орендне підприємство “Науково-дослідний інститут магнітних носіїв інформації” (НДІМНІ)	Розробка технології та виготовлення носіїв магнітного запису	41110, м. Шостка, Сумська обл., вул. Гагаріна, 1
Відкрите акціонерне товариство “Київський науково-дослідний інститут синтезу та екології” (ВАТ СИНТЕКО)	Розробка технології виробництва хлору, хімічних засобів рослин	01090, м. Київ-90, вул. Сосюри, 6
ВАТ “НДІ склопластиків і волокна” (НДІСВ)	Розробка технології всіх видів скловолокна	СМТ Буча Київської обл., вул. Тарасівська, 32
Інститут хімічної технології й промислової екології відкритого акціонерного товариства “Краситель” (ІХТПЕ ВАТ “КРАСИТЕЛЬ”)	Розробка технології синтезу барвників, допоміжних хімічних продуктів для шинної промисловості, СМЗ	93070, м. Рубіжне, Луганська обл., пл. Хіміків, 3
ВАТ “Інститут гірничо-хімічної промисловості” (ГІРХІМПРОМ)	Розробка технології видобутку й переробки сірки, фосфору, цеоліту	79026, м. Львів-26, вул. Стрийська, 98
Акціонерне товариство закритого типу “Інститут ВНДІХІМПРОЕКТ”	Розробка технології виробництва товарів побутової хімії, полімерної тари та пакування	01002, м. Київ, вул. М. Раскової, 11
ВАТ “Науково-виробниче об’єднання” “ЙОДОБРОМ”	Розробка технології виробництва йоду та бром	96531, АР Крим, м. Саки-3
Відкрите акціонерне товариство “АРНОПЛАСТ”	Розробка й виготовлення конструкційних полімерів	93400, м. Сіверськодоонецьк, Луганська обл., вул. Єгорова, 6

1	2	3
Український державний науково-дослідний конструкторсько-технологічний інститут еластичних матеріалів і виробів “ДІНТЕМ”	Розробка технології та виготовлення ГТВ для галузей машинобудування	49000, м. Дніпропетровськ, вул. Кротова, 24а
Сертифікаційний дослідний центр синтетичних миючих засобів	Сертифікація синтетичних миючих засобів	01002, м. Київ, вул. М. Раскової, 11
Закрите акціонерне товариство “ДОТРЕА”	Комплексна розробка виробництва хімреактивів	49000, м. Дніпропетровськ, вул. Знаменівська, 16
Український державний проектно-конструкторський і технологічний інститут вторинних ресурсів	Розробка технології проектування виробництв переробки полімерів та органічних речовин	м. Харків, вул. Руставелі, 39
ВАТ “Український генеральний інститут з проектування підприємств штучного волокна”	Проектування виробництв штучного волокна	м. Київ
Відкрите акціонерне товариство “УкрХІМПРОЕКТ”	Проектування виробництв мінеральних добрив	40030, м. Суми, вул. Червоногвардійська, 13
Державний інститут з проектування підприємств гумової промисловості (УКРГУМОПРОЕКТ)	Проектування виробництв шинної та гумової промисловості	49000, м. Дніпропетровськ, вул. Кротова, 16
Український державний інститут з проектування підприємств штучного волокна (УКРДІПРОШТУВ)	Проектування підприємств штучного волокна	м. Київ, вул. Паньківська, 11

Начальник головного управління науково-технічного та інноваційного забезпечення промисловості

О.В. Ноговіцин

ДОДАТОК Д 2.8**Приклад оформлення титульної сторінки технологічного регламенту****Державний комітет промислової політики України**

“Узгоджено”
Сумський ДержНДІ “МінДіП”
Директор
_____ В.Г. Заречений
“__” _____ 200__р.

“Затверджено”
ВАТ “СУМИХІМПРОМ”
Генеральний директор
_____ Є.В. Лапін
“__” _____ 200__р.

ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ

виробництва суперфосфату
із алжирського фосфориту

Розроблено:
ВАТ “УКРХІМПРОЕКТ”

Директор
_____ М.Г. Кисельов
“__” _____ 1999 р.

Чинний до 2002 р
Суми

ДОДАТОК Д 2.9

Затверджую
Перший замісник голови управління
АТ “Укртатнафта”

П.І.Б.

Дата: _____

**Робоча інструкція РІ 03.02.01–2000
оператора технологічної установки 6 розряду виробництва №3
АТ “Укртатнафта”**

1. Загальні положення.

1.1. Ця інструкція розповсюджується на операторів 6-го розряду технологічних установок: АВТ, Г–37; Г–36–37/1; Г–39–40; Г–24.

1.2. Оператор технологічної установки 6-го розряду є керівником технологічної бригади.

1.3. Оператор технологічної установки 6-го розряду безпосередньо підпорядковується начальнику установки й заміснику начальника установки, а по питанням технічної експлуатації обладнання — механіку установки.

1.4. Зонаю обслуговування оператора технологічної установки 6-го розряду є територія установки зі всіма апаратами, обладнанням, трубопровідними комунікаціями, виробничими й допоміжними приміщеннями й спорудами, щитами керування.

2. Завдання й обов'язки

Оператор технологічної установки 6-го розряду зобов'язаний:

2.1. Керувати й контролювати роботу всіх членів бригади.

2.2. Забезпечувати виконання технології згідно з вимогами діючої нормативно-технічної документації.

2.3. Здійснювати керівництво роботами по ліквідації відхилень процесів технології від заданих норм технологічного режиму й аварій.

2.4. Здійснювати нагляд за станом обладнання запірної арматури, КВП і А, трубопроводів, будівель і споруд, захисних і протипожежних пристроїв. Забезпечувати своєчасне технічне обслуговування обладнання персоналом бригади.

2.5. Здійснювати контроль якості сировини, реагентів, розчинників, вироблювальної продукції і своєчасно вносити корективи в

технологічний режим установки за результатами лабораторного контролю.

2.6. Вживати заходи з раціонального використання енергоресурсів, реагентів, розчинників.

2.7. Виконувати розпорядження керівництва установки і виробництва. Виконувати вказівки диспетчера підприємства з міжцехових переключень.

2.8. Суворо додержуватись вимог інструкцій і нормативних документів, що входять до "Переліку обов'язкових інструкцій і нормативно-технічної документації для установки".

2.9. Грамотно вести записи в режимних аркушах, виробничих журналах, оперативних аркушах. Забезпечувати чітку відмітку картограм на момент приймання зміни, збереження картограм і оперативної документації, своєчасну здачу госпрозрахункових картограм, достовірність первинного обміну надходження і витрат реагентів, розчинників.

2.10. Своєчасно інформувати диспетчера підприємства про рух продуктів і виробничих неполадках.

2.11. Не допускати здійснення на території установки особо небезпечних робіт (земляних, ремонтних, вогневих, газонебезпечних) без оформленої в установленому порядку документації.

2.12. Контролювати ефективність роботи систем вентиляції й опалення, а також освітлення робочих місць.

2.13. Знати місця перебування працюючих на протязі всієї зміни, контролювати їх роботу й додержання правил охорони праці.

2.14. Забезпечувати наявність на робочих місцях і справність засобів захисту, протипожежного й господарського інвентарю, нормативно-технічної документації та інструкцій.

2.15. Брати участь у підготовці обладнання до ремонту, ремонті й прийманні з ремонту.

2.16. Доповідати начальнику установки про відхилення технологічних процесів від заданого режиму і причинах відхилень, про несправності обладнання, запобіжних і протипожежних пристроїв, порушеннях працівниками розпорядку, випадках травматизму, отруєння.

2.17. Під час аварійних ситуацій діяти згідно з "Планом ліквідації можливих аварій на установці" і у відповідності з фактичними обставинами. Не залишати установку без дозволу начальника або особи, відповідальної за ліквідацію аварії.

2.18. Своєчасно проходити всі види навчання, інструктажу, пе-

ревірки знань з охорони праці, медогляди.

2.19. Мати професійну підготовку за об'ємом достатнім для безпечного усунення несправностей, що виникають під час роботи, а також участі в ремонті.

2.20. Раціонально й ефективно організовувати роботу на робочому місці, дотримуватись норм технологічних процесів.

2.21. Дотримуватись вимог нормативних актів про охорону праці й навколишнього середовища, правил безпечної експлуатації обладнання, машин і механізмів, уміти користуватись засобами індивідуального й колективного захисту.

2.22. Виконувати заходи з покращення умов праці, передбачені колективним договором.

2.23. Дотримуватись правил внутрішнього трудового розпорядку.

2.24. Забезпечувати збереження матеріальних цінностей на робочому місці на протязі зміни.

3. Права

Оператор технологічної установки 6-го розряду має право:

3.1. На своєчасне забезпечення адміністрацією спецодягом, спецвзуттям, милом, молоком, засобами індивідуального захисту.

3.2. На виконання своєчасного інструктажу з безпечних прийомів і методів роботи.

3.3. На виконання періодичних медичних оглядів.

3.4. Видаляти з робочого місця сторонніх осіб, що не мають дозволу на присутність на об'єкті.

3.5. Вносити пропозиції з покращення організації праці на своїм робочім місці.

3.6. Відмовитись від дорученої роботи, якщо склалась виробнича ситуація, небезпечна для його життя або здоров'я чи для людей.

3.7. Усувати від роботи робітників бригади у випадку їх появи на робочім місці в нетверезому стані або під час порушень вимог охорони праці, що можуть призвести до створення аварійних ситуацій або до загрози життю й здоров'ю людей.

3.8. Вимагати від робочих бригади виконання їх обов'язків.

4. Відповідальність

Оператор технологічної установки 6-го розряду несе відповідальність:

4.1. За додержання вимог нормативних актів про охорону праці.

4.2. За виконання правил внутрішнього трудового розпорядку.

4.3. За збереження матеріальних цінностей на робочому місці на

протязі зміни.

4.4. За виконання обов'язків, покладених на нього цією інструкцією.

5. Повинен знати

Оператор технологічної установки повинен знати:

5.1. кращий вітчизняний і закордонний досвід своєї професії.

5.2. Виробничі інструкції, інструкції з охорони праці, пожежної безпеки, правила внутрішнього трудового розпорядку, етику професійних відносин.

5.3. Сутність технологічного процесу, технологічну схему й схему КВП і А установки, норми технологічного режиму, фактори, що впливають на хід процесу і методи усунення неполадок.

5.4. Розташування технологічного й допоміжного обладнання, трубопроводів і запірної арматури на установці. Взаємозв'язок установки з іншими об'єктами.

5.5. Конструкцію, принцип роботи й правила експлуатації обладнання, що обслуговується.

5.6. Вимоги нормативних документів і інструкцій, що входять до "Переліку обов'язкових інструкцій і нормативно-технічної документації для установки".

5.7. Фізико-хімічні властивості й дію на організм людини використовуваних продуктів, реагентів, розчинників.

5.8. Правила експлуатації посудин, що працюють під тиском, трубопроводів водяної пари й гарячої води, правила захисту від статичної електрики.

5.9. Мережі водопроводу й каналізації, водяної пари, повітря, технічного азоту, системи паро- й піногасіння. Системи вентиляції й опалення виробничих і допоміжних приміщень.

6. Кваліфікаційні вимоги

Вища освіта (молодший спеціаліст). Підвищення кваліфікації. Стаж роботи на посаді оператора технологічної установки 5-го розряду не менше 1 року.

Начальник виробництва №3

ПІБ

Узгоджено

Головний спеціаліст з охорони праці

ПІБ

Начальник юридичного управління

ПІБ

Начальник ВОП і З

ПІБ

З інструкцією ознайомлені:

ДОДАТОК Д 2.10

**Перелік
основних загальнопідприємських інструкцій
на АТ “Укртатнафта” на час написання й видання книги ***

*Примітка: Назви інструкцій перекладено на українську мову зі збереженням їх підприємської форми подання.

1. Положення про розслідування й облік нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на підприємствах, установках і організаціях.

2. ТБ—2. Загальні правила техніки безпеки на об’єктах АТ “Укртатнафта”.

3. ТБ—3. Загальні правила газової безпеки на об’єктах АТ “Укртатнафта”.

4. ТБ—4. Загальні правила пожежної безпеки на об’єктах АТ “Укртатнафта”.

5. ТБ—5. Загальні правила руху пішоходів і безпечної експлуатації транспорту на об’єктах АТ “Укртатнафта”.

6. ТБ—6. Положення про розслідування та облік нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на підприємствах, установках і організаціях.

7. ТБ—7. Положення про навчання, інструктаж і перевірку знань працівників з питань охорони праці на АТ “Укртатнафта”.

8. Графік здійснення періодичного інструктажу й перевірки знань питань охорони праці робочих АТ “Укртатнафта”.

9. ТБ—8. Інструкція про порядок забезпечення робочих і службовців спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту на АТ “Укртатнафта”.

10. ТБ—0. Інструкція про порядок забезпечення, збереження й використання засобів індивідуального захисту органів дихання на об’єктах АТ “Укртатнафта”.

11. Перелік об’єктів АТ “Укртатнафта”, під час роботи на яких робочі зобов’язані постійно мати при собі протигази.

12. Інструкція із застосування засобів газозахисту на об’єктах АТ “Укртатнафта”.

13. Інструкція з організації контролю за станом повітряного середовища на об’єктах АТ “Укртатнафта”.

14. План—графік контролю за станом повітряного середовища у виробничих приміщеннях на АТ “Укртатнафта” на _____ рік.

15. Додаток №2 до інструкції ТБ—11. Журнал результатів аналізів повітряного середовища, що виконуються лаборантами хімічних лабораторій.

16. Додаток №3 до інструкції ТБ—11. Акт на аналіз проби повітря на вибухонебезпеку або ГДК.

17. Додаток №4 до інструкції ТБ—11. Перелік шкідливих і вибухонебезпечних речовин, які можуть виділятися на об’єктах цеху (виробництва) Кременчуцького НПЗ.

18. ТБ—12. Інструкція з організації безпечного здійснення земельних робіт на АТ “Укртатнафта”.

19. ТБ—13. Інструкція з організації безпечного здійснення вогневих робіт на АТ “Укртатнафта”.

20. Додаток №1 до ТБ—13. Перелік об’єктів АТ “Укртатнафта”, на яких вогневі роботи здійснюються у відповідності з ТБ—13 “Інструкцією з організації безпечного здійснення вогневих робіт на АТ “Укртатнафта”.

21. Зміни ТБ—14. “Інструкція з організації безпечного здійснення газонебезпечних робіт на АТ “Укртатнафта” розділ 5 “Здійснення газонебезпечних робіт першої групи”.

22. ТБ—14. Інструкція з організації безпечного здійснення газонебезпечних робіт на АТ “Укртатнафта”.

23. Додаток 1. Перелік газонебезпечних робіт.

24. Додаток 2. Наряд—допуск на здійснення

_____.
(вид роботи)

25. Додаток 3. Зразковий перелік питань, що освітлюються під час інструктажу виконавців газонебезпечних робіт.

26. Доповнення до розділу “Загальні вимоги” ТБ—16 “Інструкції з організації й безпечному виконанню ремонтних робіт на АТ “Укртатнафта”.

27. Додаток 5. Форма акта—допуску для виконання будівельно-монтажних робіт на території діючого підприємства.

28. ТБ—16. Інструкція з організації й безпечного виконання ремонтних робіт на АТ “Укртатнафта”.

29. Додаток 1 до інструкції ТБ—16. Наряд—допуск на виконання ремонтних робіт у діючих цехах підприємства.

30. Додаток 2. План організації безпечного здійснення ремонт-

них робіт.

31. Додаток 3 до ТБ–16. Перелік заходів, виконуваних до виконання ремонту об'єкта на АТ “Укртатнафта”.

32. Додаток 4 до ТБ–16. Журнал допуску до ремонтних робіт.

33. ТБ–17. Інструкція з безпечного виконання ремонтних робіт окремих видів обладнання на АТ “Укртатнафта”.

34. ТБ–18. Інструкція з техніки безпеки під час виконання робіт на висоті на об'єктах АТ “Укртатнафта”.

35. ТБ–19. Інструкція з техніки безпеки під час роботи з реагентами на об'єктах АТ “Укртатнафта”.

36. ТБ–20. Інструкція з техніки безпеки під час роботи із селективними розчинниками на об'єктах АТ “Укртатнафта”.

37. ТБ–21. Інструкція з техніки безпеки під час роботи із сильнодіючими отруйними речовинами на об'єктах АТ “Укртатнафта”.

38. ТБ–22. Інструкція з техніки безпеки під час роботи з етиловою рідиною й етиловим бензином на АТ “Укртатнафта”.

39. ТБ–24. Інструкція з безпечного використання інертного газу на об'єктах АТ “Укртатнафта”.

40. ТБ–25. Інструкція з техніки безпеки під час експлуатації газопроводів паливного газу на об'єктах АТ “Укртатнафта”.

41. Інструкція із застосування автоматичних приладів контролю повітряного середовища у виробничих приміщеннях АТ “Укртатнафта”.

42. ТБ–27. Інструкція з техніки безпеки під час роботи з ручним, механічним, пневматичним і електричним інструментом.

43. ТБ–28. Інструкція з техніки безпеки під час роботи на металооброблювальних верстатах.

44. ТБ–29. Інструкція з техніки безпеки під час роботи з електронагрівальними й електропобутовими приладами, що застосовуються на об'єктах АТ “Укртатнафта”.

45. ТБ–30. Інструкція з техніки безпеки для електрозварників, газозварників і газорізників.

46. ТБ–31. Інструкція з техніки безпеки під час навантажувально-розвантажувальних робіт, зберігання, складування матеріалів, обладнання, сипучих речовин, реактивів і т.п.

47. ТБ–32. Інструкція з техніки безпеки під час здійснення робіт зі вбирання побутових і виробничих приміщень на об'єктах АТ “Укртатнафта”.

48. ТБ–33. Інструкція з надання першої допомоги під час нещасних випадків.

49. Інструкція Е–15 з експлуатації пересувних електроустановок на території підприємства.

50. Інструкція Е–13 з навчання й перевірки знань правил електробезпеки для неелектротехнічного й електротехнологічного персоналу підприємства.

ДОДАТОК Д 2.11

**Перелік
обов'язкових інструкцій і нормативно-технічної
документації установки АВТ виробництва
№3 АТ “Укртатнафта”***

*Примітка: назви інструкцій перекладено на українську мову зі збереженням їх підприємської форми подання

1. Робоча інструкція РІ 03.02.03–2000 оператора технологічної установки АВТ 5-го розряду виробництва №3 АТ “Укртатнафта”.
2. Робоча інструкція РІ 03.02.02–2000 оператора технологічної установки АВТ 5-го розряду виробництва №3 АТ “Укртатнафта”.
3. Інструкція ТІ–00152307–021–03–97 з відпуску реагентів із реагентного господарства.
4. Інструкція ТІ–00152307–021–01–96 із боротьби з пірофорними явищами під час збереження й переробки нафти й нафтопродуктів.
5. Інструкція ТІ–00152307–021–01–95 із захисту обладнання від корозії під час зупинки технологічних установок або переведенні їх на циркуляцію з причини відсутності сировини.
6. Інструкція ТІ–00152307–021–06–00 із відводу сірчисто-лужних стоків на очисні споруди АТ “Укртатнафта”.
7. Додаток №1. Перелік установок, що мають вихід в лінію відкачки сірчисто-лужних стоків.
8. Додаток №2. Схема підключення установок до трубопроводу відкачки сірчисто-лужних стоків на очисні споруди.
9. Інструкція БТ–34 із техніки безпеки під час роботи з електронно-обчислювальними машинами.
10. Інструкція А–2 з переведення станції керування вторинних приладів на різні режими роботи.
11. Інструкція з технічного нагляду, методах ревізії й відбраковки трубчастих печей, резервуарів, посудин і апаратів нафтопереробних і нафтохімічних виробництв.
12. Інструкція з нагляду, технічної експлуатації трубопровідних естакад, міжповерхових перекриттів, постаментів під технологічне об-

ладнання на об'єктах АТ "Укртатнафта".

13. Робоча інструкція експлуатації вентиустановок.

14. Інструкція №1-К із нанесення покриттів для довготривалого захисту обладнання об'єктів АТ "Укртатнафта" від корозії.

15. Інструкція ВІ-03.02.13-2001 з експлуатації мастильних систем подвійних торцевих ущільнень насосів установки АВТ виробництва №3 АТ "Укртатнафта".

16. Інструкція ВІ-03.013-98 з роботи установок електрознесення й АВТ виробництва №3 за жорсткою схемою.

17. Інструкція ВІ-03.02.05-01 із пуску, експлуатації й зупинки трубчастих печей П-1, П-2 установки АВТ виробництва №3 АТ "Укртатнафта".

18. Інструкція ВІ-03.037-98 із виготовлення й подачі розчинів лугу й аміакової води на установці АВТ.

19. Інструкція ВІ-03.037а-98 із застосування інгібітору ТАЛ-11М на установці АВТ виробництва №3.

20. Інструкція ВІ-03.38-96 із пуску, експлуатації й зупинки кондиціонера КА1-25.

21. Інструкція А-1 з експлуатації й ремонту систем сигналізації, блокувань і протиаварійного захисту на об'єктах підприємства.

22. Інструкція ВІ-01.09.43-98. Експрес-метод визначення наявності водорозчинних кислот і лугів у бензинах.

23. Інструкція ВІ-01.09.09-98. Експрес-метод визначення наявності сірководню в бензинах.

24. Інструкція від 03.02.01-2001 з пожежної безпеки на установці АВТ виробництва №3 АТ "Укртатнафта".

25. Інструкція ПІ-03.019-98 із підготовки установки АВТ до здійснення ремонтних робіт.

26. Інструкція ВТБ-03.17-98 з охорони праці оператора установки АВТ виробництва №3.

27. Інструкція ІТБ-03.17-98 з експлуатації систем дистанційного відключення насосів і печей на установці АВТ виробництва №3.

28. Робоча інструкція РІ-03.02.01-2000 оператора технологічної установки 6 розряду виробництва №3 АТ "Укртатнафта".

29. Інструкція ТІ-00152307-021-02-96. Правила технічної експлуатації місткостей для збереження скраплених газів.

30. Схема пожежогасіння установки АВТ.

31. Інструкція ТІ-03.012-097. Технологічна карта проміжного резервуарного парку №23 (титул 32/23).

32. Зміни №1 до інструкції ТІ-03.010-98 із пуску, експлуатації й зупинки установки АВТ виробництва №3.
33. Інструкція з безпечної експлуатації обладнання.
51. Е-12 з експлуатації систем опалення й водопідігрівачів.
52. Е-10 із застосування електрозахисних засобів.
53. Е-9 з експлуатації електродвигунів.
54. Е-8 про порядок оформлення заявок на відключення електрообладнання на технологічних установках та інших об'єктах підприємства.
55. Е-5 безпечної експлуатації трубопроводів пари й гарячої води.
56. Е-3 з експлуатації електроосвітлення на об'єктах підприємства.
57. Е-2 з експлуатації переносних світильників на території підприємства.
58. Е-1 з експлуатації заземлювальних пристроїв.

ДОДАТОК Д 5.1

Підприємство _____
Цех _____Змінний журнал
з обліку виявлених дефектів і робіт щозмінного технічного
обслуговування

(найменування виробництва, схеми)

Дата й години	Найменування обладнання й номер за схемою	Перелік здійснення робіт із технічного обслуговування	Опис виявлених дефектів або порушень правил технічної експлуатації обладнання	Підпис особи, відповідальної за усунення дефектів і виконання робіт з технічного обслуговування	Підпис начальника зміни (майстра)
1	2	3	4	5	6

ДОДАТОК Д 5.4

Підприємство _____
Цех _____

**Ремонтний журнал
з урахування виконаного ремонту обладнання**

Найменування обладнання _____
Номер позиції за технологічною схемою _____
Інвентарний номер _____
Паспорт _____

Вид і дата ремонту або ТО		Фактично відпрацьовано годин після попереднього ремонту (ТО) (чисельник) і простій у ремонті (ТО) (знаменник)	Короткий опис виконаних робіт під час ремонту (ТО) або номери позицій із типової відомості дефектів	Прізвище і підпис керівника ремонтного підрозділу (механіка або енергетика цеху, майстра централізованої ремонтної служби)	Примітка (№ відомості дефектів, аварійного акта та ін.)
початок	кінець				
1	2	3	4	5	6

ДОДАТОК Д 5.5

Підприємство _____ Головний механік (енергетик) _____ 200 ____ р.
Цех _____ " _____ "

Відомість дефектів _____ інв. _____
На капітальний ремонт _____ (найменування обладнання)

№ п/п	Найменування вузлів і деталей, що підлягають ремонту	Перелік дефектів	Заходи з їх усунення	Номер креслення	Необхідні матеріали й запчастини		Роботу буде виконувати (найменування організації, ремонтного підрозділу)	Примітки	
					найменування	одиниці виміру			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Перевірив:
Інженер бюро ППР _____

Начальник цеху _____
керівник ремонтного підрозділу (механік
або енергетик цеху, майстер
централізованого ремонтного підрозділу

ДОДАТОК Д 5.6

Форма № ОС-3

Затверджую:

(підприємство, організація)
Код Порядковий номер
рядка документа в пацці

_____ (підпис керівника)
“ ” _____ 200__р.

АКТ

на прийняття обладнання (комунікацій) із капітального ремонту
“ ” _____ 200__р.

Підрозділ	Група	Код аналітичного урахування (шифр) норми амортиз. відрахувань	Інвентарний номер	Кошторисна вартість капітального ремонту	Кошторисна вартість реконструкції	Синтетичний рахунок	
						дебіт	кредит
1	2	3	4	5	6	7	8

По замовленню № _____
(назва об'єкта)

Знаходився в плановому / неплановому капітальному ремонті (реконструкція, модернізація) з _____ 200__ р. по _____ 200__ р., тобто _____ днів. Передбачені Відомістю дефектів роботи з капітального ремонту (реконструкції, модернізації) виконано повністю / неповністю

(вказати, що саме не виконано)

Продовження ДОДАТКУ Д 5.6

(оборотний бік)

По закінченню капітального ремонту (реконструкції, модернізації) об'єкт пройшов випробування і здатний в експлуатацію.

Зміни в характеристиці об'єкта, обумовлені реконструкцією, модернізацією _____

До акту додаються такі документи:

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____
5. _____

Здав _____ (посада, прізвище та по батькові) (підпис)

Прийняв _____ (посада, прізвище та по батькові) (підпис)

Довідка

Кошторисна вартість фактично виконаного об'єму робіт:
капітального ремонту _____ гривень
реконструкції, модернізації _____ гривень

Начальник планового відділу _____

Фактична вартість
капітального ремонту _____ гривень
реконструкції, модернізації _____ гривень

Головний (старший) бухгалтер _____

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Политехнический словарь* / Главный редактор академик И.И. Артоблевский. — М.: Сов. энциклопедия, 1976. — 608 с.
2. *Азаров В.Н., Востриков В.С., Ломакин В.С. и др.* Система технического обслуживания и ремонта оборудования предприятий химической промышленности. — М.: Химия, 1986. — 352 с.
3. *Юшко В.Л., Бурмістр М.В., Русалін С.М., Птіцин С.Г.* Проектування нафтопереробних і нафтохімічних підприємств. — Дніпропетровськ, УДХТУ, 2006. — 511 с.
4. *Державний Комітет Промислової Політики України.* Положення про технологічні регламенти для виробництва продукції на підприємствах (в організаціях) хімічної промисловості. Керівний нормативний документ КНД6–001–2000. — Суми: АТЗТ “Арсенал–Прогресс”, 2000. — 54 с.
5. *Коротков П.И., Исаев Б.Н., Тетерук В.Г.* Первичная переработка нефти на высокопроизводительных атмосферно-вакуумных установках. — М.: Химия, 1975. — 120 с.
6. *Смидович Е.В.* Технология переработки нефти и газа. Часть 2: Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородных газов. — М.: Химия, 1980. — 328 с.
7. *Фарамазов С.А.* Оборудование нефтеперерабатывающих заводов и его эксплуатация. — М.: Химия, 1984 — 328 с.
8. *Масальский К.Е., Годик В.М.* Пиролизные установки (проектирование и эксплуатация). — М.: Химия, 1968. — 144 с.
9. *Дронин А.П., Пугач И.А.* Технология разделения углеводородных газов. — М.: Химия, 1975. — 170 с.
10. *Власенко В.Е.* Товарный оператор нефтеперерабатывающего завода. — М.: Химия, 1974. — 156 с.
11. *Мисарек Д.* Турбокомпрессоры. — М.: Машиностроение, 1968. — 236 с.
12. *Бобровский С.А., Соколовский С.М.* Гидравлика, насосы и компрессоры. — М.: Недра, 1972. — 296 с.
13. *Чиняев И.А.* Роторные насосы. Справочное пособие. — Л.: Машиностроение, 1969. — 216 с.
14. *Лукьяненко В.М., Таранец А.В.* Промышленные центрифуги. — М.: Химия, 1974. — 376 с.