

Галевіч Віталій Ярославович

Галевіч Володимир Ярославович

Розробка та дослідження автоматизованої системи керування процесом
первинної переробки нафти

Керівник: проф. Стухляк П.Д.

Development and study of an automatic control system for primary crude oil
processing

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота магістра складається з пояснювальної записки та графічної частини (ілюстративний матеріал – слайди).

Об'єм графічної частини роботи становить ___ слайдів.

Об'єм пояснювальної записки складає ___ друкованих сторінок формату А4 (210×297), об'єм додатків – ___ друкованих сторінок формату А4.

Робота складається з шести розділів, в яких нараховується ___ рисунків та ___ таблиць з даними.

В роботі використано ___ літературних джерел.

У роботі було проведено комплексну автоматизацію процесу первинної переробки нафти, зокрема колони атмосферного типу. В процесі виконання було розглянуто основні процеси переробки, визначено переваги та недоліки. На основі проведеного аналізу було розроблено автоматизовану систему на базі ПЛК Siemens S7-1200. Впровадження системи забезпечить збільшення ефективності процесу.

Ключові слова: НАФТА, АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА, КОНТРОЛЕР, КРЕКІНГ, ПЕРЕРОБКА.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
1. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	5
1.1 Аналіз стану питання.....	5
1.2. Принципи процесу перегонки нафти.....	7
1.2 Схеми переробки нафти	10
1.2.1 Трубчасті установки атмосферного, вакуумного і атмосферно-вакуумного типу	10
1.2.2 Пристрої дворазового випаровування нафти до виходу мазуту.....	12
1.2.3 Установки атмосферо-вакуумного типу	16
1.2.4 Апарати комбінованого типу.....	18
2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	21
2.1 Огляд схеми функціонування технологічного об'єкту	21
2.2 Розрахунок і вибір технологічного обладнання.....	23
2.2.1 Розрахунок отбензینیваючої колони К1.....	24
2.2.1.1 Опис і обґрунтування обраної конструкції.....	24
2.2.2 Розрахунок атмосферної колони К2	25
2.2.2.1 Опис і обґрунтування обраної конструкції.....	26
3 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	28
3.1. Автоматизація виробничого процесу.....	28
3.2. Загальна характеристика системи автоматизації.....	28
3.3. Склад засобів автоматизації	29
3.3. Розробка функціональної схеми автоматизації.....	30
3.5. Вибір засобів автоматизації.....	34
4 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	35
5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	39
5.1. Розробка плану розташування комплексу первинної переробки.....	39
5.2. Розробка мнемосхеми контролю процесу.....	43
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	45
6.1 Заходи безпеки, які необхідні для обслуговування, установки, що проектується. ...	45
6.2. Заходи безпеки при вибухах газоповітряних сумішей.....	47
ОСНОВНІ ВИСНОВКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ	57
БІБЛІОГРАФІЯ	58

ВСТУП

Сучасний етап розвитку промислового виробництва характеризується переходом до використання передових технологій, прагненням домогтися гранично високих експлуатаційних характеристик, як чинного, так і проєктованого обладнання, необхідністю звести до мінімуму будь-які виробничі втрати. Все це можливо тільки при впровадженні систем автоматизації проєктування промислового обладнання шляхом застосування сучасних методів моделювання на основі обчислювальної техніки. При розробці пристроїв управління, спрямованих на забезпечення якості роботи промислових установок первинної переробки нафти, існує проблема синтезу їх оптимальних параметрів, яку може вирішити проєктування цих пристроїв. Таким чином, на перший план висувається задача вдосконалення процесу проєктування пристроїв управління промисловими установками первинної переробки нафти. В основу первинної переробки нафти входять два процеси: знесолення нафти, що протікає на типових установках ЕЛОУ (електрообезсолююча установка), і поділ нафти на фракції по інтервалах температур кипіння, що протікає на типових установках АВТ (Атмосферно-вакуумна труба). Вони є основними, від яких залежить кількість і якість одержуваної продукції. Типові установки АВТ в день можуть переробляти до 4800 тон нафти, з яких втрати становлять в середньому 1-2%. Для підвищення ефективності функціонування пристроїв управління промисловими установками первинної переробки нафти виникає необхідність дослідження робочого процесу і створення науково обґрунтованої методики вибору раціональних алгоритмів і параметрів настройки елементів цих пристроїв.

1. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Аналіз стану питання

Первинною переробкою нафти називають процес, при якому відбувається її розкладання на різного роду фракції з подальшою їх переробкою.

На первинній стадію добути зі свердловини нафту спочатку обробляють за допомогою процесу сепарації. При цьому від неї відділяють воду, домішки та основну кількість газів. Також при цьому процесі намагаються відокремити важкі вуглеводні та гази. Для кращого проходження сепарації використовують трапи та розбризування нафти. Також застосовують зміну тиску і швидкості, що забезпечує більш інтенсивне виділення газу. Дуже важливо очистити нафту від всякого роду домішок, оскільки їх наявність дуже швидко зношує трубопроводи.

Подальшою переробкою займається завод. Структура процесу переробки нафти приведена на рис. 1.1.

При попаданні на підприємство нафта-сирець найперше попадає на стадію електрообезсолення. Установа, яка проводить цей процес носить назву ЕЛОУ. На дальшій стадії проходить процес розділення вхідної речовини на фракції при виконанні двох процесів – переробки в атмосферній трубі (колоні) АТ та у вакуумній ВТ. У другій процес проходить у вакуумі для забезпечення пониження температури кипіння.

Схема заводу з основними дільницями, які беруть участь у переробці нафти приведена на рис 1.2.

У межах магістерської роботи ми будемо проводити процес автоматизації та розрахунок основних параметрів блоку ЕЛОУ АВТ для забезпечення розкладання нафти на первинні компоненти.

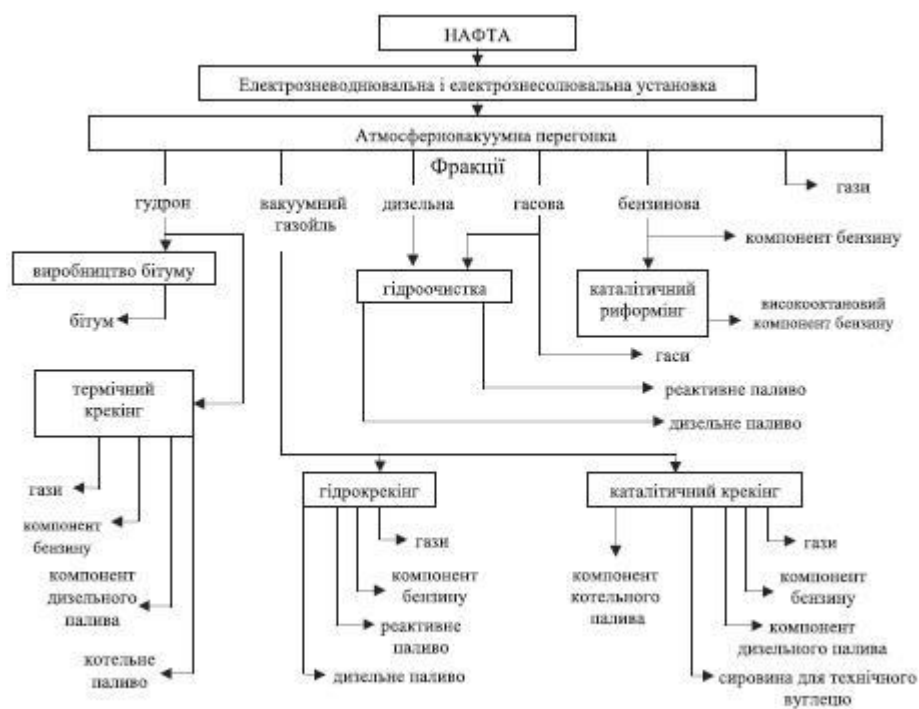


Рисунок 1.1. – Схема переробки нафти та компоненти, які з отримують в результаті.

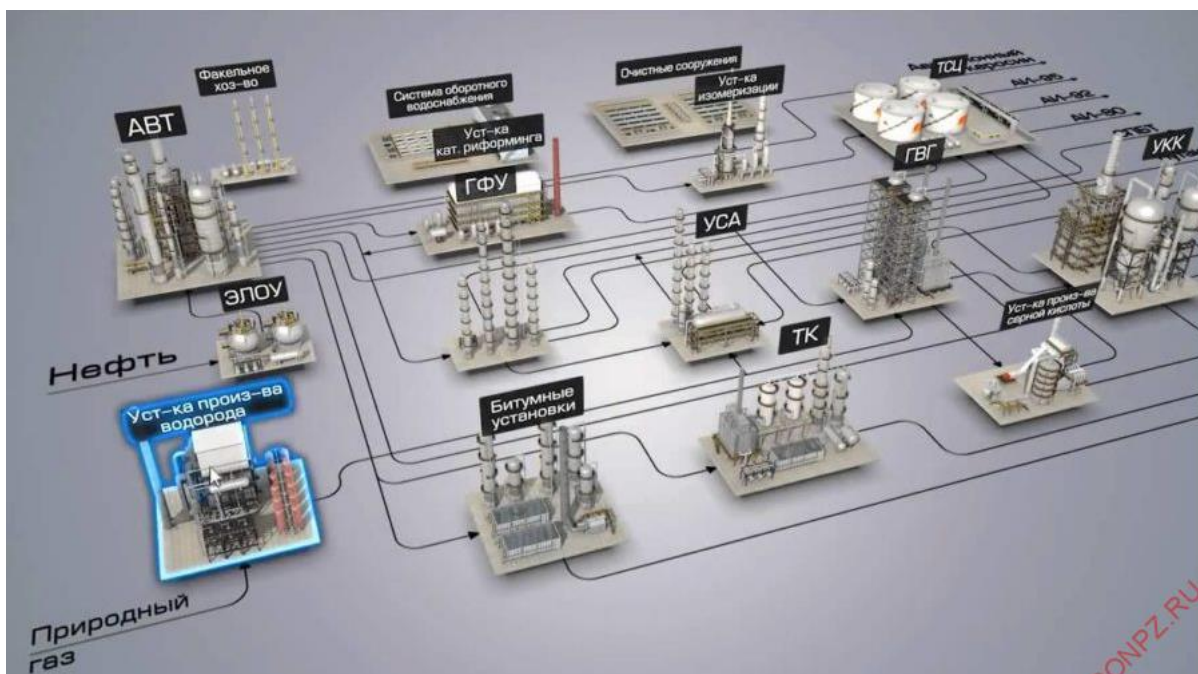


Рисунок 1.2. – структурна схема підприємства по переробці нафти

1.2. Принципи процесу перегонки нафти

Прямою перегонкою або власне первинною переробкою нафтопродуктів називають групу процесів в результаті яких отримують декілька фракцій. Вони, власне, відрізняються температурами кипіння, відмінними компонентами дистилату та в процесі не відбувається їхній термічний розпад. такого роду переробку проводять на пристроях трубчатого типу вакуумного, атмосферного або високотискового типу.

Першими нафтопереробними пристроями були кубові установки періодичної дії.

У 1885 р була споруджена перша в світі безперервно діюча кубова батарея, названа згодом «нобелівською». Вона складалася більш ніж з десяти горизонтальних кубів, розташованих терасами, так що нафта самопливом перетікала з куба в куб. Перегінний куб був забезпечений жаровими трубами і маточником для введення в сировину водяної пари (до 20% на дистилат). У кубах відбувався відгін нафтових фракцій, пари яких надходили в конденсатори і холодильники, де конденсувалися і охолоджувалися. Конденсат самопливом потрапляв в сортувальне відділення, де змішувався з іншими конденсатами, утворюючи товарні фракції, які прямували на очистку сірчаною кислотою і лугом від небажаних компонентів (ненасичених вуглеводнів, нафтових кислот і смол). В останньому кубі підтримувалася температура сировини близько 320 ° С. Для вловлювання найлегших фракцій і з'єднання кубів з атмосферою служив скруббер, що зрошувався холодною водою. Чіткість погонного розділу була низькою.

В період відновлення у самій нафтовій сфері апарати кубового типу були перероблені та вдосконалені з додаванням ректифікаційних колон.

В результаті цього було значно підвищено якість шаруватого розділу по фракціях, товарні продукти стали кращої якості.

Проте все ще такі апарати мали високу вартість, їх необхідно було встановлювати у великій кількості, вони були дуже великогабаритні в високопожежонебезпечні. Ці фактори призводили до повільного розвитку кубових пристроїв.

Така ж ситуація складалася з перегонкою мазуту з метою отримання дистилятів масляного типу на кубових батареях масляного типу. Конструкція масляних батарей вперше була розроблена інж. В. Г. Шуховим і І. І. Єдиним. На цих батареях перегонка здійснювалася в вакуумі і з водяною парою з метою знизити температуру перегонки, не допускаючи розкладання вуглеводнів, що входять до складу масляних дистилятів. Куб олійної батареї не мав жарових труб і топка перебувала під кубом.

Пари масляних дистилятів і водяна пара прямували через дефлегматори і конденсатори-холодильники в ємності для масляних фракцій приймально-сортувального відділення. Незконденсовані пари, водяна пара і газоподібні продукти розпаду надходили в барометричний конденсатор. Водяні і масляні пари конденсувалися, а газоподібні вуглеводні відсмоктувалися пароструминних ежекторами. У приймально-сортувальному відділенні масляні дистиляти компаундували (змішувалися) для отримання товарних масляних дистилятів заданої в'язкості. Очищення масляних дистилятів від продуктів розпаду, смол і нафтових кислот проводилася також сірчаною кислотою і лугом.

При реконструкції масляних кубових батарей їх оснащували «головними» або «хвостовими» трубчатками. В «головній» трубчатці відганяли газойль та інші легкі фракції, а залишок перетікав в перегінні куби. Сировиною «хвостових» трубчаток був гарячий гудрон (напівгудрон) з останнього куба. Його прокачували через трубчасту піч у випарник. Тут в вакуумі і при великій витраті водяної пари довивпарялися високов'язкі масляні дистиляти.

Складність апаратурного оформлення, висока пожежна небезпека і низька якість одержуваних масел перешкождали подальшому розвитку будівництва кубових батарей масляного типу. Вони, як і кубові батареї газового типу поступилися своїм місцем високопродуктивним установкам трубчастого типу - атмосферним і вакуумним, що розглядаються нижче.

На трубчастих установках перегонка здійснювалася за принципом одноразового випаровування, що дозволило знизити температуру нагрівання сировини, а отже, зменшити розкладання сировини і підвищити якість дистилатів. Крім того, трубчасті установки відрізнялися великим тепловим ККД, меншими питомими капітальними вкладеннями і експлуатаційними витратами.

На даний час установки трубчастого типу є на оснащені практично всіх підприємств по переробці нафти та забезпечують суспільство товарними продуктами нафтопереробки, а також постачають для неступних процесів продукти первинної переробки.

Широкий розвиток отримали також методи вторинної переробки нафти та нафтопродуктів, забезпечується більш якісний розділ по фракціях, більш глибоке розділення по компонентах важких і середніх фракційних складових нафти.

Через це на підприємствах переробки постійно проходить робота по удосконаленню процесів ректифікації, конструкцій колон, пристроїв, вводяться засоби автоматизації для забезпечення менших відходів, тощо. Зростає ефективність та кількість тарілок, наявність глибокого вакуумування, пінні присадки різного типу та багато інших засобів покращення процесів переробки.

Продуктивність деяких установок по первинній переробці нафти складає 6-7 млн. т / рік. Малопотужні установки переробки нафти на першій стадії постійно модернізуються або замінюються більш ефективними та продуктивними, що відповідають сучасному рівню техніки [6].

1.2 Схеми переробки нафти

1.2.1 Трубчасті установки атмосферного, вакуумного і атмосферно-вакуумного типу

Пристрої одноразового випарювання нафти. В даних пристроях нафта, що поступила перебуває в обезсоленому та стабілізованому стані (рис. 1.3)

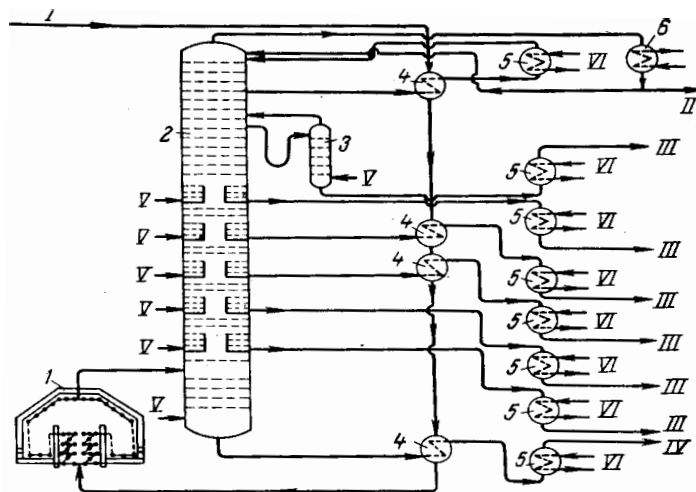


Рисунок 1.3. - Пристрій одноразового випарювання нафти.

1 - трубчаста піч; 2 - ректифікаційна колона; 3 - відпарювальна колона; 4 - теплообмінні апарати; 5 – холодильні установки; 6 - конденсатор-холодильник. Позначені лінії: I - нафта; II - верхній продукт; III - бічні продукти; IV - гудрон; V - водяна пара; VI - вода.

Далі вона прокачується крізь теплообмінники 4 і змійовик печі трубчастого типу 1 в колону ректифікаційного типу 2. У верхній частині цієї колони створюється надлишкове значення тиску, що складає близько 0,2 атм., що відповідає значенню гідравлічного опору конденсатора; у нижню частину колони подається перегріта водяна пара.

З даної колони відкачують фракції, що, власне, розрізняються по температурі закипання: бензинову, лігроїнову, гасову, газойльову, солярову і інші. Компоненти з низькою температурою закипання лігроїнової фракції

відганяються в відпарювальну колону 3, забезпеченою кип'ятильним пристроєм. Установа переробляє до однієї тони за добу легкої нафти. При цьому на виході присутні фракції: бензинова (скадає близько 26-30%), лігроїнова (приблизно 7-14%), гасової 5-8%, газойльової і солярової 19-20%, легкого і важкого парафіністого дистилятів 15-18%, решта - гудрон.

В колоні ректифікаційного типу змонтовано 6 тарілок нижче вхідного трубопроводу. Вище від нього встановлено таких тарілок 32 штуки та в подальшому у кожній відпарній секції, яких налічується 5, встановлено по 3 пристрої тарілкового типу. У всьому процесі беруть участь 53 тарілки. При цьому затрати палива складають 2,5%, та 6% від виходу нафти використовується для підготовки водяної пари.

До переваг таких типів одноступінчастої установи трубчастого типу є мала кількість апаратів і, власне, менша довжина ліній з'єднань; відносна компактність; відносно мала площа, яку займає пристрій; більш низьке значення температури попереднього нагрівання сировини в печі; відсутність пристроїв вакуумного типу; менші витрати водяної пари і палива.

До недоліків установок такого типу відносяться високі значення гідравлічних опорів, які створює потік сировини в теплообмінних апаратах і пічних трубах, внаслідок чого підвищується витрата енергії для приводу насоса для сировини; підвищена витрата енергії в трубах і кожусі теплообмінних апаратів, в результаті чого суттєво зменшується ймовірність попадання нафти в дистиляти при порушенні герметичності теплообмінних апаратів.

Робота установи одноразового випаровування спрощується при перегонці нафт до мазуту або напівгудрону (рисунок 1.4). Особливістю цієї установи є застосування проміжного циркуляційного зрошення і виносних відпарювальних секцій для кожного з бокових погонів. На трубчастих установках одноразового випаровування можна успішно переробляти тільки ретельно стабілізовану і знесолену нафту. В іншому випадку труби

теплообмінних апаратів і печей забиваються солями, що призводить до підвищення тиску на насосі сировини і сприяє прогару труб печі [7].

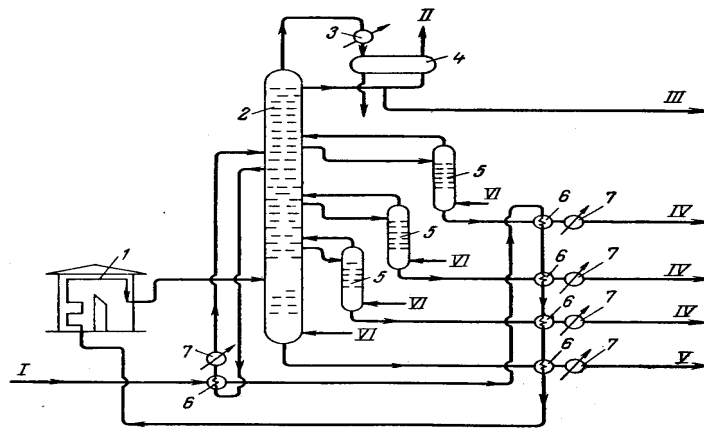


Рисунок 1.4. - Схема трубчастої установки для перегонки нафти до напівгудрону.

1 - трубчаста піч; 2 - колона ректифікації; 3 - конденсатор-холодильник; 4 - водовіддільник; 5 - відпарювальні колони; 6 - теплообмінні апарати; 7 – холодильні установки.

Позначені лінії: I - нафта; II - сухий газ; III - верхній продукт; IV - бокові фракції; V- напівгудрон; VI-водяна пара.

1.2.2 Пристрої дворового випаровування нафти до виходу мазуту

Для даного типу пристроїв характерним є власне часткове випаровування нафти на попередньому етапі перед надходженням в піч трубчастого. Процес випаровування може відбуватися в колоні випарного типу (колоні пустотілого типу), або в колоні ректифікаційного типу з тарілками. Випарник використовують тоді, коли на вхід подається вже стабілізована (дегазована), на малий відсоток зневоднена нафта яка не містить сірководню. Сировина, яка містить численні розчинені гази (сірководень в тому числі), солі і воду, направляється в спеціальну колону відбензинювання ректифікаційного типу.

Варіант з випарником був реалізований в схемах трубчастих установок. Крім того, передбачалося максимальне використання тепла проміжного циркуляційного зрошення для попереднього нагріву нафти і скорочення до мінімуму кількості гострого зрошення в основній колоні. Тарілки для відбору бічних погонів були переобладнані під «глухі», так що вся рідина з цих тарілок перетікала в відпарювальні колони, де оброблялася водяною парою. Одночасно була збільшена поверхню теплообмінників і холодильників, поршневі насоси замінені на відцентрові, встановлені нові насоси, а труби пароперегрівача в печі переоблені на підігрів сировини. Для боротьби з корозією конденсаційної апаратури в шлемова труби колони вводили газоподібний аміак.

Схема установки після реконструкції приведена на рис 1.5.

нафта V, яка вже є знесолоною, за допомогою двох потоків прокачується через установки теплообмінного типу 11 і водо очишувач 12, отримує температуру приблизно 200°C , попадає у випарну установку 2, де розділяються рідка і парова фази. Друга фаза транспортується в основну колону 3, куди надходить і рідка фаза, після додаткового нагріву в печі 1 до $330-340^{\circ}\text{C}$. Колона 3 має у своєму складі 31 елемент тарілчатого типу в концентраційній частині, тут тепло відводиться з використанням проміжного циркуляційного зрошення з 10, 17 і 25 елементів, дивлячись знизу.

Внаслідок процесу ректифікації відбувається відбір різного роду фракцій $140-240$, $240-300$ і $300-350^{\circ}\text{C}$. найбільший вихід з цього процесу належить бензину II (н. К. -140°C). Пари останнього попадають у конденсатор 4, звідки у вигляді конденсату попадають у водовіддільник 5 і газосепаратор 6. Частина виробленого конденсату йде знову на охолодження зрошуванням IX, а балансова кількість транспортується на лужне промивання в пристрій 7 і далі в вихідні баки. Пароподібні незконденсовані вуглеводні транспортуються на газо фракційний пристрій. Основний залишок який утворюється в результаті процесу є власне мазут.

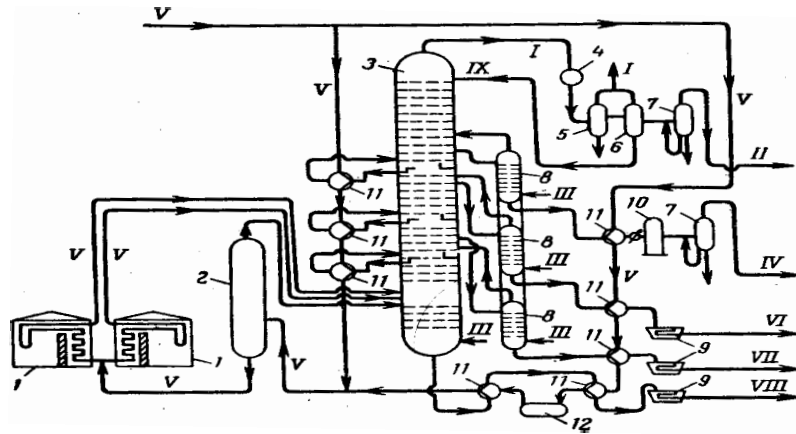


Рисунок 1.5 - Схема установки двократного випаровування з випарником

1 - печі; 2 - випарник; 3 - колона ректифікації; 4 - конденсатор бензину; 5 - водовіддільник; 6 - газосепаратор (ємність зрошення); 7 - колони для відновлення бензину; 8 - відпарювальні колони; 9 - холодильники; 10 - проміжна ємність; 11 – теплообмінні апарати; 12 - водоочишувач.

Позначені лінії: I - газ; II - фракція н. к. - 140°C ; III - водяна пара; VI - фракція $140\text{-}240^{\circ}\text{C}$; V - нафта; VII - фракція $240\text{-}300^{\circ}\text{C}$; VIII - фракція $300\text{-}350^{\circ}\text{C}$; IX - зрошення.

Широкого поширення також набули пристрої двократного випаровування, в яких замість випарювальної установки встановлена окрема колона ректифікаційного типу. На таких пристроях (рисунок 1.6) нафта 1 декількома паралельними потоками транспортується через групу апаратів теплообмінного типу 7 в середню частину пристрою колонного типу попереднього випаровування 2. Бензин у вигляді пари і води разом з розчиненими у нафті вуглеводневими газами та сірководнем проходять через холодильник-конденсатор 6 в газосепаратор 5. Газ III з газосепаратора транспортується на газофракційну установку, а сам бензин частково транспортується в колону якісного зрошення, де, власне, решта його кількість транспортується в колону стабілізаційного типу 4. Головним

продуктом у цій колоні, є скраплений газ IV. Вона працює під тиском. Далі він транспортується на газофракційну установку. Відбензинену нафту II з колони 2 транспортують по змійовику печі 1 в основну колону 3 під 7-у елемент тарілчастого типу, дивлячись знизу. Всього в колоні 40 таких елементів. Найбільше тут продукується бензинової важкої фракції V, пари якої, пройшовши холодно-конденсаційну установку 6, транспортуються в газосепаратор 5, а далі частково на використання для зрошення в колону 3. Решта виробленого продукту після промивання водою та вилуговування змішується зі стабільним бензином VI з колони 4. На установці відводять також фракції VII гасу авіаційного, палива для дизелів і в нижній частині колони 3 мазут [7].

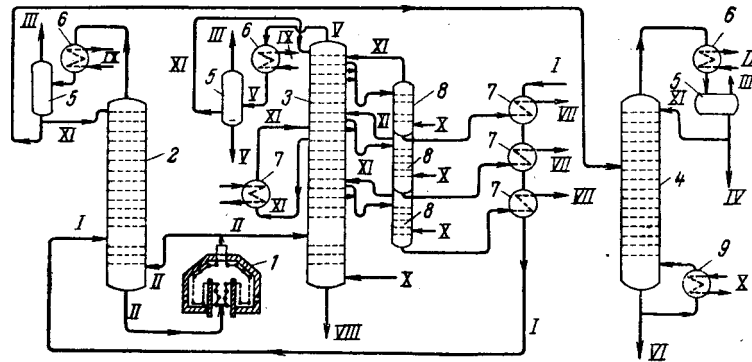


Рисунок 1.6 - Схема установки двократного випаровування з колоною відбензинювання.

1 - трубчаста піч; 2 - відбензинююча колона; 3 - основна атмосферна колона; 4 - стабілізаційна колона; 5 - газосепаратор (ємність зрошення); 6 - конденсатор-холодильник; 7 - теплообмінник; 8 - відпарювальна колона; 9 - паровий підігрівач.

Позначені лінії: I - сира нафта; II - відбензинений нафта; II I - сухий газ; IV - скраплений газ; V - важкий бензин; VI - стабільний бензин; VII - бічні продукти; VIII - мазут; IX - вода; X - водяна пара; XI - зрошення.

1.2.3 Установки атмосферо-вакуумного типу

Такого роду пристрої як правило монтують в єдиному комплексі з атмосферним рівнем перегонки нафтопродуктів. Комбінування усіх процесів вакуумної і атмосферної переробки ректифікацією на одному пристрої має такі переваги: скорочення комунікаційні лінії є значно коротшими, використовується менша кількість проміжних ємностей, високий рівень компактності, в обслуговуванні висока зручність, з дистилатів і залишків у більшій мірі можна використати тепло, менші витрати металу, відносно велика еієктивність праці.

У 50-х роках споруджувалися АВТ потужністю 0,5 млн. т / рік нафти, потім їх потужність була доведена до 0,8-1 млн. т / рік. У наступні роки були споруджені АВТ потужністю 1, 2, 3 і 6 млн. т / рік. В даний час ведуться роботи по створенню АВТ потужністю 10-12млн. / рік.

На рис. 1.7 представлена технологічна схема атмосферо-вакуумної установки паливного профілю, призначеної для переробки сірчистої нафти. Газойль, що відбирається у верхній частині колони вакуумного типу, являє собою широку фракцію і застосовується як вихідна сировина для процесів каталітичного крекінгу фракцій.

Складовими частинами такої установки є атмосферна колона 2 і дві послідовно працюють вакуумні колони 4 і 5. У першій з них продукують три типи масляних дистилатів і напівгудрон VII - в залишку. Частина залишку використовується як сировина для отримання залишкового масла, решта через змійовик печі транспортується в другу вакуумну колону, що працює при залишковому тиску 10-15 мм рт. ст. У цій колоні отримують важке дистиллятное сировину для каталітичного крекінгу або, так званого, гідрокрекінгу. Залишком цих процесів є гудрон XIII, який використовується як дорожній бітум. Лигроиновая фракція направляється на каталітичний риформінг. Широко використовується проміжне циркуляційний зрошення.

Особливий інтерес представляє вакуумсоздающая апаратура у вигляді ежекторів і поверхневих конденсаторів замість барометричних.

На рис. 1.8 представлена схема укрупненої триступеневої установки АВТ продуктивністю 11,2 тис. Т / добу масляної нафти.

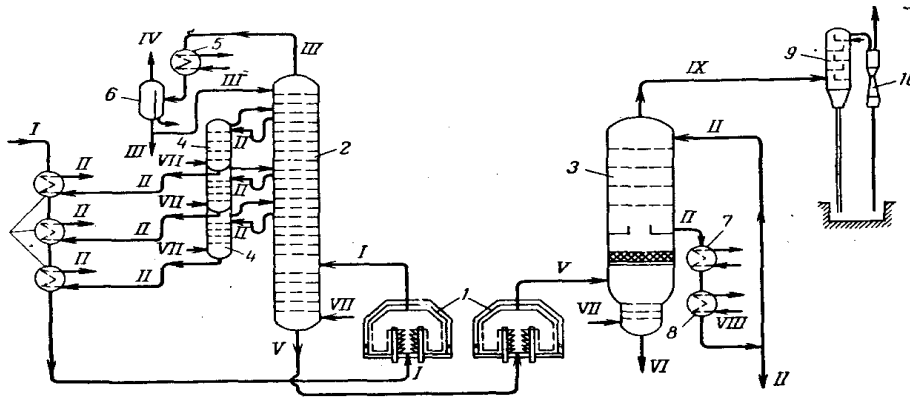


Рисунок 1.7 - Атмосферно-вакуумна установка для перегонки сірчистої нафти.

1 - трубчасті печі; 2 - колона атмосферного типу; 3- колона вакуумного типу; 4 - відпарна колона; 5 – холодильник-конденсатор-; 6 - водовіддільник; 7 – установка теплообмінного типу; 8 - установка холодильного типу; 9 - барометричний конденсатор; 10 - ежектор.

Позначені лінії: I - нафта; II - бічний продукт; III - верхній продукт; IV - газ; V - мазут; VI - гудрон; VII - водяна пара; VIII - вода; IX – Незконденсовані пари і газ.

За допомогою такої системи створюється більш глибокий вакуум, а нафтопереробний завод і водойми позбавлені забруднених сірководнем потоків води. Менше залишковий тиск у другій колоні і добре фракціонування дозволяють зменшити коксованість і вміст металів в дистилатах, які направляються на каталітичний крекінг і на виробництво масел.

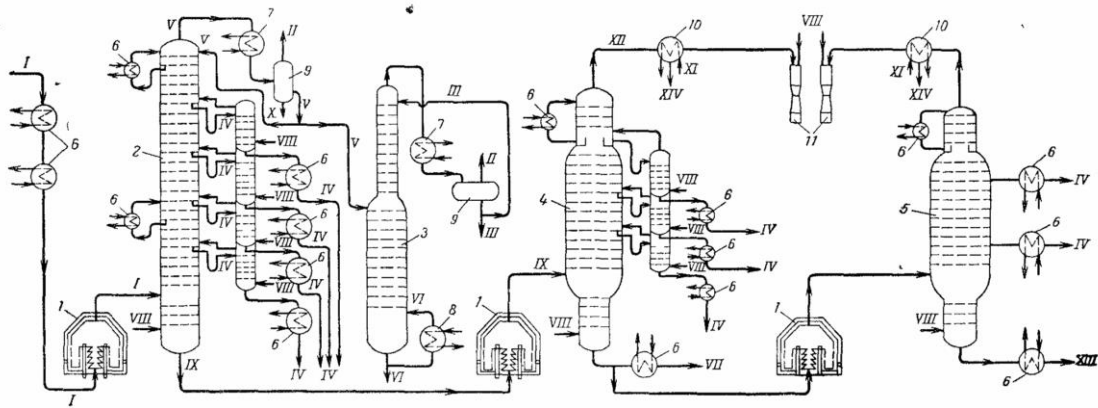


Рисунок 1.8 - Схема триступеневої установки АВТ

1 - печі, 2 - колона атмосферного типу; 3 - стабілізатор бензину; 4 - колона масляного вакуумного типу; 5 - паливна вакуумна колона; 6 - установка теплообмінного типу, 7 - установка конденсаційно-холодильного типу; 8 - паровий підігрівач, 9 - ємність зрошення; 10 - поверхневі конденсатори-холодильники вакуумної колони; 11 - ежектори.

Позначені лінії: I - нафта; II - газ; III - скраплений газ; IV - бічний продукт; V - нестабільний бензин; VI - стабільний бензин; VII - напівгудрон; VIII - водяна пара; IX - мазут; X - отстойная вода; XI - холодна вода; XII - неконденсіруючі пари і гази, XIII - гудрон; XIV - конденсат.

1.2.4 Апарати комбінованого типу

Оскільки продуктивність нафтопереробних заводів постійно зростає, необхідно створювати установки, які забезпечать зниження капіталовкладень грошей та скоротять власне терміни спорудження цих апаратів. Одним з варіантів виходу з цієї ситуації є оптимізація продуктивності і поєднання багатьох процесів в одному апараті.

На сучасному етапі розвитку засобів автоматизації та різного роду давачів, мікроконтролерів, систем керування є можливість значно розширити

ступінь поєднання різних процесів в одному апараті та забезпечити якісний процес з високим рівнем безпечності. Найбільше на даний час користуються оптимізацією процесів прямої перегонки нафти. Процеси такого роду можуть по різному комбінуватися на одній установці: ЕЛОУ - АТ; АВТ – колона атмосферного типу для перегонки в широких межах бензинових фракцій нафти; первинна ректифікація з крекінгом каталітично гайзоля та інші види комбінацій процесів.

Технологічна схема комбінованої установки ЕЛОУ - АВТ приведена на рисунку 1.7.

Підігріта в апараті теплообмінного типу 8 нафта 1 з температурою 120-140 °С в дегідраторі 1 піддається термохімічному і електричному процесу зневоднення і знесолення при наявності додаткових компонентів, а саме луку, деемульгатора та води. Підготовлена даним способом нафта додатково нагрівається в інших апаратах теплообмінного типу до температури 220 °С і далі транспортується в колону 2. У верхній частині колони відбирається легко бензинова фракція XV. Залишок III знизу колони 2 транспортується в піч 7, де отримує тепло до 330 °С, і далі в колону 3. Певна балансова частина нафти з печі 7 транспортується нахад в колону 2 в якості нагрівного струменя. У верхній частині колони 3 відбирається важка фракція бензину XVII, а збоку через відпарну колону 11 фракції VI (300-350, 240-300 і 140-240 °С). Мазут IV знизу колони 3 транспортується в піч 15, де його температура підвищується до 420 °С, і надходить у колону вакуумного типу 4, що працює при надлишковому тиску 60 мм рт. ст. Водяна пара, легкі пари і газоподібні продукти розкладання XIV у верхній частині колони 4 надходять в барометричний конденсатор 12, несконденсовані гази відсмоктуються ежектором 13. Додатковими продуктами колони 4 є фракції VII, залишок - гудрон VIII. В результаті комбінування АВТ і ЕЛОУ досягається більш ефективна переробка нафти, знижується собівартість продукції за рахунок зниження частки витрат на енергоносії та компенсацію тепловтрат [2].

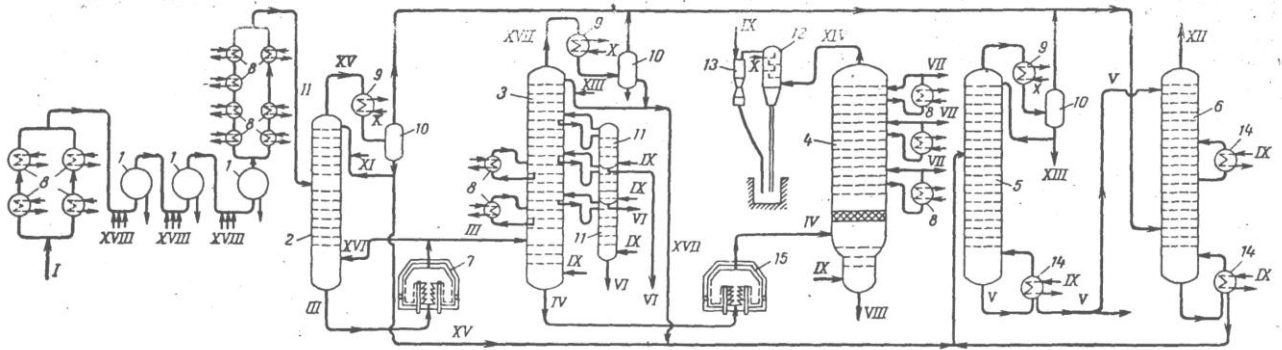


Рисунок 1.9 - Схема комбінованої установки - ЕЛОУ-АВТ

1-електродегідратор; 2 - відбензинювана колона; 3 - основна колона атмосферного типу; 4 - колона вакуумного типу; 5 - колона стабілізаційного типу; 6 - абсорбер; 7 - атмосферна піч; 8 - установка теплообмінного типу; 9- установка конденсаційно-холодильного типу; 10 - газосепаратори; 11- відпарні колони; 12- барометричний конденсатор; 13 - ежектор; 14 - парові підігрівачі; 15 - вакуумна піч.

Позначені лінії: I - сира нафта; II - зневоднена і обезсолена нафта; III - відбензинена нафта; IV - мазут; V - стабільний бензин; VI - бічні продукти атмосферної колони; VII - бічні продукти вакуумної колони; VIII - гудрон; IX - водяна пара; X - оборотна вода; XI -аміачна вода; XII - сухий газ; XIII - скраплений газ; XIV - незконденсовані пари і гази; XV-легкий бензин; XVI - гарячий струмінь; XVII - важкий бензин; XVIII- вода, деемульгатор і луг.

2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Огляд схеми функціонування технологічного об'єкту

Потік нафти з температурою 20 0С насосом Н1 прокачується через мережу рекуперативних теплообмінників Т1-Т5 і нагрівається, що відходять з установки потоками, до 180 0С. Нагріта нафта надходить в відбензинюючу колону К1 на 21-у тарілку. Продуктами колони К1 є відбензинена нафта і легкий бензин. Колона К1 має 25 клапанних тарілок, тиск в колоні 350 кПа; температура відповідно верхньої та нижньої частини колони 140 і 185 0С. Для обігріву низу колони К1 передбачена "гарячий струмінь" відбензиненої нафти. Пари з верху колони К1 конденсуються в холодильниках АВО1 і Х1, далі з температурою 40 0С надходять в сепаратор Е1. Частина бензинової фракції з сепаратора Е1 подається на зрошення колони К1, решта відводиться в товарний парк. Газ з сепаратора Е1 відводиться в паливну мережу. Відбензинена нафта з куба колони К1 насосом Н3 подається в піч П1, де вона нагрівається до температури 360 0С і подається на 31 тарілку атмосферної колони К2. Колона К2 призначена для отримання фракції важкого бензину, гасової фракції, дизельної фракції і мазуту. Колона К2 має 36 клапанних тарілок. Тиск в колоні 190 кПа; температура відповідно вгорі і внизу колони 150 і 342 0С. Під нижню тарілку подається перегрітий водяну пару в кількості 0,32% на сировину. Пари з верху колони К2 конденсуються в холодильниках АВО2 і Х2, потім з температурою 400С надходять в сепаратор Е2, де від бензинової фракції відділяється вода. Частина бензинової фракції з сепаратора Е2 подається на зрошення колони К2, решта відводиться в товарний парк. Рідка фаза з 8 тарілки надходить в стрепінг-секцію Е3 на верхню тарілку. Під нижню тарілку стрепінг-секції Е3 подається перегрітий водяну пару. З нижньої частини стрепінг-секції Е3

відводиться газова фракція, яка насосом Н5 прокачується через теплообмінник Т1 і водяний холодильник Х3 в результаті чого її температура знижується до 40 0С. Рідка фаза з 21 тарілки надходить в стрепінг-секцію Е4 на верхню тарілку. Під нижню тарілку стрепінг-секції Е4 подається перегрітий водяну пару. З нижньої частини стрепінг-секції Е4 відводиться дизельна фракція, яка насосом Н7 прокачується через теплообмінник Т3, повітряний холодильник АВО3 і водяний холодильник Х4 в результаті чого її температура знижується до 40 0С. З низу колони К2 насос Н9 відбирає мазут і прокачує його через теплообмінник Т5, повітряний холодильник АВО4 і водяний холодильник Х5. Отримані бензинова, газова, дизельна фракції і мазут надходять в товарний парк. Колона К2 також забезпечена контурами циркуляційного зрошення. Рідини з 11 і 24 тарілок відбираються в кількостях 110 і 109 м3 / год відповідно і охолоджуються до 110 і 200 0С в рекуперативних теплообмінниках. Далі потоки повертаються на 9 і 22 тарілку відповідно.

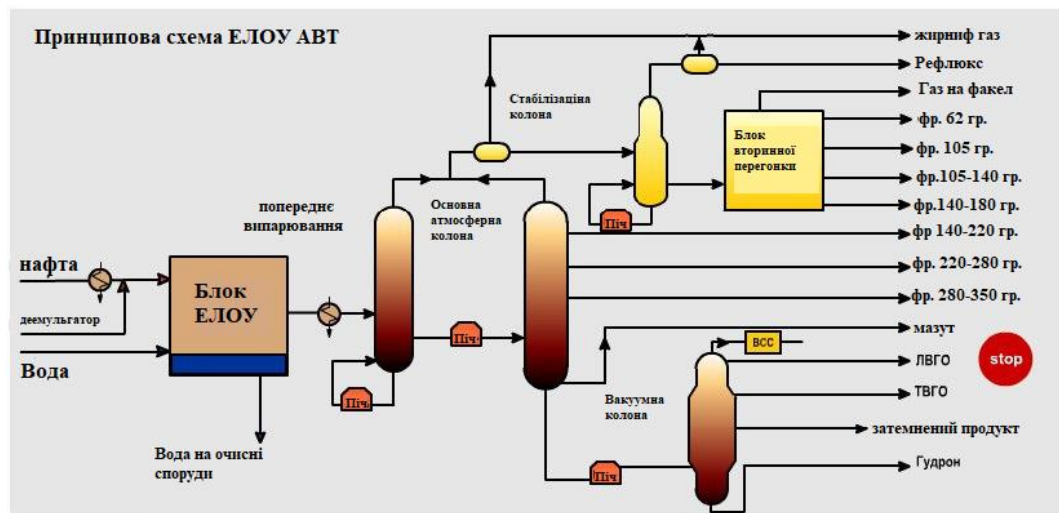


Рисунок 2.1 – Принципова схема ЕЛОУ-АВТ

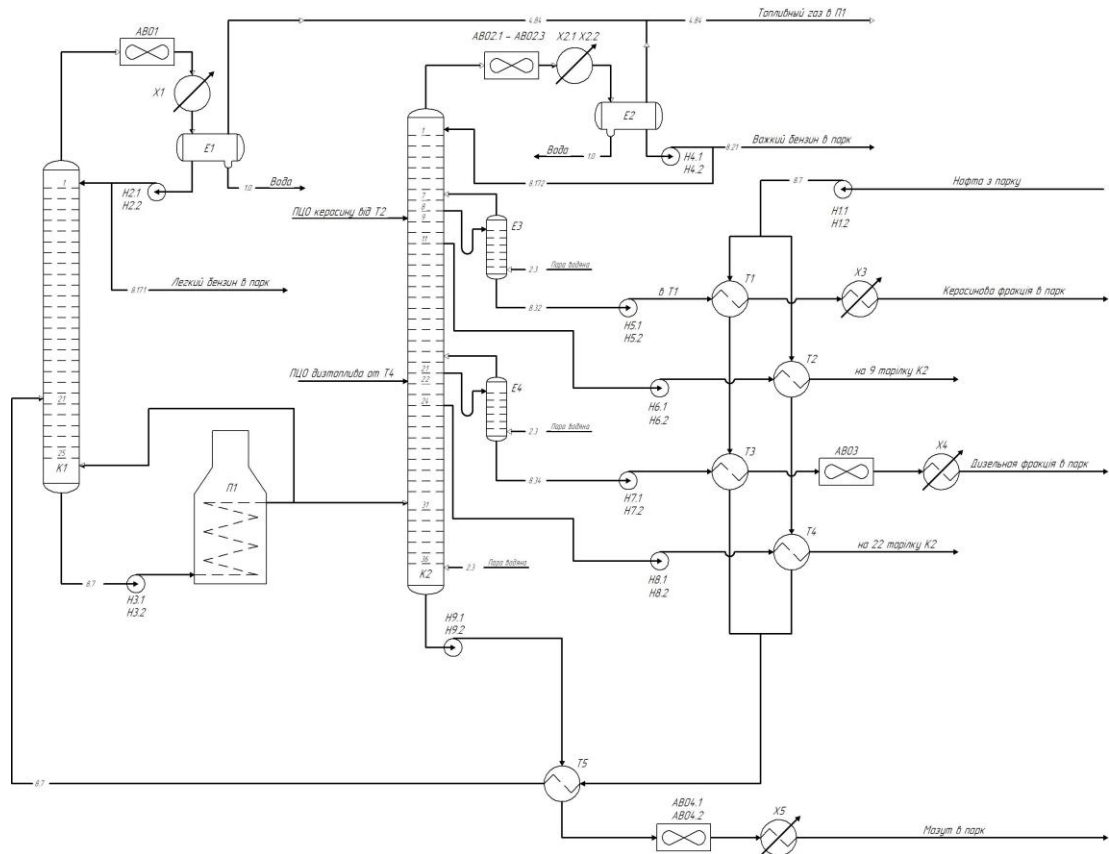


Рисунок 2.2 – Технологічна схема первинної переробки

2.2 Розрахунок і вибір технологічного обладнання

Матеріальний і тепловий розрахунки проектованого обладнання, а також основні геометричні характеристики виконуються за допомогою обчислювальної програми HYSYS.

HYSYS призначена для проектних і дослідницьких робіт при аналізі діючих і проєктованих хіміко-технологічних виробництв. Програмний фонд HYSYS об'єднує в собі підсистеми матеріальних і теплових балансів хіміко-технологічних систем, розрахунок фізичних властивостей речовин, модулі розрахунку хіміко-технологічних процесів, модулі розрахунку обладнання, гідравліки апаратів. Програма HYSYS потужний і зручний інтерактивний інструмент для розрахунку і оптимізації технологічних процесів.

За допомогою цієї програми можна побудувати детальну і надійну модель технологічної установки. Інтерактивна природа програми дозволяє детально проаналізувати параметри будь-якого апарату, дозволяє накопичувати банк математичних модулів досліджуваних виробництв.

Устаткування планується застосовувати загальносерійне вітчизняного виробництва. На нестандартне обладнання будуть розроблені вимоги.

2.2.1 Розрахунок отбензінюющей колони К1

Відбензінююча колона К1 призначений для виділення з нафти легкого бензину і газу відбензінення з метою зменшення навантаження на пари в атмосферної колони К2

2.2.1.1 Опис і обґрунтування обраної конструкції

Колона ректифікації К1 представляє собою вертикальний тарілчасте, суцільнозварний апарат, який складається з наступних секцій:

1 секція - концентраційна, (20 контактних ступенів, $D = 3,0$ м);

2 секція - евапораціонное простір;

3 секція - відганяючі, (5 контактних ступенів, $D = 3,0$ м).

В якості контактних ступенів обрані клапанні тарілки, що володіють високою надійністю в роботі і мають задовільний коефіцієнт корисної дії - 58%.

Апарат забезпечений технологічними штуцерами для контролю і виміру параметрів, а також люками.

Кількість теоретичних тарілок колони К1 15;

Кількість практичних тарілок колони К1 25;

Відстань між тарілками 600 мм.

Висота колони К1 визначається за формулою [4, с.54]:

$$H = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6 + h_7, (2.3)$$

де $h_1 = 0,25 \cdot D = 0,25 \cdot 3,0 = 0,75$ м - висота еліптичного днища;

$h_2 = 0,25 \cdot D = 0,25 \cdot 3,0 = 0,75$ м - висота шолома колони;

$$h_3 = (n-1) \cdot a,$$

h_3 - висота концентраційної частини колони;

$n = 20$ кількість тарілок, розташованих вище введення сировини;

$a = 0,6$ м - відстань між тарілками;

$$\text{тоді } h_3 = (20-1) \cdot 0,6 = 11,4 \text{ м};$$

$$h_4 = (5-1) \cdot 0,6 = 2,4 \text{ м - висота отгонної частини колони};$$

$$h_5 = 1,5D = 1,5 \cdot 3,0 = 4,5 \text{ м - висота евапораційного простору};$$

$$h_6 = 1,0 \text{ м - висота від днища до фундаменту};$$

$h_7 = V / F$ - висота кубового простору визначається виходячи із запасу залишку на 5 хвилин;

$$F = \pi \cdot D^2 / 4 \text{ - площа кубового простору};$$

$$D = 3,0 \text{ м - діаметр куба};$$

$$F = 3,14 \cdot 3,0^2 / 4 = 7,07 \text{ м}^2;$$

$$V_b = 445 \text{ м}^3 / \text{год - годинна витрата кубового продукту};$$

$$V = 445 / 12 = 37,01 \text{ м}^3;$$

$$h_7 = 37,01 / 7,07 = 5,24 \text{ м};$$

$$\text{тоді } H = 0,75 + 0,75 + 11,4 + 2,4 + 4,5 + 1,0 + 5,24 = 26,04 \text{ м.}$$

2.2.2 Розрахунок атмосферної колони К2

Атмосферна колона К2 призначена для отримання світлих нафтопродуктів з відбензиненої нафти.

2.2.2.1 Опис і обґрунтування обраної конструкції

Колона ректифікації К2 являє собою вертикальний тарільчасте, суцільнозварний апарат, який складається з наступних секцій:

- 1 секція - концентраційна, (30 контактних ступенів, $D = 5,0$ м);
- 2 секція - евапораційне простір;
- 3 секція - відганяюча, (6 контактних ступенів, $D = 5,0$ м).

В якості контактних ступенів обрані клапанні тарілки, що володіють високою надійністю в роботі і мають задовільний коефіцієнт корисної дії - 70%.

Апарат забезпечений технологічними штуцерами для контролю і виміру параметрів, а також люками.

Кількість теоретичних тарілок колони К2 25;

Кількість практичних тарілок колони К2 36;

Відстань між тарілками 600 мм.

Висота колони К2 визначається за формулою:

$$H = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6 + h_7, \quad (2.3)$$

де $h_1 = 0,25 \cdot D = 0,25 \cdot 5,0 = 1,25$ м - висота еліптичного днища;

$h_2 = 0,25 \cdot D = 0,25 \cdot 5,0 = 1,25$ м - висота шолома колони;

$$h_3 = (n-1) \cdot a,$$

h_3 - висота концентраційної частини колони;

$n = 30$ - кількість тарілок, розташованих вище введення сировини;

$a = 0,6$ м - відстань між тарілками;

$$\text{тоді } h_3 = (30-1) \cdot 0,6 = 17,4 \text{ м};$$

$h_4 = (6-1) * 0,6 = 3,0$ м - висота отгонной части колони;

$h_5 = 1,5D = 1,5 * 5,0 = 7,5$ м - висота евапорационного простору;

$h_6 = 1,0$ м - висота від днища до фундаменту;

$h_7 = V / F$ - висота кубового простору визначається виходячи із запасу залишку на 10 хвилин;

$F = \pi \cdot D^2 / 4$ - площа кубового простору;

$D = 5,0$ м - діаметр куба;

$F = 3,14 * 5,0^2 / 4 = 19,63$ м²;

$V_b = 217$ м³ / год - годинна витрата кубового продукту

(За додатком А);

$V = 217 / 6 = 36,2$ м³;

$h_7 = 36,2 / 19,63 = 1,84$ м;

тоді $H = 1,25 + 1,25 + 17,4 + 3,0 + 7,5 + 1,0 + 1,84 = 33,24$ м.

3 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

3.1. Автоматизація виробничого процесу

Автоматизація виробничого процесу - необхідна умова підвищення продуктивності праці. Іншою найважливішою функцією автоматизації є виключення людського фактору - першої причини виникнення надзвичайних подій на виробництві. Автоматизація також реалізує наступні завдання виробництва:

- контроль якості продукції;
- дотримання технологічного режиму;
- оптимізація виробничого процесу;
- забезпечення безпеки виробництва;
- підвищення терміну служби обладнання;
- забезпечення надійності роботи об'єкта.

Під автоматизацією розуміється сукупність приладів, пристроїв та керуючих машин, які без безпосередньої участі людини здійснюють управління технологічним процесом за заданою програмою.

3.2. Загальна характеристика системи автоматизації

Як об'єкт автоматизації обрана колона К2. Колона К2 призначена для отримання світлих нафтопродуктів з відбензиненої нафти. Якість автоматизації колони К2 безпосередньо впливає на стабільність і керованість всього процесу переробки нафти в рівній мірі як і на безпеку ведення даного процесу.

Для ефективної роботи установки необхідно, щоб розроблена система автоматизації була централізованою і базувалася на останніх досягненнях в області техніки і забезпечувала:

- захист технологічного обладнання та процесу при відхиленні параметрів від гранично допустимих значень;
- автоматичне дистанційне керування всіма електроприводами технологічного обладнання (відкриття і закриття запірної та регулюючої арматури, включення і відключення насосів, резервного та іншого обладнання);
- вимір і відображення поточних значень основних технологічних параметрів;
- сигналізацію (попереджувальна) відхилення параметрів від норми з видачею, як сигналу на дисплеї оператора, так світлового сигналу.

Ступінь автоматизації повинна дозволяти керувати установкою при мінімальній кількості обслуговуючого персоналу.

3.3. Склад засобів автоматизації

До складу засобів автоматизації входять:

- датчики, виконавчі механізми, розташовані на технологічному обладнанні та трубопроводах;
- МСКУ - мікропроцесорний субкомплекс контролю і управління, консоль управління оператора.

Вузлом автоматизації служить атмосферна колона К2. Призначення К2 - відгонка важкого бензину, гасу, дизельного палива і мазуту.

Для нормальної роботи колони К2 необхідно встановити засоби автоматизації, що дозволяють:

- забезпечити контроль і стабілізацію температурного режиму колони: температура верху -90-100°C, низу - 330-340 ° C;

- стабілізувати рівень гудрону в кубі колони;
- стабілізувати тиск верху колони 3,3 кПа і сигналізувати в разі перевищення до 5 кПа;
- стабілізувати температурний режим колони зміною кількості зрошення, що надходить на верхню тарілку;
- контролювати і реєструвати витрата пара надходить в куб колони і стрепінг-секції;
- стабілізувати і вимірювати рівень рідини в стрепінг-секціях;
- стабілізувати температури на 9 і 22 тарілки шляхом подачі проміжного циркуляційного зрошення;
- вимірювати і реєструвати температури погонів, які направляються в стрепінг-секції;

3.3. Розробка функціональної схеми автоматизації

Розроблена в проекті система автоматизації колони К2, представлена на рис 3.1 та 3.2.

Температура верху колони вимірюється термометром опору, ТСМУ-0879, (поз. 1-1), сигнал від якого через бар'єр іскрозахисту БПП-1, (поз. 1-2), надходить на вхід МСКУ, де вимірюється і реєструється. Для стабілізації температури верху, керуючий сигнал в МСКУ подається як задає системі стабілізації витрати зрошення. Вироблений сигнал через блок живлення і іскрозахисту БПП-1, (поз. 1-3), електропневматичний перетворювач ЕПП-Ех, (поз. 1-4), подається на регулюючий клапан, (поз 1-5), встановлений на виході насоса подачі зрошення. Витрата зрошення визначається діафрагмою, (поз. 1-6), сигнал від якої проходить через датчик різниці тиску Метран 43Ф-Ех-ДД, (поз. 1-7), блок іскрозахисту БПК-40-Ехіа, (поз. 1-8), і потрапляє в МСКУ, де вимірюється і реєструється.

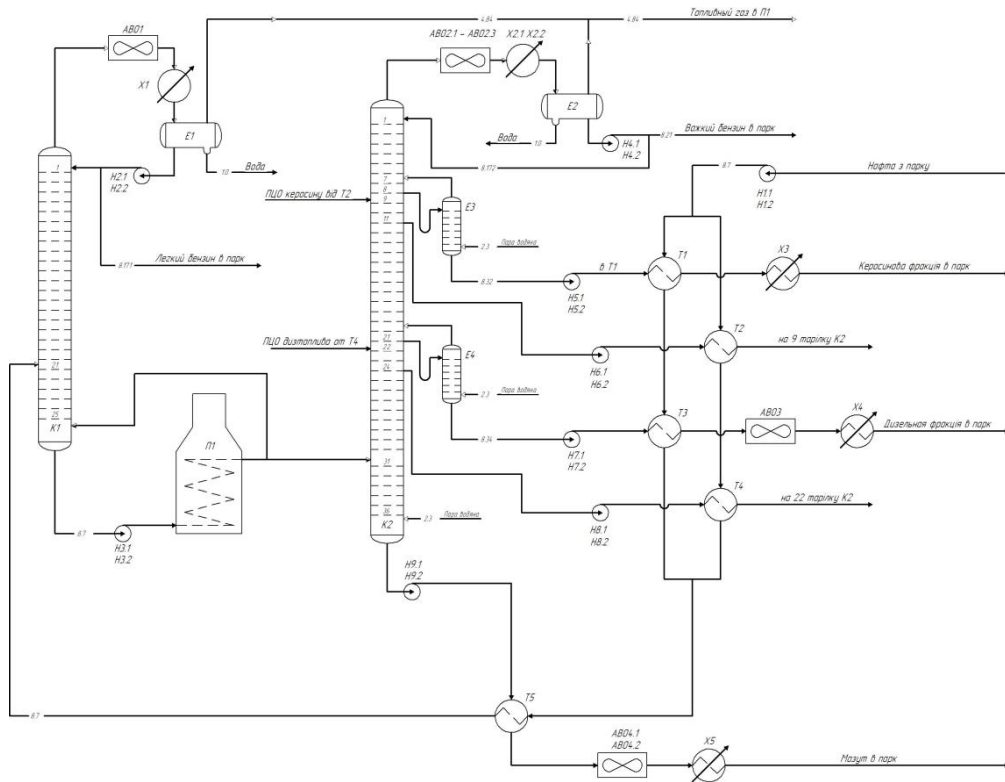


Рисунок 3.1 – Функціональна схема первинної переробки нафти

Тиск верху колони контролюється датчиком надлишкового тиску Метран 43Ф-Ех-ДД, (поз. 2-1), сигнал через блок перетворення сигналів і іскрозахисту БПД-40-Ех1а, (поз. 2-2), надходить на вхід МСКУ, де вимірюється, реєструється, сигналізується і контролюється. Для стабілізації тиску верху МСКУ виробляє керуючий сигнал відповідно до заданого законом управління, який через блок живлення і іскрозахисту БП-1, (поз. 2-3), через електропневматичний перетворювач ЕПП-Ех, (поз. 2-4), подається на пневматичний виконавчий механізм ПОУ-8М, (поз. 2-5), регулюючого клапана, встановленого на трубопроводі потоку парів шолома.

Температура на 9 і 22 тарілках вимірюється термометрами опору, ТСМУ-0879 (поз. 3-1, 4-1) сигнали від яких через бар'єри іскрозахисту БП-1, (поз. 3-2, 4-2), поступають на вхід МСКУ, де вимірюються і реєструються. Для стабілізації температур 9 і 22 тарілок, керуючий сигнал в МСКУ змінює завдання системі стабілізації витрат ЦО.

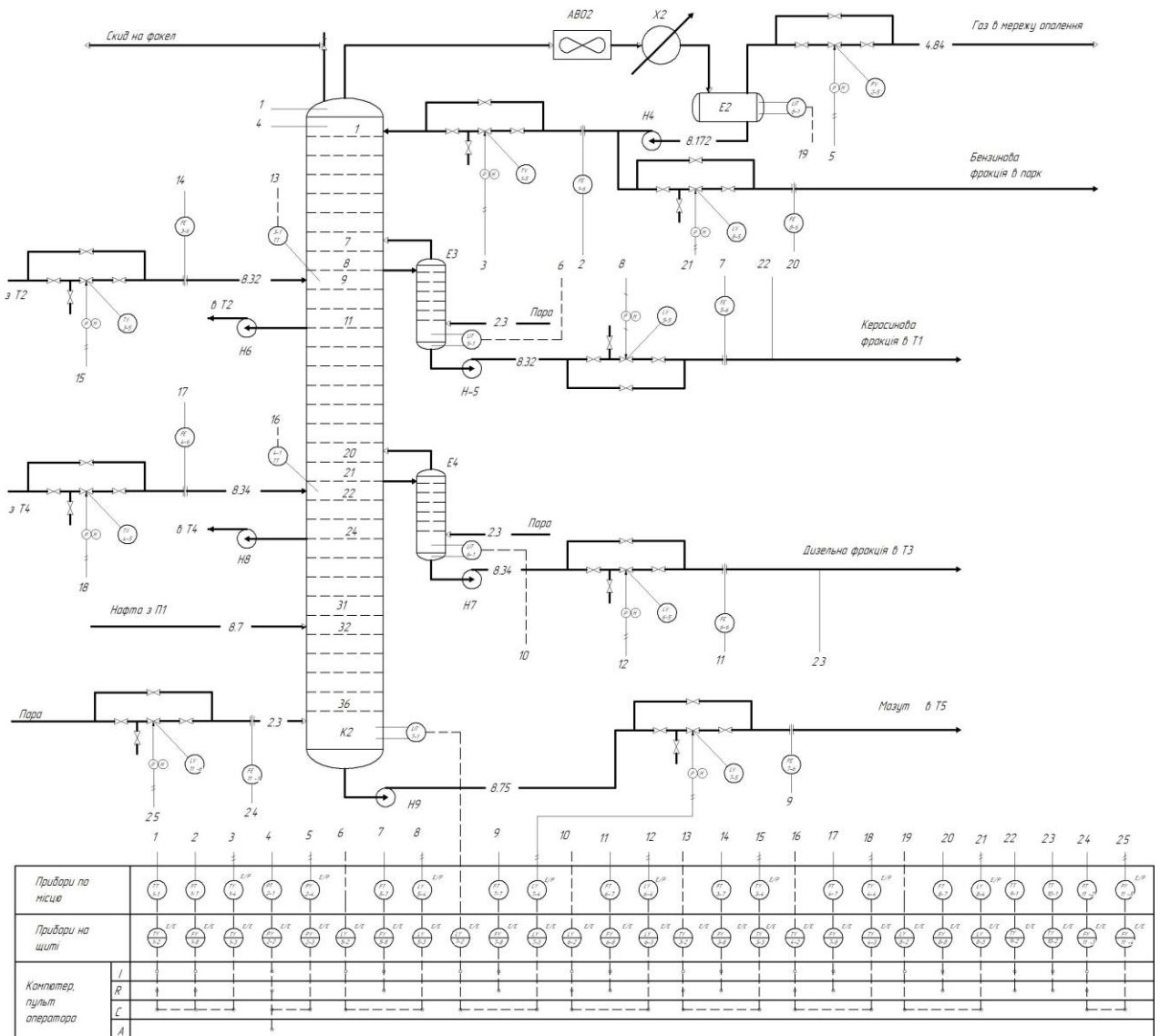


Рисунок 3.2 – Схема автоматизації колони К2.

МСКУ виробляє керуючі сигнали відповідно до заданого законом управління, які через блоки живлення і іскрозахисту БП-1, (поз. 3-3, 4-3), через електропневматичні перетворювачі ЕПП-Ех, (поз. 3-4, 4-4), подаються на пневматичні виконавчі механізми ПОУ-8М, (поз. 3-5, 4-5), регулюючих клапанів, встановлених на трубопроводах потоків ЦО. Витрати зрошень визначаються діафрагмами, (поз. 3-6, 4-6) в комплекті з датчиками різниці тиску Метран 43Ф-Ех-ДД, (поз. 3-7, 4-7), сигнали від яких проходять через блоки іскрозахисту БПК- 40-Ех1а, (поз. 3-8, 4-8) і потрапляють в МСКУ де вимірюється і реєструється.

Для забезпечення кавітаційних запасів насосів необхідно стабілізувати рівні в кубах стріппінг-секцій Е3, Е4, колони К2 і сепараторі Е2. Значення рівнів рідин в даних апаратах вимірюються і передаються перетворювачами рівня Сапфір-22-ДУ (поз. 5-1, 6-1, 7-1, 8-1) через блоки живлення і іскрозахисту БП-1 (поз. 5-2, 6-2, 7-2, 8-2), а з них на вхід в МСКУ, де сигнали вимірюються. Керуючі сигнали з МСКУ через блоки живлення і іскрозахисту БП-1, (поз. 5-3, 6-3, 7-3, 8-3), передаються через електропневматичні перетворювачі ЕПП-Ех (поз. 5-4, 6-4 , 7-4, 8-4), подаються на регулюючі клапани (поз. 5-5, 6-5, 7-5, 8-5) встановлені на виході насосів відборів продуктів. Витрати продуктів визначаються діафрагмами (поз. 4-6, 5-6, 6-6, 8-6), сигнали від яких проходять через датчики різниці тиску Метран 43Ф-Ех-ДД (поз. 5-7, 6-7, 7 -7, 8-7), блоки іскрозахисту БПК-40-Ех1а (поз. 5-8, 6-8, 7-8, 8-8), і потрапляють в МСКУ, де вимірюються і реєструються.

Температура гасової і дизельної фракції вимірюється термометрами опору, ТСМУ-0879 (поз. 9-1, 10-1), сигнали від яких через бар'єри іскрозахисту БП-1 (поз. 9-2, 10-2), надходять на вхід МСКУ, де вимірюється і реєструється.

Витрата пара в куб колони визначається діафрагмою ДСК (поз. 11-1), що працює в комплекті з датчиком різниці тиску Метран 43Ф-Ех-ДД (поз. 11-2), сигнал від якої проходить через блок іскрозахисту БПК-40-Ех1а (поз. 11-3) і потрапляє в МСКУ, де вимірюється і реєструється. Вимірювана витрата пара порівнюється із заданим значенням, МСКУ виробляє керуючий сигнал відповідно до заданого законом управлінням і подає через блок живлення і іскрозахисту БП-1, (поз. 11-4), електропневматичний перетворювач ЕПП-Ех (поз. 11-5) на регулюючий клапан (поз. 11-6), встановлений на трубопроводі введення пари.

3.5. Вибір засобів автоматизації

В якості програмованих контролерів, які будуть контролювати наш процес буде використано ПЛК серії Siemens S7-1200. Дані будуть передаватися з низового рівня автоматки на верхній з використанням промислової шини Profibus. Отримані дані збираються та обробляються за допомогою ПЛК. До нього, у свою чергу, підключаються панелі оператора для поточного контролю та корекції керування. Також усі дані передаються по системній шині на вищий рівень Industrial Ethernet.

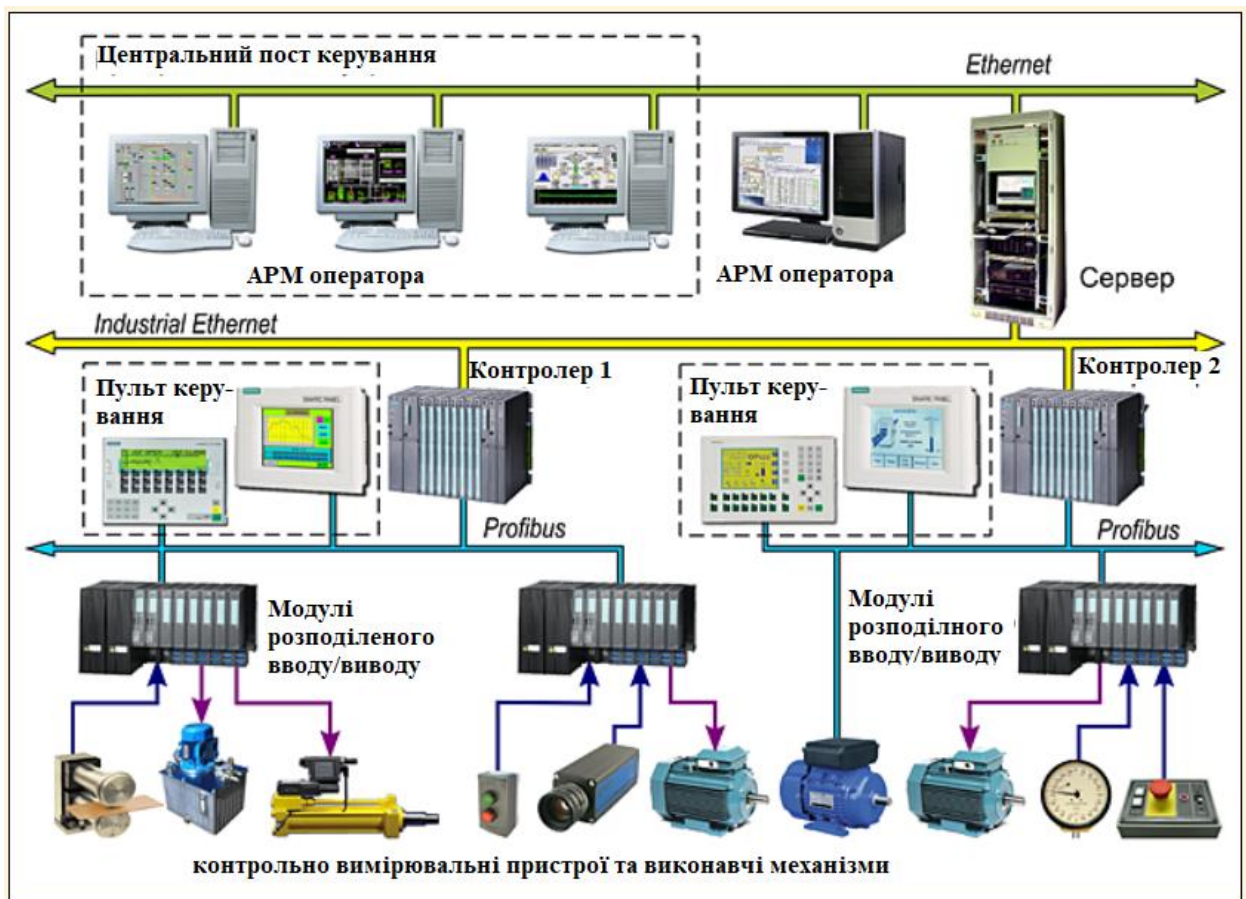


Рисунок 3.3. – Структурна схема реалізації системи управління

Далі через сервер OPC вони передаються на автоматизованих робочих місць оператора.

4 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

Об'єктом дослідження у розділі є процес автоматизації проектування пристроїв управління установками первинної переробки нафти. Предметом дослідження є закономірності процесу автоматизації проектування пристроїв управління установками первинної переробки нафти.

При цьому завданнями є:

1. Обґрунтувати критерій ефективності для оптимізації технологічних впливів на установках первинної переробки нафти АВТ;
2. Розробити алгоритм формування математичних моделей установок первинної переробки нафти АВТ для моделювання витрати компонентів в залежності від якості нафти;
3. Запропонувати алгоритм оптимізації технологічних впливів для мінімізації втрат на установках первинної переробки нафти АВТ;
4. Виявити залежності втрат нафтопродуктів від величини витрати технологічних впливів на установках первинної переробки нафти АВТ;
5. Розробити алгоритм роботи системи автоматизації проектування пристроїв управління установками первинної переробки нафти АВТ.

Установки АВТ були розглянуті як єдиний об'єкт (рис. 4.1) з п'ятьма вхідними і m вихідними потоками. Проведено пасивний експеримент на установці АВТ-6, який полягав в знятті показань з датчиків по всіх вхідних і вихідних потоків. В результаті аналізу отриманих даних визначено величину втрат (в середньому 1,5%). Сформульовано рекомендації до процедури обробки даних пасивного експерименту.

Досліджено аналіз чинників, що впливають на кількість втрат. Наведено огляд типових моделей нафтохімічних процесів. Проаналізовано методики побудови математичної моделі, в тому числі на основі орграфів і багатошарових пеперцептронів.

На підставі аналізу статистичних методів в якості способу обробки даних вибрано метод множинної регресії.



Рисунок 4.1 - Типова установка первинної переробки нафти

Проведено модельний експеримент процесу розгон нафти, який дозволив визначити повний ПЕРЕЛІК показників якості нафти і зібрати інформацію про відсотковий вміст фракцій в нафти в залежності від її якості. Обробка експериментального даних дозволила отримати регресійну модель процесу розгон нафти:

$$\tilde{Y} = AK + B;$$

$$A = \begin{bmatrix} a_{1_1} & a_{1_2} & a_{1_3} & a_{1_4} & a_{1_5} & a_{1_6} & a_{1_7} & a_{1_8} & a_{1_9} & a_{1_{10}} & a_{1_{11}} & a_{1_{12}} & a_{1_{13}} & a_{1_{14}} & a_{1_{15}} \\ a_{2_1} & a_{2_2} & a_{2_3} & a_{2_4} & a_{2_5} & a_{2_6} & a_{2_7} & a_{2_8} & a_{2_9} & a_{2_{10}} & a_{2_{11}} & a_{2_{12}} & a_{2_{13}} & a_{2_{14}} & a_{2_{15}} \\ a_{3_1} & a_{3_2} & a_{3_3} & a_{3_4} & a_{3_5} & a_{3_6} & a_{3_7} & a_{3_8} & a_{3_9} & a_{3_{10}} & a_{3_{11}} & a_{3_{12}} & a_{3_{13}} & a_{3_{14}} & a_{3_{15}} \\ a_{4_1} & a_{4_2} & a_{4_3} & a_{4_4} & a_{4_5} & a_{4_6} & a_{4_7} & a_{4_8} & a_{4_9} & a_{4_{10}} & a_{4_{11}} & a_{4_{12}} & a_{4_{13}} & a_{4_{14}} & a_{4_{15}} \\ a_{5_1} & a_{5_2} & a_{5_3} & a_{5_4} & a_{5_5} & a_{5_6} & a_{5_7} & a_{5_8} & a_{5_9} & a_{5_{10}} & a_{5_{11}} & a_{5_{12}} & a_{5_{13}} & a_{5_{14}} & a_{5_{15}} \\ a_{6_1} & a_{6_2} & a_{6_3} & a_{6_4} & a_{6_5} & a_{6_6} & a_{6_7} & a_{6_8} & a_{6_9} & a_{6_{10}} & a_{6_{11}} & a_{6_{12}} & a_{6_{13}} & a_{6_{14}} & a_{6_{15}} \\ a_{7_1} & a_{7_2} & a_{7_3} & a_{7_4} & a_{7_5} & a_{7_6} & a_{7_7} & a_{7_8} & a_{7_9} & a_{7_{10}} & a_{7_{11}} & a_{7_{12}} & a_{7_{13}} & a_{7_{14}} & a_{7_{15}} \\ a_{8_1} & a_{8_2} & a_{8_3} & a_{8_4} & a_{8_5} & a_{8_6} & a_{8_7} & a_{8_8} & a_{8_9} & a_{8_{10}} & a_{8_{11}} & a_{8_{12}} & a_{8_{13}} & a_{8_{14}} & a_{8_{15}} \\ a_{9_1} & a_{9_2} & a_{9_3} & a_{9_4} & a_{9_5} & a_{9_6} & a_{9_7} & a_{9_8} & a_{9_9} & a_{9_{10}} & a_{9_{11}} & a_{9_{12}} & a_{9_{13}} & a_{9_{14}} & a_{9_{15}} \\ a_{10_1} & a_{10_2} & a_{10_3} & a_{10_4} & a_{10_5} & a_{10_6} & a_{10_7} & a_{10_8} & a_{10_9} & a_{10_{10}} & a_{10_{11}} & a_{10_{12}} & a_{10_{13}} & a_{10_{14}} & a_{10_{15}} \end{bmatrix}$$

$$K = [k_1 \ k_2 \ k_3 \ k_4 \ k_5 \ k_6 \ k_7 \ k_8 \ k_9 \ k_{10} \ k_{11} \ k_{12} \ k_{13} \ k_{14} \ k_{15}]^T;$$

$$B = [B_1 \ B_2 \ B_3 \ B_4 \ B_5 \ B_6 \ B_7 \ B_8 \ B_9 \ B_{10}]^T;$$

$$\tilde{Y} = [\tilde{Y}_1 \ \tilde{Y}_2 \ \tilde{Y}_3 \ \tilde{Y}_4 \ \tilde{Y}_5 \ \tilde{Y}_6 \ \tilde{Y}_7 \ \tilde{Y}_8 \ \tilde{Y}_9 \ \tilde{Y}_{10}]^T,$$

1. Проаналізувати поняття «нейронна мережа» і принципи навчання і роботи нейромережі.

2. Сформувати вибірку для навчання нейромережі для прогнозування зміни температури низу (TIR_0599-2) і температури верху (TIR_1111-2) вакуумної колони К-10 в залежності від розходу верхнього циркуляційного зрошення (FIRCAL0978) і додаткового верхнього циркуляційного зрошення (FIRCAN0980) за даними з режимних листів установки ЕЛОУ-АВТ-6.

3. З використанням програми Deductor Studio Academic навчити нейромережу, варіюючи параметри навчання мережі, а саме: структуру мережі (число нейронів в прихованому шарі) і швидкість навчання.

4. За допомогою навченої нейромережі провести розрахунок технологічних параметрів і порівняти їх з даними з режимних аркушів. Побудувати графіки залежностей точності прогнозування.

5. Зробити висновки про вплив параметрів навчання нейромережі на точність прогнозування та визначити оптимальну структуру і параметри настройки нейромережі.

Було виконано теоретичний аналіз необхідних для виконання роботи понять, сформував вибірки для навчання нейронних мереж, створено і навчено нейромережі в Deductor Studio Academic, проаналізовано отримані дані.

Результати роботи / висновки

- В ході варіювання числа нейронів в одному прихованому шарі була виявлена оптимальна структура нейронної мережі, а саме 2-10-2, оскільки вона має найменші середні помилки навчання нейромережі, рівні 0,0384 для TIR_0599-2 і 0,028 для TIR_1111-2;

- В ході варіювання числа нейронів в двох прихованих шарах була виявлена оптимальна структура нейронної мережі, а саме 2-3-4-2, оскільки має найменші середні помилки навчання нейромережі, рівні 0,034 для TIR_0599-2 і 0,0309 для TIR_1111-2;

- В ході варіювання швидкості навчання нейронної мережі виявлено, що найбільш оптимальною швидкістю є швидкість 0,1, так як при ній були отримані найменші середні помилки навчання нейромережі, рівні 0,0384 для TIR_0599-2 і 0,028 для TIR_1111-2;

- Вплив параметрів навчання нейромережі на точність прогнозування різноманітно, виходячи з результатів розрахунку середньої помилки навчання мережі, а на графіках залежності температур від витрат видно, що точність прогнозування для TIR_1111-2 вище, ніж для TIR_0599-2.

Таким чином, нейронні мережі мають гарну прогнозуючу здатність і дозволяють оперативно і з високою точністю спрогнозувати зміни технологічних параметрів процесів установки первинної переробки нафти при відхиленнях значень керуючих впливів.

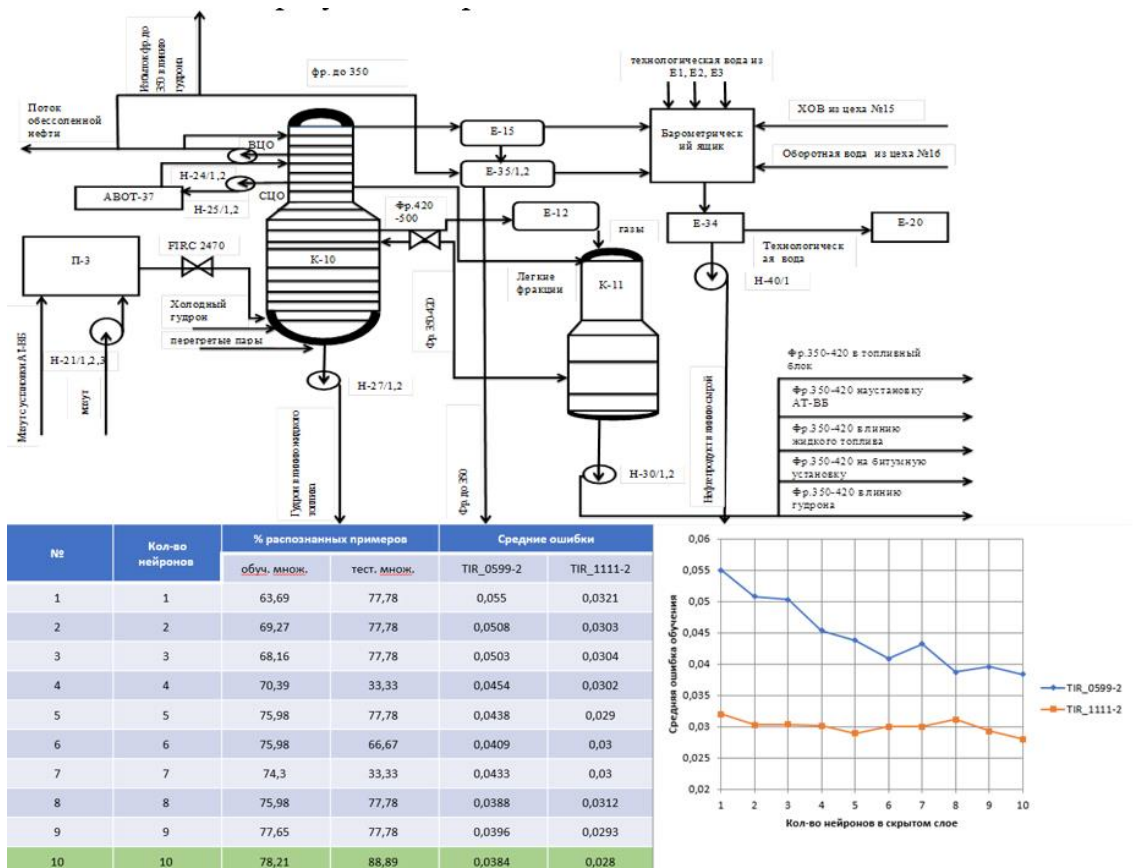


Рисунок 5.2. – Результати моделювання процесів переробки нафти

5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1. Розробка плану розташування комплексу первинної переробки

Винос обладнання на відкриті майданчики, зберігаючи приміщення тільки для розміщення приладів контролю і управління технологічним процесом і для знаходження в ньому персоналу, що обслуговує проєктовану установку - операційну, є основним принципом виробництва нафтопереробної промисловості. Колона і інше громіздке технологічне обладнання попередньо комплектується вузлами обв'язувальних трубопроводів з арматурою, на них наноситься теплоізоляція і оснащуються сходами і обслуговуючими майданчиками.

Винесення основного технологічного обладнання та апаратури на відкриті майданчики і продуваються етажерки створює умови для зниження ймовірності утворення шкідливих і вибухонебезпечних концентрацій. Якщо все ж сталася пожежа, то його ліквідація полегшується, тому що діям пожежних команд не заважають будівельні конструкції і полегшується доступ до осередку пожежі. Під час вибуху виключається небезпека обвалення будівельних конструкцій.

Але винос обладнання на відкриті майданчики пред'являє до апаратів додаткові вимоги. Взимку при низьких температурах повинні бути передбачені заходи проти замерзання апаратури, трубопроводів, первинних контрольно-вимірювальних приладів.

Для розміщення технологічного та інженерного обладнання, а також створення нормальних умов по його експлуатації персоналом, передбачається будівництво в складі проєктованої установки виробничо-побутового будинку.

Виробнича будівля установки АТ запроектовано з габаритами в плані 30,4x12,4 м.

У будівлі розташовані:

- операційна 5,6x6,0 (33,6 м²);
- кабінет начальника установки 5,6x2,6 (14,56 м²);
- кабінет механіка 5,6x2,6 (14,56 м²);
- витяжна вентиляційна камера 5,6x2,6 (14,56 м²);
- електрощитова 5,6x2,2 (12,32 м²);
- гардеробна 5,6x6,7 (37,52 м²);
- кімната прийому їжі 2,7x5,5 (14,85 м²);
- кімната для куріння 2,7x3,7 (9,99 м²);
- підсобне приміщення 2,7x5,8 (15,66 м²);
- вбиральня 2,7x3,0 (8,10 м²);
- душова 5,6x1,5 (8,4 м²);
- хімічна лабораторія 5,6x2,6 (14,56 м²);
- коридор 80,9 м².

Згідно норм установка відноситься до групи виробничих процесів 3б (процеси протікають з використанням речовин 3 і 4 класу небезпеки при несприятливих метеорологічних умовах).

Згідно з завданням бригада працюють в зміну складає 7 осіб. Кількість робочих змін 3. У вбиральні число відділень у шафах для зберігання одягу відповідає обліковій чисельності працюючих - 24 особи. Згідно з нормами розмір шаф у гардеробній для виробничих процесів типу 3б повинні мати розміри 0,5x0,5 з двома відділеннями.

Душові, умивальники розраховуються на число робочих в максимальну зміну (7 осіб). Для виробничих процесів 3б число осіб на душову сітку становить 4 людини, на один кран 10 осіб.

Приймаємо дві душових кабінки з розмірами в плані (1x1,2 м), умивальник розташований в шлюзі вбиральні.

У таблиці 5.1 наведена характеристика будівель і споруд, що знаходяться на установці.

Таблиця 5.1

Характеристика будівель і споруд

Найменування будівель і споруд	Розміри, м		Загальна площа, м ²	Кількість поверхів	Конструктив на схема будівлі
	Площа	Висота			
1 Зовнішня установка АТ	3186	4,0	3186,00	1	Металевий каркас з легкими навісними панелями
2 Операторна	5,6 х 6,0	4,0	33,60	1	
3 Гардеробна	5,6 х 6,7	4,0	37,52	1	
4 Душова	5,6 х 1,5	4,0	8,40	1	
5 Вбиральня	2,7 х 3,0	4,0	8,10	1	
6 Кабінет механіка	5,6 х 2,6	4,0	14,56	1	
7 Кабінет начальника	5,6 х 2,6	4,0	14,56	1	
8 ВВК	5,6 х 2,6	4,0	14,56	1	
9 Приміщення для куріння	2,7 х 3,7	4,0	9,99	1	
10 Кімната прийому їжі	2,7 х 5,5	4,0	14,85	1	
11. Електрощитова	5,6 х 2,2	4,0	12,32	1	
12. Пункт контролю	5,6 х 2,6	4,0	14,56	1	
13. Хім. лабораторія	5,6 х 2,6	4,0	14,56	1	
14. Коридор	1,0 х 80,9	4,0	80,90	1	
15. Підсобне приміщення	2,7 х 5,8	4,0	15,66	1	

Кімната прийому їжі обладнана стаціонарним кип'ятильником, електроплиткою, холодильником. Приміщення обладнані водопостачанням каналізацією, зблоковані для скорочення довжин водогінних комунікацій.

Виробничо-побутова будівля запроектована з несучими цегляними стінами і перекриттям із збірних залізобетонних плит, розміром 12х3 м, що спираються на поздовжні несучі стіни. Покрівля з сучасного гідроізолюючого матеріалу. Приміщення мають природне освітлення через віконні прорізи. Двері відкриваються по ходу евакуації в разі пожежі.

Фундаменти стрічкові із збірних бетонних елементів, що випускаються промисловістю [16].

Схема спроектованих будівель приведена на рис. 5.1.

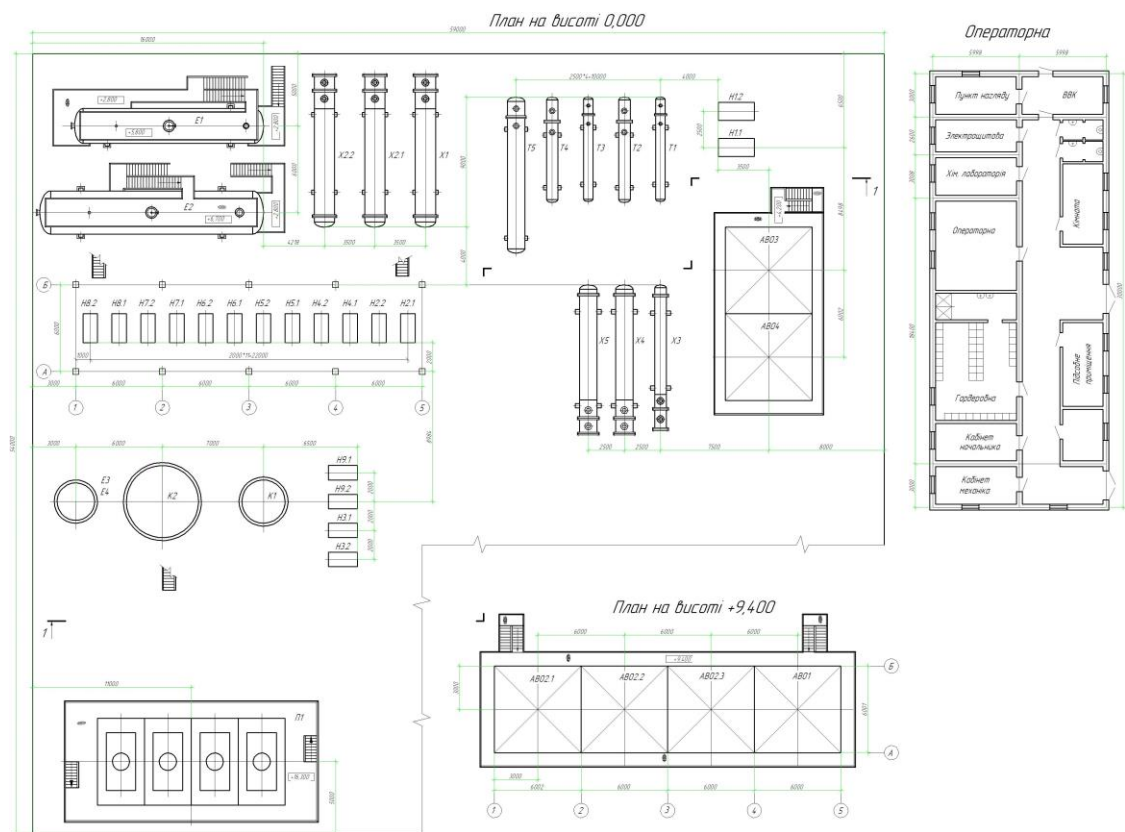


Рисунок 5.1 – План розміщення будівель для забезпечення процесу первинної переробки нафти

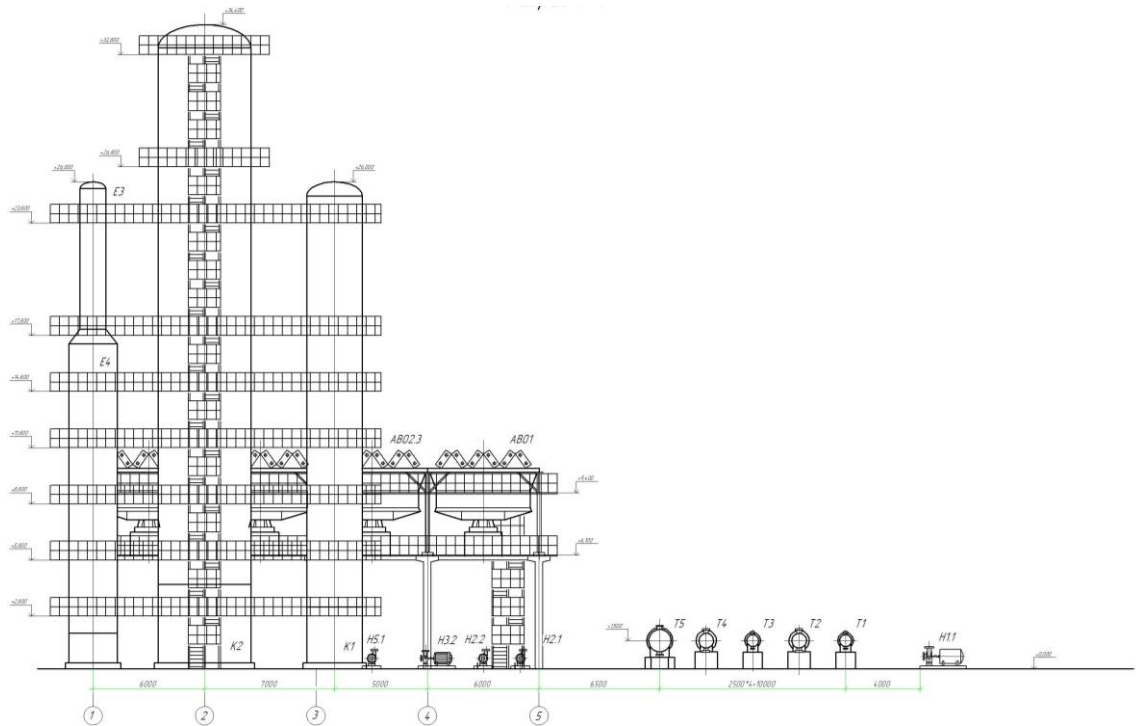


Рисунок 5.2. – План розміщення будівель. Вид збоку.

5.2. Розробка мнемосхеми контролю процесу

Для кожного екрану, який буде відобразити хід технологічного процесу створюється мнемосхема. На ній необхідно привести схематичне креслення пристрою, який власне контролюється. Навколо цього пристрою розставити поля, в які контролер буде виводити значення параметрів, які необхідно бачити. Також на мнемосхемі розставляють різні лампочки, які дозволяють сигналізувати критичні зміни процесу. Внизу обов'язково необхідно привести список подій, які відбулися на установці, щоб оператор міг їх проаналізувати та відповідно прореагувати. Мнемосхеми постійно вдосконалюються в процесі роботи для забезпечення якісного ведення технологічного процесу.

Приклад реалізації мнемосхеми приведено на рис. 5.3.

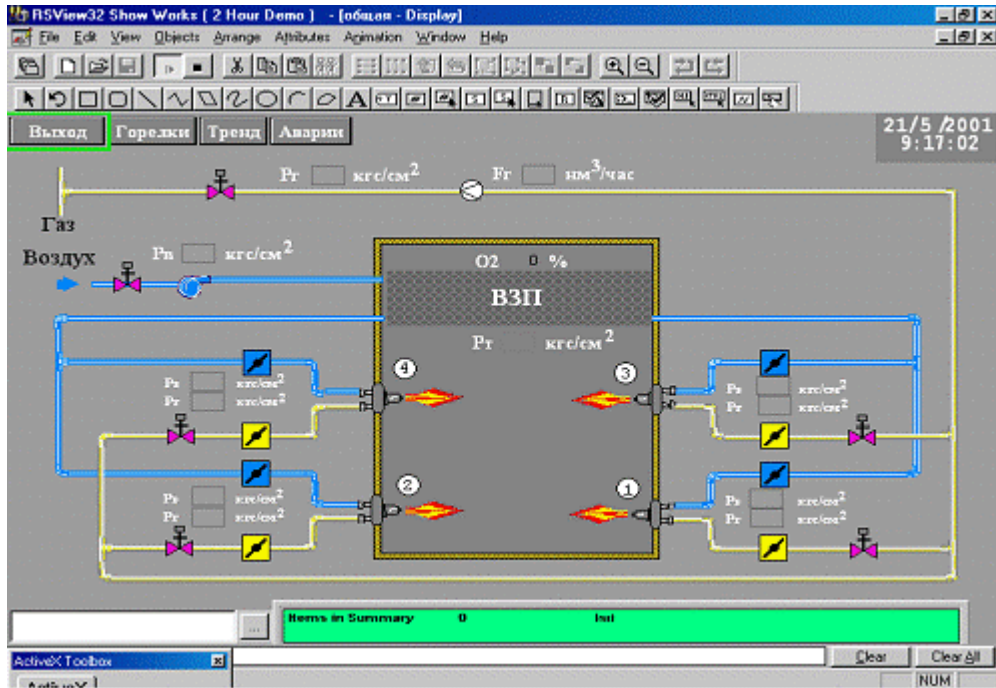


Рисунок 5.3 – Приклад реалізації мнемосхеми проекту.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Заходи безпеки, які необхідні для обслуговування, установки, що проектується.

Перебування працівників поблизу люків, лазів, водовказівних стекол, а також біля запірної, регулювальної та запобіжної арматури і фланцевих з'єднань трубопроводів, що перебувають під тиском, дозволяється тільки у разі виробничої необхідності.

Не дозволяється ходити по трубопроводах, а також по конструкціях і перекриттях, що не призначені для проходу по них, а також спиратись і ставати на огороження площадок.

Під час пуску, обпресування та випробовування обладнання і трубопроводів під тиском поблизу них дозволяється перебувати тільки працівникам, які безпосередньо проводять ці роботи.

.Під час проведення гідравлічного випробування обладнання у разі підвищення тиску до випробувального перебування працівників на цьому обладнанні заборонено.

Дозволяється проводити огляд зварних швів випробовуваних трубопроводів і обладнання тільки після зниження випробувального тиску до робочого — без простукування зварних швів.

Працівники, які не беруть участі у проведенні розшлаковування та обдування котла, продування нижніх точок, а також у разі несталих та аварійних режимів повинні бути виведені у безпечне місце.

Працівники будь-якого цеху у разі виявлення свищів у паропроводах, камерах, колекторах та трубах котла, що не обігріваються, живильних трубопроводах і корпусах арматури тощо повинні негайно повідомити про це

начальника зміни цеху (блока, району) і керівника (виконавця) робіт — для вжиття необхідних заходів.

Небезпечну зону слід огородити і вивісити застережні знаки безпеки "Обережно! Небезпечна зона", а біля входу до Неї — заборонний знак безпеки "Вхід (прохід) заборонено".

Заборонено проводити пуск, випробування і короткочасну роботу механізмів або пристроїв за відсутності огорожень або у разі їхнього несправного стану. Заборонено також прибирати поблизу механізмів, які не мають запобіжних огорожень.

Під час чищення, прибирання і змащування обертових або рухомих частин механізмів не дозволяється перелазити через огороження або просовувати за них руки; не дозволяється також намотувати на руку або пальці обтиральний матеріал — під час обтирання зовнішньої поверхні працюючих механізмів.

Як обтиральні матеріали слід використовувати бавовняні або лляні ганчірки.

Надягати і знімати рушійні паси, а також підсипати каніфоль та інші матеріали дід паси і стрічки конвеєрів дозволяється тільки після повного зупинення обладнання.

В газонебезпечних зонах металеві частини механізмів з пасовими приводами, де можлива поява статичної електрики, повинні бути заземлені.

Поправляти на ходу рушійні паси, зупиняти вручну обертові і рухомі механізми заборонено.

Перед кожним пусковим пристроєм (крім пристроїв дистанційного керування) електродвигунів напругою більше 1000 В, а також електродвигунів напругою до 1000 В, якщо вони установлені в приміщеннях з підвищеною небезпекою або особливо небезпечних, повинні бути діелектричні килими, а у сирих приміщеннях — ізолювальні підставки.

Брати в руки, торкатись обірваних, завислих, оголених, з пошкодженою ізоляцією проводів або струмопровідних предметів (дротів, труб, тросів, мокрих вірвовок тощо), що стикаються з цими проводами, а також наступати на проводи, що лежать на землі чи підлозі, заборонено.

6.2. Заходи безпеки при вибухах газоповітряних сумішей

Стаття 4 Кодексу цивільного захисту України визначає, що держава забезпечує захист населення, територій, навколишнього природного середовища та майна від надзвичайних ситуацій шляхом запобігання таким ситуаціям, ліквідації їх наслідків і надання допомоги постраждалим у мирний час та в особливий період.

Термін «надзвичайна ситуація» трактується як обстановка на окремій території чи на підприємстві на ній, яка характеризується порушенням нормальних умов життєдіяльності населення, спричинена катастрофою, аварією, пожежею, стихійним лихом, епідемією, епізоотією, епіфітотією, застосуванням засобів ураження або іншою небезпечною подією, що призвела (може призвести) до виникнення загрози життю або здоров'ю населення, до великої кількості загиблих і постраждалих, завдання значних матеріальних збитків, а також до неможливості проживання населення на такій території чи об'єкті та провадження на ній господарської діяльності.

Аварією є небезпечна подія техногенного характеру, яка спричинила ураження, травмування населення або створює на окремій території чи території підприємства загрозу життю або здоров'ю населення та призводить до руйнування будівель, споруд, обладнання і транспортних засобів, порушення виробничого або транспортного процесу чи спричиняє наднормативні, аварійні викиди забруднюючих речовин та інший шкідливий вплив на довкілля.

Катастрофа – це велика за масштабами аварія чи інша подія, яка призводить до тяжких наслідків.

Вибухи: коротка характеристика

Вибух — це надзвичайно швидке хімічне перетворення речовини з миттєвим виділенням великої енергії в невеликому об'ємі. Суттєвою ознакою вибуху є різке збільшення тиску, яке викликає у навколишньому середовищі ударну хвилю. Вибух має велику руйнівну силу та може бути не тільки наслідком пожеж, але й їх причиною. Найчастіше відбуваються вибухи котлів у котельнях, обладнання промислових і побутових газопроводів, вибухи технологічних апаратів на хімічних підприємствах, а також спрацювання вибухових пристроїв внаслідок терористичного акту.

Вибухи можуть виникати за таких обставин:

у початковий період експлуатації виробництва внаслідок недоліків, допущених у процесі проектування або через неякісне виконання монтажних робіт;

в основний період експлуатації виробництва (через несправність контрольно-вимірювальних приладів та елементів обладнання, порушення вимог безпеки та технології, недостатній нагляд і контроль за роботою устаткування, незадовільне проведення планово-профілактичних ремонтів);

у період так званого старіння елементів технологічного обладнання (через корозію матеріалів, зношеність деталей, відсутність капітальних і поточних ремонтів).

В останнє десятиріччя від третини до половини всіх аварій на виробництві пов'язано з вибухами технологічних систем та обладнання: реакторів, ємностей, трубопроводів тощо.

Для запобігання вибухам на підприємствах впроваджують систему вибухобезпечності.

Вибухобезпечність – це такий стан виробничого процесу, під час якого виключається можливість вибуху або ж у разі його виникнення відвертається дія на людей викликаних ним небезпечних та шкідливих факторів і забезпечується збереження матеріальних цінностей.

Джерело, в якому є запас енергії або температури, достатній для ініціювання вибуху вибухонебезпечного середовища виробничого процесу, називають джерелом ініціювання вибуху.

Вибухопопередження характеризується заходами, які унеможливають виникнення вибуху, а вибухозахист — заходами, які запобігають дії на людей небезпечних і шкідливих чинників вибуху і забезпечують збереження матеріальних цінностей.

Порушення, що призводять до надзвичайних ситуацій

Відповідно до статистичних даних, основними причинами вибухів на промислових підприємствах такі.

1. Несправність виробничого устаткування і порушення технологічного процесу (розгерметизація устаткування і установок, які виділяють горючі або вибухонебезпечні гази, пару або пил, порушення установлених протипожежних правил в технологічному процесі, несправність вогнезатримувальних пристроїв у повітроводах вентиляційних систем тощо).

Недопущення вибухів через вказані причини можна досягти шляхом підвищення відповідальності персоналу підприємств за якість монтажу, технічного нагляду, своєчасного проведення перевірок і планово-запобіжних ремонтів технологічного устаткування, а також за умови додержання технологічного регламенту експлуатації.

2. Несправність і перевантаження (перегрівання) електричних пристроїв (неправильний вибір перерізу проводів електромереж і підбір електрообладнання, електродвигунів і світильників, несправність в електромережі, електрообладнанні, відсутність або несправність заземлення.

Уникнути цих причин можна, посиливши контроль за дотриманням правил улаштування електроустановок під час монтажу електрообладнання та за правильною його експлуатацією.

3. Необережне поводження з вогнем (куріння і застосування відкритого вогню в заборонених місцях, залишення без нагляду електронагрівальних приладів, перевірка витікання газу за допомогою відкритого вогню, а також підігрівання масла, оліфи тощо). Для усунення цих причин необхідно підвищувати рівень виробничої дисципліни, встановлювати в цехах суворий протипожежний режим.

4. Порухення правил пожежної безпеки під час вогневих робіт (недбале проведення електрогазозварювальних робіт у виробничих приміщеннях, робіт під час ремонту технологічного обладнання, в складських приміщеннях тощо).

Аварії, пов'язані з вибухами, які виникають на вибухопожежонебезпечних об'єктах, становлять особливу небезпеку для персоналу підприємства та для населення оточуючої території.

Фактори ураження. Ударна хвиля

Факторами ураження в аваріях на вибухопожежонебезпечних об'єктах є повітряна ударна хвиля з утворенням великої кількості осколків, уламків будівель і споруд, висока температура від горіння різних речовин і матеріалів та забруднення повітря в осередку ураження продуктами горіння, зокрема чадним газом.

При вибуху на вибухопожежонебезпечних об'єктах персоналу може постраждати як від прямого впливу ударної хвилі, так і від літаючих уламків обладнання, каменів, осколків скла тощо. Збиток, який заподіюється ударною хвилею житловим і промисловим будівлям, може проявлятися у вигляді повних руйнувань, сильних, середніх і слабких, залежно від потужності вибуху.

При *повних руйнуваннях* руйнуються всі елементи будівлі, включаючи несучі конструкції поверхів. При *сильному руйнуванні* обвалюються несучі конструкції і перекриття верхніх поверхів, після цього будівлі відновленню не підлягають. При *середніх і слабких руйнуваннях* пошкоджені будівлі можна відновити.

Пожежі, які виникають внаслідок вибухів, спричиняють руйнування споруд або деформацію їх елементів від високих температур та призводять до утворення різних концентрацій хімічно небезпечних речовин.

Факторами ураження для людей в цих умовах є високі температури, що призводять до опіків різного ступеня, і наявність в продуктах горіння хімічно небезпечних речовин, що призводять до отруєнь різних ступенів.

Основними параметрами, що визначають інтенсивність ударної хвилі, є надмірний тиск у фронті і тривалість фази стиснення. Ці параметри залежать від маси заряду вибухової речовини певного типу (тобто, енергії вибуху), висоти, умов вибуху та відстані від його епіцентру.

Зони дії вибуху

Розрізняють три зони дії вибуху:

зона I — дія детонаційної хвилі. Конструкції руйнуються на уламки, розлітаються з великими швидкостями від центру вибуху;

зона II — дія продуктів вибуху. Відбувається повне руйнування будинків і споруд. На зовнішньому кордоні цієї зони утворюється ударна хвиля, яка рухається самостійно від центру вибуху. Вичерпавши свою енергію, продукти вибуху, розширившись до щільності, що відповідає атмосферному тиску, не справляють більше руйнівної дії;

зона III — дія повітряної ударної хвилі. Ця зона включає три підзони: IIIa — сильних руйнувань, IIIб — середніх руйнувань, IIIв — слабких руйнувань. На зовнішній межі зони III ударна хвиля перетворюється на звукову, яку чути на значних відстанях.

Характер і ступінь ураження людей залежать від величини параметрів ударної хвилі, положення людини в момент вибуху та ступеня її захищеності. За інших рівних умов найбільш важкі ураження отримують люди, що перебувають в момент приходу ударної хвилі поза укриттями в положенні стоячи. У цьому разі площа впливу швидкісного напору повітря буде приблизно в 6 разів більшою, ніж в положенні людини лежачи.

Травми, які виникають під дією ударної хвилі, поділяються на легкі, середні, важкі і вкрай важкі (смертельні); їх характеристики наведені нижче:

легкі — легка контузія, тимчасова втрата слуху, забої та вивихи кінцівок;

середньої тяжкості — травми мозку, непритомність, пошкодження органів слуху, кровотеча з носа та вух, сильні переломи й вивихи кінцівок;

тяжкі — сильна контузія всього організму, пошкодження внутрішніх органів і мозку, тяжкі переломи кінцівок; можливі смертельні наслідки;

вкрай тяжкі — зазвичай призводять до смерті.

Непрямий вплив ударної хвилі полягає в ураженні людей уламками будівель і споруд, камінням, битим склом та іншими предметами. При слабких руйнуваннях будівель загибель людей малоімовірна, однак частина з них може отримати різні травми.

Масштабні аварії

Аналіз аварій, пов'язаних з вибухами на промислових підприємствах на території України, свідчить про те, що такі аварії відбуваються нечасто, але характеризуються швидкоплинністю розвитку, утворенням зон хімічного забруднення, тривалим часом їх ліквідації. Під час ліквідації кожної другої аварії персонал підприємства та особовий склад підрозділів ДСНС України отруюються парами небезпечних хімічних речовин, отримують хімічні опіки.

Наприклад, 12 липня 1998 року на хлоромагнієвому заводі «Оріана» (м. Калуш, Івано-Франківська обл.) стався вибух під час проведення ремонтних

робіт. Від отруєння хлором було травмовано п'ять осіб, з них троє пожежників потрапили до лікарні, один отримав смертельну травму.

19 вересня 2000 року на підприємстві ВКФ «Метл» ОП заводу «Діанат» (м. Калуш) внаслідок розгерметизації змійовика випарника стався вибух з викидом 4 тонн хлору, внаслідок якого постраждало чотири особи, з яких одна загинула.

У 2004 році на підприємстві ЗАТ «Укрриба» в м. Києві внаслідок вибуху та викиду 50 кг аміаку загинув один працівник та постраждало три особи.

У 2004 році трапився вибух в одному з бункерів Вороновського солодового заводу (Московська область Росії). Він проектувався без урахування вибухонебезпечності певних ділянок виробництва, які необґрунтовано були віднесені до категорії пожежонебезпечних. Відповідно, не були передбачені заходи вибухопередження та вибухозахисту. Внаслідок вибуху постраждали працівники підприємства, були частково зруйновані будівельні конструкції.

Порядок ліквідації аварій та запобігання вибухам

Під час ліквідації аварій, пов'язаних з вибухами, необхідно суворо дотримуватися виконання вимог безпеки праці, викладених у планах ліквідації аварійних ситуацій підприємств, оперативних планах пожежогасіння, паспортах безпеки речовин, інструкціях з безпеки праці тощо.

Для запобігання вибухонебезпечним ситуаціям приймається комплекс заходів, які залежать від виду продукції підприємства. Багато заходів є специфічними і можуть бути притаманні лише певним видам виробництва.

Для всіх вибухонебезпечних виробництв, сховищ, баз, складів тощо, які мають у своєму складі вибухові речовини, висуваються вимоги до території їх розміщення (переважно в незаселених районах). У разі не-

можливості виконання цієї умови будівництво має здійснюватися на безпечних відстанях від населених пунктів, інших промислових підприємств, залізниць і шосейних доріг загального користування, водних шляхів і мати свої під'їзні шляхи.

На більшості промислових підприємств застосовуються автоматичні системи захисту, метою яких є:

сигналізація і оповіщення про аварійні ситуації виробничого процесу; оповіщення при порушення регламентних параметрів (температури, тиску, складу речовини, швидкості процесу);

виявлення загазованості виробничих приміщень і автоматичного включення пристроїв, які попереджають про утворення суміші газів і парів з повітрям вибухонебезпечних концентрацій;

безаварійне зупинення окремих агрегатів або всього виробництва при раптовому припиненні подачі тепла та електроенергії, інертного газу, стисненого повітря.

Невід'ємною умовою безаварійної роботи будь-якого виробництва є високий рівень професійної підготовки персоналу підприємств, а також спеціальних аварійних бригад, які здійснюють ремонт, нагляд і ліквідацію аварій.

Вибухам великих обсягів пилоповітряних сумішей, як правило, передують невеликі удари і локальні вибухи всередині обладнання та апаратури.

При цьому виникають слабкі ударні хвилі, що піднімають у повітря великі маси пилу, які накопичилися на поверхні підлоги, стін і устаткування.

Щоб запобігти вибухам пилоповітряних сумішей, необхідно не допускати значних скупчень пилу у виробничих приміщеннях. Це досягається поліпшенням технології виробництва, підвищенням надійності обладнання, його герметизацією, правильним розрахунком і монтажем вентиляційних пиłosосних установок.

На всіх виробництвах, де можливе утворення пилоповітряних сумішей, необхідно забезпечувати їх надійний захист від статичної електрики, передбачати заходи проти іскріння електроприладів та іншого обладнання.

Будь-яке обладнання підвищеного тиску повинно бути укомплектовано системами вибухозахисту, які передбачають:

застосування обладнання, розрахованого на тиск вибуху;

застосування гідрозатворів, вогнепопереджувачів, інертних або парових завіс;

захист апаратів від руйнування під час вибуху за допомогою пристроїв аварійного скидання тиску (запобіжні мембрани і клапани, швидкодіючі засувки, зворотні клапани тощо).

Вибухозахист систем підвищеного тиску досягається також організаційно-технічними заходами; розробленням інструкцій, регламентів, норм і правил ведення технологічних процесів; організацією навчання та інструктажу персоналу; контролем і наглядом за дотриманням норм технологічного режиму, правил і норм техніки безпеки, промислової санітарії та пожежної безпеки тощо.

При виникненні вибуху на підприємстві необхідно:

попередити робітників і службовців, зателефонувати в аварійно-рятувальну службу, а також оповістити населення, яке проживає поблизу; скористатися індивідуальними засобами захисту, а у разі їх відсутності для захисту органів дихання від пилу використовувати ватно-марлеву пов'язку;

при пошкодженні будівлі вибухом входити та виходити з неї необхідно дуже обережно, переконавшись у відсутності значних ушкоджень перекриттів, стін, ліній електро-, газо- та водопостачання, а також пожежі та витоків газу;

якщо вибух спричинив займання, необхідно скористатися первинними засобами пожежогасіння (вогнегасниками, протипожежним інвентарем). Для

недопущення поширення вогню треба задіяти внутрішні пожежні кран-комплекти та пожежні гідранти;

надати допомогу тим, хто опинився під уламками конструкцій;

допомогти витягти людей з-під завалів.

При проведенні дій з врятування постраждалих необхідно дотримуватися запобіжних заходів від можливого обвалення будівлі, від пожежі та інших небезпек, обережно вивести працівників і надати їм домедичну допомогу, загасити палаючий одяг, припинити дію електричного струму, зупинити кровотечу у постраждалих, перев'язати рани, накладити шини при переломах кінцівок.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

У роботі було проведено комплексну автоматизацію процесу первинної переробки нафти, зокрема колони атмосферного типу. В процесі виконання було розглянуто основні процеси переробки, визначено переваги та недоліки. На основі проведеного аналізу було розроблено автоматизовану систему на базі ПЛК Siemens S7-1200. Автоматизована система забезпечує контроль за процесом та автоматизоване регулювання основних параметрів технологічного процесу. Для оптимізації первинної переробки було промодельовано сам процес у вигляді регресійної моделі. Впровадження результатів роботи дозволить збільшити ефективність процесу ректифікації первинної нафти.

БІБЛІОГРАФІЯ

1. А.Г. Микитишин, М.М. Митник, П.Д. Стухляк, В.В. Пасічник Комп'ютерні мережі. Книга 1. [навчальний посібник] (Лист МОНУ №1/11-8052 від 28.05.12р.) - Львів, "Магнолія 2006", 2013. – 256 с.
2. А.Г. Микитишин, М.М. Митник, П.Д. Стухляк, В.В. Пасічник Комп'ютерні мережі. Книга 2. [навчальний посібник] (Лист МОНУ №1/11-11650 від 16.07.12р.) - Львів, "Магнолія 2006", 2014. – 312 с.
3. Микитишин А.Г., Митник, П.Д. Стухляк. Комплексна безпека інформаційних мережевих систем: навчальний посібник – Тернопіль: Вид-во ТНТУ імені Івана Пулюя, 2016. – 256 с.
4. Микитишин А.Г., Митник М.М., Стухляк П.Д. Телекомунікаційні системи та мережі : навчальний посібник для студентів спеціальності 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» – Тернопіль: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2017 – 384 с.
5. Шафраник, Ю.К Нефтяная промышленность. Приоритеты научно-технического развития [Текст]/ Ю.К Шафраник.- М.: Химия, 1996. - 238с.
6. Гуревич, И.Л. Технология переработки нефти и газа [Текст]. В 3 ч. Ч.1. Общие свойства и первичные методы переработки нефти газа / И.Л. Гуревич. -М.: Химия, 1972.- 360 с.
7. Нефти СССР. Справочник [Текст]. В 4 т. Т.4. Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и острова Сахалин .- М.: Химия, 1974 .- 781 с.
8. Сарданашвили, Г.Л. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа [Текст]: учеб. пособие для вузов / Г.Л. Сарданашвили, А.И. Львова. - М.: Химия, 1980.- 256 с.
9. Нефтяные центробежные насосы [Текст]: каталог: разработчик ЦИНТИхимнефтемаш. - М.:1980. - 52 с.

10. Стандартные кожухотрубчатые теплообменные аппараты общего назначения [Текст]: каталог: разработчик ЦИНТИхимнефтемаш, 3-е изд. испр. и доп. - М.:1982 .- 33 с.
11. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник [Текст]: 3-е изд. / Под ред. Е.Н. Судакова. - М.: Химия, 1979 - 564 с.
12. Аппараты воздушного охлаждения [Текст]: каталог: разработчик и изготовитель ОАО " ЦНТИхимнефтемаш ". - М, 1993. - 24 с.
13. Аппараты емкостные. [Текст]: каталог: разработчик ЦНТИхимнефтемаш, 5-е изд. испр. и доп. - М.:1987 .- 24 с.
14. Трубчатые печи [Текст]: каталог: разработчик ЦИНТИхимнефтемаш - М.:1990. - 29 с.
15. Кохтев, А.А. Основы стандартизации [Текст]: учеб. пособие для вузов / А.А. Кохтев. - М.: Высшая школа, 1971.- 342 с.
16. Альперт, Л.З. Основы проектирования химических установок [Текст]: учеб. пособие для вузов, 3-е изд., перераб. и доп. / Л.З. Альперт. - М.: Высшая школа, 1982.- 304 с
17. Кузубов, В.М. Электротехника [Текст]: методические указания к выполнению электротехнической части дипломного проекта для студентов всех форм обучения неэлектротехнических специальностей / В.М. Кузубов, С.А. Дюжева, В.А. Иванюк; Кубан. гос. технол. ун-т. - Краснодар, 1994.- 22 с.
18. Соркин, Я.Г. Безотходное производство в нефтеперерабатывающей промышленности [Текст] /Я.Г. Соркин. - М.: Химия, 1983. – 200 с
19. Понамарев, В.Г. Очистка сточных вод нефтеперерабатывающих заводов [Текст] / В.Г. Понамарев, Э.Г. Иоакимис, И.Л. Монтай. – М.: Химия, 1985. – 255 с.