

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ФАКУЛЬТЕТ ТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ  
ТЕХНОЛОГІЙ  
Кафедра хімічної інженерії

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри  
\_\_\_\_\_ В. І. Склабінський  
“\_\_” \_\_\_\_\_ 2023 р.

**Кваліфікаційна робота магістра**  
зі спеціальності 133 «Галузеве машинобудування»  
освітня програма «Обладнання хімічних виробництв і підприємств  
будівельних матеріалів»

Тема роботи: Установка стабілізації вуглеводневого конденсату.  
Розробити та модернізувати колону деетанізації

Виконав:  
студент групи ХМ.м-21/1  
Хухрянський О.М.  
ПІБ студента

Залікова книжка  
№ 22510339

Кваліфікаційна робота магістра  
захищена на засіданні ЕК  
з оцінкою \_\_\_\_\_  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

Керівник:  
доктор наук, професор  
Ляпощенко О.О.  
\_\_\_\_\_

підпис, дата

**Підпис голови**  
(заступника голови) комісії  
\_\_\_\_\_

<b>ЗМІСТ</b>	<b>стр.</b>
Вступ	8
1 Аналіз літературних джерел	9
2 Технологічна частина	19
2.1 Опис технологічної схеми Установки стабілізації конденсату	19
2.2 Теоретичні основи процесу	24
2.3 Опис конструкції апарату, що проектується	34
2.4 Технологічні розрахунки процесу та апарату	37
2.5 Конструктивні розрахунки	46
2.6 Розрахунок діаметрів штуцерів	48
2.7 Визначення гідравлічного опору колони	50
3 Проектно-конструкторська частина	56
3.1 Вибір конструкційних матеріалів	56
3.2 Розрахунки на міцність, стійкість та герметичність	58
4 Будівельно-монтажна частина	82
4.1 Обґрунтування компонування основного та допоміжного обладнання	82
4.2 Трасування трубопроводів.	89
4.3 Проведення монтажних робіт основного технологічного обладнання	93
5 Автоматика та автоматизація технологічного процесу	112
5.1 Оцінка рівня автоматизації технологічного процесу	112
5.2 Аналіз літературних рекомендацій з автоматизації технологічного процесу.	114
5.3 Автоматизація технологічного процесу	115

Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>			
Розроб.		Хухрянський			<i>Колонна деетанізації установки стабілізації конденсату  Пояснювальна записка</i>	Лит.	Лист	Листів
Перевір		Ляпощенко					6	166
Реценз.						<i>ХМ.М-21/1</i>		
Н. Контр.		Ляпощенко						
Затверд.								



## Вступ

У газопереробній галузі промисловості часто виникає необхідність розділяти складні однорідні рідкі суміші – розчини на окремі чисті компоненти або на фракції, збагачені окремими компонентами. Характерним прикладом таких процесів є розділення зрідженого повітря або зрідженого природного газу на окремі корисні компоненти.

Нафтохімічна промисловість випускає достатньо різноманітну за асортиментом та конкурентоспроможну на світовому ринку продукцію. Ці товари отримують на підприємствах, які представляють собою складний технологічний комплекс.

Номенклатура нафтохімічного обладнання досить широка: теплообмінники, колони, сушарки, реакційні апарати, сепаратори, ємнісна апаратура, апарати високого тиску та інше.

Кожна з цих груп ділиться на типи, а останні – на десятки типорозмірів. До одного з основних процесів нафтохімічної промисловості відноситься ректифікація, призначена для поділу різних за температурою кипіння рідин на окремі компоненти чи їх фракції.

Основними вимогами до колонних апаратів, є: забезпечення заданої чистоти одержуваних продуктів, висока питома продуктивність, малі питомі метало- та енергоємності, надійність у роботі при досить широкому діапазоні зміни навантаження, можливість серійного виробництва на машинобудівних заводах, простота обслуговування.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

## 1 Аналіз літературних джерел

Природний газ у тому вигляді, в якому він використовується споживачами, дуже відрізняється від природного газу, що доставляється з-під землі до гирла свердловини. Хоча переробка газу багато в чому менш складна, ніж переробка і переробка сирової нафти, вона так само необхідна перед його використанням кінцевими споживачами.

Природний газ, який використовується споживачами, майже повністю складається з метану. Однак природний газ, що видобувається зі свердловини, хоч і складається в основному з метану, в жодному разі не такий чистий. Сирий природний газ видобувається із трьох типів свердловин: нафтових, газових та конденсатних.

Природний газ, який видобувається з нафтових свердловин, зазвичай називають «попутним газом». Цей газ може існувати окремо від нафти у пласті (вільний газ) або розчинятися у сировій нафті (розчинений газ).

Природний газ із газових та конденсатних свердловин, у яких мало чи зовсім немає сирової нафти, називається «природним газом». Газові свердловини зазвичай видобувають сирий природний газ сам собою, а конденсатні свердловини виробляють вільний природний газ разом із напіврідким вуглеводневим конденсатом. Яким би не було джерело природного газу, після відокремлення від сирової нафти (якщо вона присутня) він зазвичай існує у сумішах з іншими вуглеводнями; головним чином етан, пропан, бутан та пентани. Крім того, сирий природний газ містить пари води, сірководень ( $H_2S$ ), вуглекислий газ, гелій, азот та інші сполуки.

Переробка газу полягає у відділенні всіх різних вуглеводнів і рідин від чистого газу з метою отримання так званого сухого газу «трубопровідної якості». Великі транспортні трубопроводи зазвичай накладають обмеження складу природного газу, що подається в трубопровід. Це означає, що перш ніж природний газ можна буде транспортувати, його потрібно очистити. Хоча етан, пропан, бутан та пентани необхідно видаляти з природного газу, це не означає, що всі вони є «відходами».

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

Фактично попутні вуглеводні, відомі як «рідкий природний газ» (ШФЛВ), можуть бути дуже цінними побічними продуктами переробки природного газу. До складу ШФЛ входять етан, пропан, бутан, ізобутан і природний бензин. Ці газорідні гази продаються окремо та мають безліч різних застосувань; включаючи підвищення нафтовіддачі в нафтових свердловинах, забезпечення сировиною нафтопереробних та нафтохімічних заводів, а також як джерела енергії.

Хоча частина необхідної обробки може бути здійснена на гирлі свердловини або поблизу неї (переробка на родовищі), повна обробка газу відбувається на переробному заводі, зазвичай розташованому в регіоні видобутку природного газу. Добутий природний газ транспортується на ці переробні заводи по мережі збірних трубопроводів, що є трубами низького тиску малого діаметра.

Крім обробки, що виконується на гирлі свердловини і на централізованих переробних підприємствах, деяка остаточна обробка також іноді здійснюється на «добувних установках». Ці заводи розташовані на магістральних трубопровідних системах. Незважаючи на те, що природний газ, що надходить на ці портальні видобувні заводи, вже має трубопровідну якість, у деяких випадках все ще існують невеликі кількості ШФЛУ, які видобуваються на портальних заводах.

Реальна практика переробки природного газу до якості сухого трубопровідного газу може бути досить складною, але зазвичай включає чотири основних процесу для видалення різних домішок:

***Видалення нафти та конденсату***

***Видалення води***

***Поділ рідин природного газу***

***Видалення сірки та вуглекислого газу***

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

На додаток до чотирьох перерахованих вище процесів, зазвичай на гирлі свердловини або поруч з нею встановлюються нагрівачі і скрубери. Скрубери служать насамперед видалення піску та інших великих домішок. Нагрівачі гарантують, що температура газу не впаде надто низько. У природному газі, що містить навіть невелику кількість води, гідрати газу мають тенденцію утворюватися при падінні температури. Ці гідрати є твердими або напівтвердими сполуками, що нагадують кристали льоду. Якщо ці гідрати накопичуються, вони можуть перешкоджати проходженню природного газу через клапани та системи збирання.

### **Видалення нафти та конденсату**

Для переробки та транспортування попутного розчиненого природного газу його необхідно відокремити від нафти, в якій він розчинений. Таке відокремлення природного газу від нафти найчастіше здійснюється з використанням обладнання, встановленого на гирлі свердловини або поруч із ним.

Фактичний процес відокремлення нафти від природного газу, а також обладнання, що використовується, можуть сильно відрізнятись. Хоча якість природного газу сухими трубопроводами практично однаково в різних географічних регіонах, сирий природний газ з різних регіонів може мати різні склади і вимоги до поділу. У багатьох випадках природний газ розчиняється у підземній нафті насамперед через тиск, під яким знаходиться пласт. Коли цей природний газ і нафту будуть видобуті, можливо, вони розділяться самі по собі, просто через знижений тиск; так само, як відкриття банки газування дозволяє вивільнити розчинений вуглекислий газ. У цих випадках поділ нафти та газу відбувається відносно легко, і два вуглеводні прямують окремими шляхами для подальшої переробки. Найпростіший тип сепаратора відомий як звичайний сепаратор. Він складається з простого закритого резервуара, в якому сила тяжіння служить для поділу більш важких рідин, таких як нафта, і легших газів, таких як газ.

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпись</i>	<i>Дата</i>		11

Однак у деяких випадках для поділу нафти та природного газу необхідне спеціалізоване обладнання. Приклад такого типу обладнання є низькотемпературний сепаратор (НТС). Найчастіше це використовується для свердловин, що видобувають газ під високим тиском разом із легкою сировою нафтою чи конденсатом. У цих сепараторах використовується перепад тиску для охолодження вологого природного газу та поділу газу та конденсату. Вологий газ надходить у сепаратор, злегка охолоджуючись теплообмінником. Потім газ проходить через відбійник для рідини під високим тиском, який служить для видалення будь-яких рідин в низькотемпературний сепаратор. Потім газ надходить в цей сепаратор низькотемпературний через дросельний механізм, який розширює газ при його вході в сепаратор. Таке швидке розширення газу дозволяє зменшити температуру в сепараторі. Після видалення рідини сухий газ повертається через теплообмінник і нагрівається вологим газом, що надходить. Змінюючи тиск газу в різних секціях сепаратора, можна змінювати температуру, що призводить до конденсації нафти та деякої кількості води з вологого потоку газу.

### **Видалення води**

Крім відділення нафти та деякої кількості конденсату від потоку вологого газу, необхідно видалити більшу частину попутної води. Більшість рідкої вільної води, пов'язаної з видобутим природним газом, видаляється простими методами поділу на гирлі свердловини або поблизу неї. Однак видалення водяної пари, яка є в розчині в природному газі, вимагає більш складної обробки. Ця обробка полягає в зневодненні природного газу, яке зазвичай включає один з двох процесів: абсорбцію або адсорбцію.

Абсорбція відбувається, коли водяна пара видаляється дегідратуючим агентом. Адсорбція відбувається, коли водяна пара конденсується і збирається на поверхні.

### *Зневоднення гліколю*

Приклад абсорбційної дегідратації відомий як гліколева дегідратація. У цьому процесі рідкий вологопоглинач служить поглинання водяної пари з

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				



газового потоку. Гліколь, основний агент у цьому процесі, має хімічну спорідненість до води. Це означає, що при контакті з потоком природного газу, що містить воду, гліколь «витягуватиме» воду з газового потоку. По суті, зневоднення гліколю включає використання розчину гліколю, зазвичай або діетиленгліколю (ДЕГ) або триетиленгліколю (ТЕГ), який контактує з потоком вологого газу в так званому «абсорбері». Розчин гліколю поглинатиме воду з вологого газу. Після поглинання частинки гліколю стають важчими і осідають на дно контактора, де вони видаляються. Природний газ, очищений від більшої частини вмісту води, потім транспортується. Розчин гліколю, що містить всю воду, відпарену з газу, пропускають через спеціальний котел, призначений для випаровування тільки води з розчину. У той час як вода має температуру кипіння 100 градусів за Цельсієм, гліколь не закипає до 205 градусів за Цельсієм. Така різниця температури кипіння дозволяє відносно легко видалити воду з розчину гліколю, що дозволяє повторно використовувати її в процесі зневоднення.

Новим нововведенням у процесі стало додавання сепараторів-конденсаторів розширювального бака. Крім абсорбції води з потоку вологого газу, розчин гліколю іноді несе з собою невелику кількість метану та інших сполук, що містяться у вологому газі. Раніше цей метан просто викидався із блоку регенерації. Крім втрати частини видобутого природного газу, така вентиляція сприяє забрудненню повітря та парниковому ефекту. Щоб зменшити кількість метану, що втрачається, та інших сполук, застосовують декгазатори, які видаляють ці сполуки до того, як розчин гліколю досягне котла. По суті, дегазатор є пристроєм, який знижує тиск потоку розчину гліколю, дозволяючи метану та іншим вуглеводням випаровуватися «миттєво». Потім розчин гліколю надходить в блок регенерації, який також може бути оснащений конденсаторами з повітряним або водяним охолодженням, які служать для уловлювання будь-яких органічних сполук, що залишилися, які можуть залишатися в розчині гліколю.

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				



По-перше, рідини необхідно витягти з газу.

По-друге, ці зріджені природні гази необхідно розділити самостійно, аж до основних компонентів.

### *Видобуток ШФЛУ*

Існує два основні методи видалення ШФЛ з потоку природного газу: метод абсорбції та процес криогенного детандера. За даними Асоціації переробників газу на ці два процеси припадає близько 90 відсотків загального обсягу виробництва зрідженого природного газу.

### *Метод поглинання*

Абсорбційний метод екстракції ШФЛ дуже схожий на використання абсорбції для зневоднення. Основна відмінність полягає в тому, що при абсорбції ШФЛУ використовується абсорбуюча олія, а не гліколь. Ця абсорбуюча олія має «спорідненість» до ШФЛ майже так само, як гліколь має спорідненість до води. До того, як олія ввібрала в себе якісь газоподібні гази, її називають «бідною» абсорбційною олією. Коли природний газ проходить через абсорбційну колону, він вступає в контакт з абсорбційним маслом, яке поглинає більшу частину газоконденсатних газів. «Багате» абсорбційне масло, що тепер містить ШФЛУ, виходить з абсорбційної колони через нижню частину. Тепер це суміш абсорбційної олії, пропану, бутанів, пентанів та інших більш важких вуглеводнів. Багата нафта подається в перегонні куби для бідної нафти, де суміш нагрівається до температури вище за температуру кипіння ШФЛУ, але нижче за температуру кипіння нафти. Цей процес дозволяє вилучати з потоку природного газу близько 75 відсотків бутанів та 85–90 відсотків пентанів та важчих молекул.

Описаний вище базовий процес абсорбції можна модифікувати підвищення його ефективності чи цілеспрямованого вилучення конкретних ШФЛУ. При методі абсорбції охолодженої олії, при якому бідна олія охолоджується за допомогою охолодження, вилучення пропану може досягати більше 90 відсотків, а з потоку природного газу можна витягти близько 40

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					



використовуваний виконання цього завдання, називається фракціонуванням. Фракціонування працює на основі різних температур кипіння різних вуглеводнів у потоці ШФЛ. По суті, фракціонування відбувається поетапно, що складається з випарювання вуглеводнів один за одним. Назва конкретного фракціонатора дає уявлення про його призначення, так як його умовно називають по вуглеводню, що випаровується. Весь процес фракціонування розбитий на етапи, починаючи з видалення легших ШФЛ з потоку. Конкретні фракціонатори використовуються в наступному порядку:

Деетанізатор - на цьому етапі відокремлюється етан від потоку ШФЛУ.

Депропанізатор-бутанізатор – наступний крок відокремлює пропан-бутан на цьому етапі пропан-бутани випаровуються, залишаючи пентани та важчі вуглеводні в потоці ШФЛУ – стабільний конденсат.

Переходячи від найлегших вуглеводнів до найважчих, можна досить легко розділити різні ШФЛ.

### **Видалення сірки та вуглекислого газу**

Крім видалення води, нафти та ШФЛУ, одним із найважливіших етапів переробки газу є видалення сірки та вуглекислого газу. Природний газ деяких свердловин містить значну кількість сірки та вуглекислого газу. Цей природний газ через тухлий запах, обумовлений вмістом у ньому сірки, зазвичай називають «кислим газом». Сірчистий газ небажаний, оскільки сполуки сірки, що містяться в ньому, можуть бути надзвичайно шкідливими і навіть смертельними для дихання. Сірчистий газ також може бути надзвичайно агресивним. Крім того, сірку, що міститься в потоці газу, можна видобувати і продавати самостійно.

Сірка присутня в природному газі у вигляді сірководню ( $H_2S$ ), і газ зазвичай вважається кислим, якщо вміст сірководню перевищує 5,7 міліграм  $H_2S$  на кубічний метр природного газу. Процес видалення сірководню з високосірчистого газу зазвичай називають «обезсерювання» газу.

Основний процес знесірювання сірчистого газу дуже схожий на процеси зневоднення гліколю та абсорбції ШФЛУ. Однак у цьому випадку для

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

видалення сірководню використовують розчини амінів або сульфанолів. Сірчистий газ пропускають через колону, що містить розчин аміну або сульфанолю. Цей розчин має засіб до сірки та поглинає її так само, як гліколь поглинає воду. Відпрацьований газ практично не містить сполук сірки і, таким чином, втрачає статус сірчистого газу. Як і в процесі екстракції природного газу та зневоднення гліколю, використовуваний розчин аміну (сульфанолю) можна регенерувати (тобто видаляти абсорбовану сірку), що дозволяє повторно використовувати його для очищення більш високосірчистого газу.

Сірку можна продавати та використовувати, якщо вона відновлена до елементарної форми. Елементарна сірка є яскраво-жовтим порошком, схожим на матеріал, і його часто можна побачити у великих купах біля газоочисних споруд. Для вилучення елементарної сірки на газопереробному заводі сірковмісні викиди процесу очищення газу повинні піддаватися подальшому очищенню. Процес, що використовується для вилучення сірки, відомий як процес Клауса і включає використання термічних і каталітичних реакцій для вилучення елементарної сірки з розчину сірководню.

Загалом процес Клауса зазвичай дозволяє відновити 97 відсотків сірки віддаленої з потоку природного газу. Оскільки це настільки забруднювальна та шкідлива речовина, подальші зусилля щодо фільтрації, спалювання та очищення «хвостових газів» гарантують відновлення понад 98 відсотків сірки.

Переробка газу є важливою ланкою в ланцюжку створення вартості газу. Це сприяє тому, щоб природний газ, призначений для використання, був максимально чистим та чистим, що робить його чистим та екологічно безпечним джерелом енергії. Після того, як природний газ повністю перероблений і готовий до споживання, його необхідно транспортувати з тих районів, де видобувається природний газ, до тих районів, які його потребують.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		18

## 2 Технологічна частина

### 2.1 Опис технологічної схеми Установки стабілізації конденсату

Установка стабілізації конденсату (рисунок 2.1) призначена для отримання цільових продуктів згідно з нормативом, а саме: пропан-бутан технічний, та стабільний вуглецевий конденсат.

Попередньо, на установці низькотемпературної сепарації при високих тисках отримують нестабільний газовий конденсат (широку фракцію легких вуглеводнів (ШФЛВ)).

Процес одноразового випаровування, що реалізовано у процесі низькотемпературної сепарації, не сприяє чіткому розподілу вуглеводнів: низькокиплячі та висококиплячі компоненти присутні як у рідкій так і у газовій фазі відповідно до своїх констант рівноваги. Більш того, при значному зниженні тиску відбувається бурхливе скипання конденсату, що супроводжується винесенням частини рідкої фази в газову у вигляді аерозолю.

Тому для отримання стабільного конденсату застосовують процес ректифікації – багатократного випаровування.

Частково дегазований нестабільний конденсат дроселюється до тиску 2,3÷2,4 МПа (зб.) і температури плюс 30÷35 °С та надходить у буферну ємність 400-VA-001, де додатково дегазується після дроселяції (зниження тиску). Газ дегазації конденсату можливо використовувати як паливо на потреби підприємства або, якщо це передбачено технологічними схемами, повертати в технологічний процес підготовки газу після підвищення його тиску (проміжна компресорна станція). В даному випадку газ дегазації з тиском 1,6 МПа (зб.) і температурою плюс 25÷30 °С подається на вхід компресорної станції.

Рідина (нестабільний конденсат) з буферної ємності 400-VA-001 з урахуванням контурів регулювання (по рівню і витраті) поділяється на два потоки. Один з них подається у теплообмінник «конденсат-ШФЛВ» 400-NA-001A/B, де нагрівається до температури 60÷80 °С теплом стабілізованого конденсату, та надходить як живлення в середню частину колони деетанізації 400-VE-002.

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19







Головний погон колони стабілізації конденсату 400-VE-003 (власне, як правило, пропан-бутанова фракція) з верха колони з тиском 1,5 МПа (зб.) і температурою плюс 90÷100 °С надходить у апарат повітряного охолодження ПБТ 400-НС-004 та теплообмінник «ПБТ-вода» 400-НА-006, де охолоджується до температури плюс 40÷45 °С та конденсується, і далі у рефлюксну ємність 400-VA-004. Частіше за все після конденсації при таких тисках пропан-бутанова фракція отримується лише у рідкій фазі (скраплений газ). Виникнення газової фази можливо тільки при порушенні технологічного режиму або при виконанні операцій пуску та зупинки установки. Передбачена можливість скиду газової фракції у факельну систему.

З рефлюксної ємності ПБФ насосами подачі рефлюксу 400-РА-001А/В подається в якості холодного зрошення у верхню частину колони стабілізації конденсату 400-VE-003 (з тиском 1,7 МПа (зб.) і температурою плюс 40÷45 °С). Балансовий залишок ПБФ по рівню рідини у рефлюксній ємності 400-VA-004 виводиться у парк зберігання готової продукції. На виході з установки передбачений замір ПБФ а також контроль якості і граничної температури, яка не повинна перевищувати плюс 50 °С, що регламентується нормативною документацією на умови зберігання СВГ.

Тепло, потрібне для стабілізації конденсату, надається через ребойлер - випарювач колони стабілізації конденсату 400-НР-003. Кількість теплоносія регулюється по температурі в ребойлері - випарювачу.

У якості теплоносія для технологічних процесів деетанізації та стабілізації конденсату використовується високотемпературний органічний теплоносій (термомасло). Параметри прямого теплоносія – 0,3 МПа (зб.) і температура плюс 245÷250 °С. Параметри зворотнього теплоносія – 0,1 МПа (зб.) і температура плюс 200÷210 °С.

Стабілізований газовий конденсат з низу колони стабілізації 400-VE-003 з урахуванням контура регулювання (по рівню) з тиском 1,55 МПа (зб.) і температурою плюс 180÷190 °С послідовно проходить через теплообмінник «конденсат-ШФЛВ» 400-НА-001А/В, де віддає своє тепло сировині колони

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

деетанізації 400-VE-002, та апарат повітряного охолодження стабільного конденсату 400-НС-005, охолоджується до температури зберігання 40÷45 °С і надходить у парк зберігання готової продукції. На виході з установки передбачений замір стабілізованого газового конденсату а також контроль якості і граничної температури, яка не повинна перевищувати плюс 50 °С.

При проведенні операцій пуску та зупинки установки, або при порушеннях параметрів нормального технологічного режиму існує можливість отримання некондиційних продуктів, тобто продуктів, які не відповідають вимогам до показників якості продуктів. Для можливості зберігання таких продуктів та їх повторної переробки з метою отримання якісної продукції на установці передбачено ємність збору некондеційних продуктів 400-VA-005, де проміжні продукти накопичуються, частково дегазуються та насосами подачі некондеційних продуктів 400-РА-002 подаються у буферну ємність 400-VA-001.

Для збору дренажів від обладнання установки, а також для повного зливу рідин перед проведенням ремонтних і регламентованих робіт передбачена підземна дренажна ємність з зануреним насосом. Рідина з ємності може повторно повертатися в початок процесу стабілізації через ємність збору некондеційних продуктів 400-VA-005.

Для захисту обладнання від перевищення тиску передбачені блоки запобіжних клапанів зі скидом в факельну систему високого тиску.

Управління контурами виконується за допомогою арматури з дистанційним управлінням.

Регламентована робота установки забезпечується автоматизованою системою управління технологічними процесами (АСУТП). Для протиаварійного захисту передбачена система протиаварійного захисту (СПАЗ).

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

## 2.2 Теоретичні основи процесу

Ректифікація - масообмінний процес розділення рідкої суміші на окремі компоненти за допомогою багатоступінчатого протиточного контакту парової і рідкої фаз. В результаті такого контакту відбувається поступове збагачення низькокиплячим компонентом парової фази, що відводиться з верхньої частини колони, а також поступове збагачення висококиплячим компонентом рідкої фази, що відводиться з нижньої частини колони.

Ректифікація заснована на відмінності в температурах кипіння індивідуальних компонентів рідкої суміші при однаковому тиску і на різній пружності (летючості) пари компонентів суміші при однаковій температурі. Ректифікацію застосовують в основному тоді, коли компоненти рідкої суміші взаємно розчинні.

Найважливішою характеристикою будь-якої суміші є її хімічний та компонентний склад, що включає назву хімічних речовин, які входять до складу суміші, а також їх вміст у суміші – концентрацію.

Склад бінарного розчину звичайно виражається багатьма способами, але найбільш зручно в практичних розрахунках користуватися мольною та масовою концентрацією компонентів у складі суміші. Мольну частку компонента А в рідкій фазі звичайно прийнято позначати через  $X_a$ , мольну частку цього ж компонента в паровій фазі позначають через  $Y_a$ .

Речовину, що входить до складу розчину і має низьку температуру кипіння щодо іншої речовини, звичайно називають низькокиплячим компонентом (НКК), іншу речовину при цьому називають висококиплячим компонентом (ВКК). Як правило, при однаковій температурі НКК має більш високу пружність пари і одночасно є легколетючим компонентом (ЛЛК) відносно іншої речовини, що має меншу пружність пари при однаковій температурі, та є важколетючим компонентом (ВЛК). Звичайно, у бінарному розчині низькокиплячий компонент (НКК) є одночасно і легколетючим компонентом (ЛЛК), в той час як другий компонент залишається висококиплячим і важколетючим відносно першого.

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					



пружності насиченої пари і молярної концентрації розчиненого компоненту в розчині

Для розрахунку процесу ректифікації бінарних розчинів найбільш зручною є діаграма рівноваги у-х, за допомогою якої визначають число дійсних тарілок ректифікаційної колони - основного апарату для реалізації процесу ректифікації.

Принципова схема руху потоків в ректифікаційній колоні безперервної дії дана на рисунку 1.2.

Ректифікаційна колона складається з двох частин: верхньої – укріплюючої частини 1 і нижньої - вичерпної частини 2.

Початкова суміш подається на тарілку живлення, розташовану між нижньою і верхньою колоною. На тарілці живлення суміш кипить і пари, що утворюються, підіймаються вгору по колоні, контактуючи з рідиною, що стікає зверху. У міру руху пари з середньої частини у верхню частину відбувається збагачення парової фази низько киплячим компонентом. Верхня частина колони виконує задачу зміцнюючої колони для низькокиплячого компоненту. Пари, що йдуть з колони, повністю конденсуються в конденсаторі 3, одержаний продукт частково відводиться як готовий продукт - дистиллят, а частково у вигляді флегми подається на верхню тарілку колони.

Подача флегми на верхню тарілку колони забезпечує постійність складу фаз на контактних елементах верхньої колони. При перетіканні флегми по тарілках зверху вниз відбувається збіднення її низько киплячим компонентом і збагачення висококиплячим компонентом. На тарілці живлення досягаються концентрації речовини у фазах, рівні концентраціям початкової суміші.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		26







- $G_{n+1} + L_{n-1} = G_n + L_n,$  (2.6)

- по низько киплячому компоненту

- $\Delta M_n = G_{n+1} \cdot dy = L_{n-1} \cdot (-dx) \Delta,$  (2.7)

- де  $\Delta M_n$  - масова витрата речовини, яка передається на тарілці, кг/с;

- $G_{n+1}, G_n$  - масова витрата парової фази, що поступає на тарілку і йде з тарілки відповідно;

- $L_{n+1}, L_n$  - масова витрата рідкої фази поступаючої на тарілку і йде з тарілки відповідно;

- $dy, dx$  - зміна концентрації низькокиплячого компонента в паровій і рідкій фазі на тарілці відповідно.

Масова (молярна) витрата низькокиплячого компонента, яким обмінялися парова і рідка фази в межах верхньої вичерпної частини колони, відповідно рівна

- $\Delta M_v = G_p(y_d - y_f) = L(x_d - x_f) \Delta,$  (2.8)

- де  $y_f, y_d$  - концентрація низькокиплячого (легколетучого) компонента в паровій фазі на вході в колону і виході з неї відповідно;

- $x_d, x_f$  - концентрація ЛКК в флегмі, яка надходить в колону, і в початковій суміші на вході в колону відповідно.

Залежність (2.8) називають рівнянням матеріального балансу верхньої укріплюючої частини колони щодо низькокиплячого компонента.

Пари на виході з колони повністю конденсуються в дефлегматорі, а одержаний конденсат ділиться на два потоки: один з них відводиться як готовий продукт - дистилат, а інший - флегма повертається в колону на зрошення.

Отже, для верхньої частини колони можна записати рівняння матеріального балансу, що зв'язує між собою масові витрати потоків пари і рідини

- $G_p = G_d + L,$  (2.9)

- де  $G_d$  - масова витрата продукту, який одержується - дистилату, кг/с (кмоль/с);





речовини у фазах з питомими витратами парової і рідкої фази. Це також рівняння прямої лінії з кутовим коефіцієнтом  $m_H = (F+R)/(1+R)$ , яка відсікає на осі ординат відрізок  $b_H = -(F-1) x_w / (1+R)$ .

На базі рівнянь (2.12) і (2.16), можна побудувати робочі лінії процесу, використовуючи діаграму рівноваги  $y-x$  для бінарного розчину (рисунок 2.3).

Побудувавши криву рівноваги для бінарної суміші, на осі абсцис відкладають концентрацію ЛКК в початковій суміші, дистилляті і кубовому залишку ( $x_f$ ,  $x_d$ ,  $x_w$  відповідно), потім на допоміжній діагоналі відзначаємо точку В, відповідну умові  $x_d = y_d$ , а також точку С, відповідну умові  $x_w = y_w$ .

Залежно від величини флегмового числа на осі ординат відкладаємо відрізок ОЕ, чисельно рівний значенню  $b_v = x_d / (1+R)$  у рівнянні (1.12), і через т. Е проводимо пряму ВА, яка є робочою лінією верхньої укріплюючої колони. Сполучаючи точки А і С, одержимо пряму АС, яка є робочою лінією нижньої відгінної частини колони ректифікації. Прямий АС на осі ординат, що відсікається продовженням, відрізок ОД чисельно рівний вільному члену рівняння (1.16), при цьому  $OD = b_H = -(F-1)/(1+R)$ .

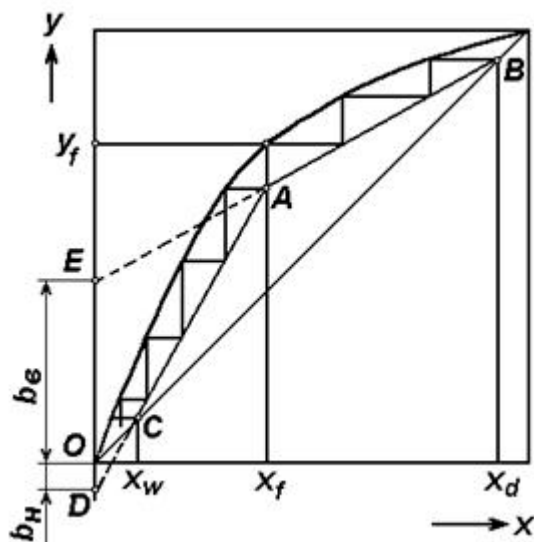


Рисунок 2.3 - Побудова робочих ліній ректифікаційної колони: АВ - робоча лінія укріплюючої частини колони; АС - робоча лінія вичерпної частини колони

При відомому положенні робочих ліній можна визначити число теоретичних тарілок в кожній з частин колони ректифікації, побудувавши



### 2.3 Опис конструкції апарату, що проектується

Об'єктом розробки є ректифікаційна колона дестанізації (рисунок 2.4), яка конструктивно складається із циліндричної обичайки, до якої за допомогою фланцевого з'єднання прикріплені днище і кришка відповідно.

У проектуваному апараті у якості внутрішнього контактного пристрою використовується насадка, що складена із кілець Паля розміром 25×25 мм.

Насадку укладено у три шари. Висота шару насадок становить 3 м. Враховуючи, що розмір насадкових тіл менше 50 мм, то насадка засипається навалом, тобто не упорядковано.

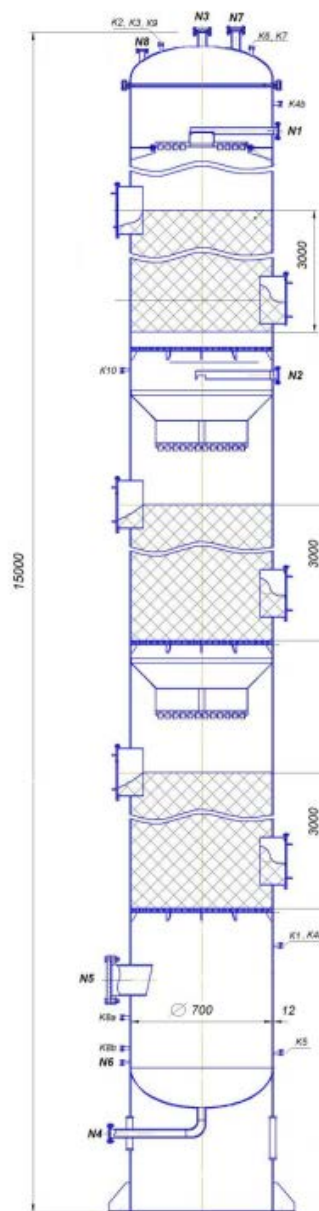


Рисунок 2.4 – Схема проектуваної ректифікаційної колони



температура практично дорівнює температурі кипіння низькокиплячого компонента. На колоні також передбачені технологічні штуцери для обв'язки апарата технологічними трубопроводами та підключення до технологічної лінії. Також до корпусу колони знизу приварена циліндрична опора, яка забезпечена лапами для кріплення до фундаменту.

Допоміжними вузлами насадкових колон є опорно-розподільні ґрати, розподільники рідини, обмежувачі, колектори і т. ін. Насадку укладають на опорно-розподільні ґрати або плити (рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – Опорно-розподільні плити для насадкових колон

Вільний переріз цих пристроїв повинен по можливості наближатися до величини вільного об'єму насадки, а розміри отворів виключати провал насадкових тіл. Насадку часто укладають на решітки, виконані зі сталевих смуг, поставлених на ребро. Застосування як опорної конструкції під насадку різних сіток і перфорованих плит із дрібними отворами повинно бути виключене, оскільки подібні пристрої призводять до передчасного захлинання колони.

У залежності від питомого навантаження застосовують [1]:

- в апаратах із внутрішнім діаметром від 400 до 1200 мм – решітку з однопролітними секціями на опорному кільці без балок;
- в апаратах із внутрішнім діаметром від 1400 до 2000 мм – решітку з однопролітними секціями на опорному кільці без балок або решітку з двопролітними секціями на опорному кільці з однією центральною балкою;



– в апаратах із внутрішнім діаметром від 2200 до 2600 мм – решітку з однопролітними секціями на опорному кільці з однією центральною балкою;

– в апаратах із внутрішнім діаметром від 2800 до 4000 мм – решітку з однопролітними секціями на опорному кільці з однією центральною балкою або решітку з двопролітними секціями на опорному кільці з однією центральною та двома боковими балками.

Дуже важливою проблемою для нормальної роботи колони є рівномірне зрошення насадки. З цією метою застосовують спеціальні пристрої – зрошувачі, які можна поділити на дві групи:

– струминні зрошувачі – пристрої, що подають рідину окремими струменями (розподільні плити, жолоби, дірчасті труби, бризкалки та інші);

– розбризувальні зрошувачі – пристрої, в яких рідина, що подається на шар насадки, розбивається на краплі в результаті удару струменя об тарілку (тарілчасті зрошувачі), торець насадки (багатоконусні зрошувачі) або під дією відцентрової сили (обертові відцентрові розбризувачі).

## **2.4 Технологічні розрахунки процесу та апарату**

### **2.4.1 Дані до розрахунку**

Вуглецевий конденсат після Установки низкотемпературної сепарації поступає на вхід Установки стабілізації конденсату для виділення цільових компонентів згідно нормативу, а саме:

- газ деетанізації;
- пропан-бутан технічний;
- стабільний конденсат.

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37



## 2.4.2 Материально-тепловый баланс процессу

### 2.4.2.1 Материально-тепловый баланс Установки стабилизации конденсата

Розрахункова схема матеріально-теплого балансу Установки стабилизации конденсату наведено на рисунку 2.6

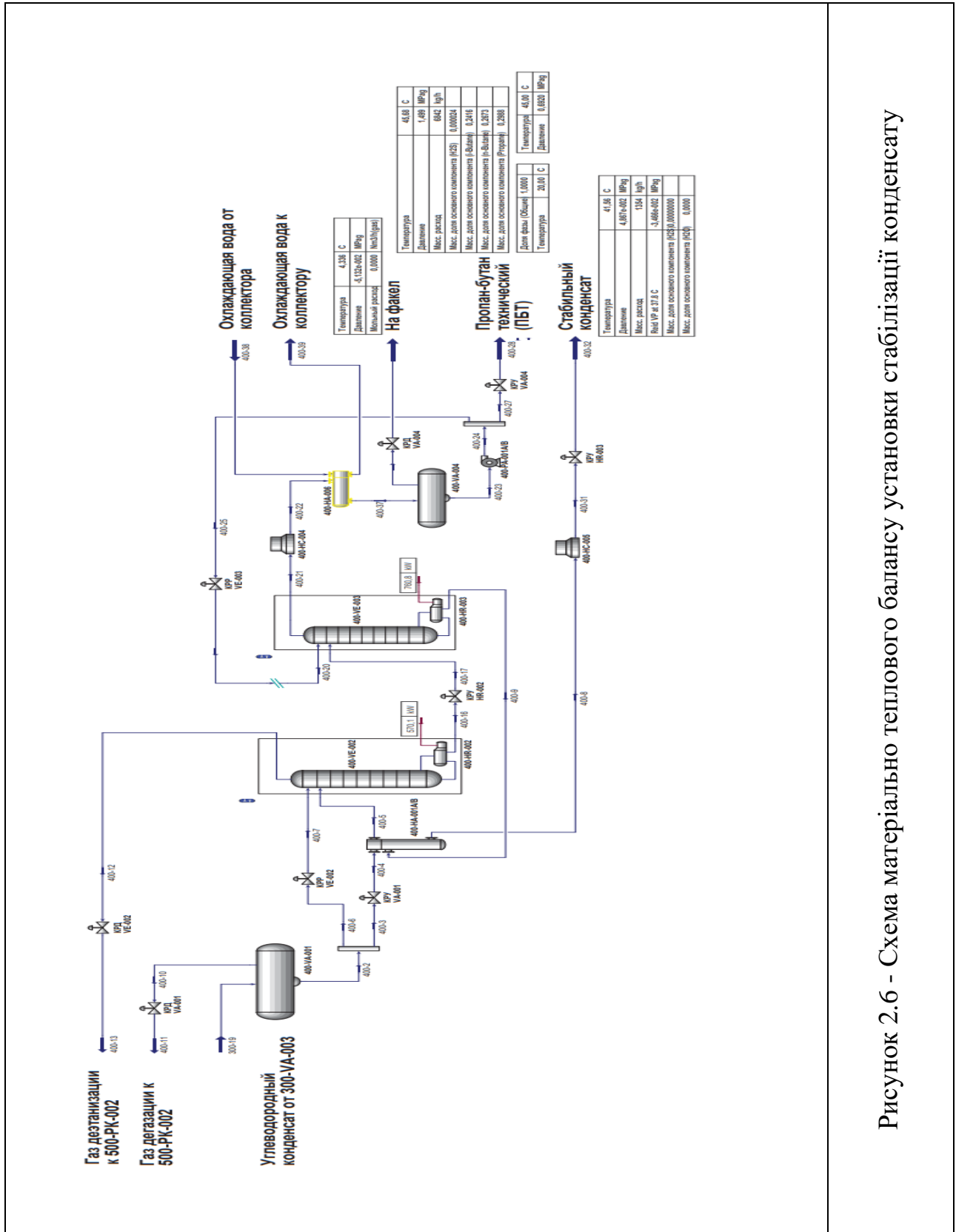


Рисунок 2.6 - Схема материально теплового балансу установки стабилизации конденсату

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Результати розрахунків матеріально-теплого балансу Устновки стабілізації конденсату наведені в таблиці 2.2 Фізикохімічні властивості потоків та таблиця 2.3 Компонентний склад потоків

Таблиця 2.2 - Фізикохімічні властивості потіків

Наменування параметру	Одиниці виміру	300-19	400-10	400-11	400-12	400-13	400-16
Vapour Fraction		0,003235	1	0,99973	1	1	3,92E-06
Temperature	<i>C</i>	32,67893	32,67893	25,7841	43,68073	41,76413	94,26806
Pressure	<i>MPag</i>	2,298675	2,298675	1,598675	1,748675	1,598675	1,798675
Molar Flow	<i>Nm3/h(gas)</i>	5521,319	17,86284	17,86284	2307,23	2307,23	3196,226
Mass Flow	<i>kg/h</i>	11940,62	23,2956	23,2956	3721,792	3721,792	8195,537
Масовая щільність	<i>kg/m3</i>	500,2563	33,24289	22,90498	31,41819	28,5558	472,6898
		<b>400-17</b>	<b>400-2</b>	<b>400-20</b>	<b>400-21</b>	<b>400-22</b>	<b>400-23</b>
Vapour Fraction		0,067866	0	0	1	0	0
Temperature	<i>C</i>	89,2777	32,67893	45,6832	93,73286	45	44,99964
Pressure	<i>MPag</i>	1,598675	2,298675	1,698675	1,498675	1,448675	1,378675
Molar Flow	<i>Nm3/h(gas)</i>	3196,226	5503,456	625,1401	3476,443	3476,443	3476,443
Mass Flow	<i>kg/h</i>	8195,537	11917,33	1500	8341,535	8341,535	8341,535
Масовая щільність	<i>kg/m3</i>	286,1994	514,3821	531,5894	37,89294	531,8848	531,6991
		<b>400-24</b>	<b>400-25</b>	<b>400-27</b>	<b>400-28</b>	<b>400-3</b>	<b>400-31</b>
Vapour Fraction		0	0	0	0	0	0
Temperature	<i>C</i>	45,686	45,686	45,686	45,67969	32,67893	41
Pressure	<i>MPag</i>	2,098675	2,098675	2,098675	1,498675	2,298675	1,448675
Molar Flow	<i>Nm3/h(gas)</i>	3476,443	625,1444	2851,298	2851,298	1100,691	344,923
Mass Flow	<i>kg/h</i>	8341,535	1500	6841,535	6841,535	2383,466	1354,002
Масовая щільність	<i>kg/m3</i>	532,6327	532,6327	532,6327	531,0525	514,3821	645,5478
		<b>400-32</b>	<b>400-37</b>	<b>400-38</b>	<b>400-39</b>	<b>400-4</b>	<b>400-5</b>
Vapour Fraction		0	0	0	0	0,051178	0,50741
Temperature	<i>C</i>	41,55626	45	30	30	29,51087	70
Pressure	<i>MPag</i>	0,048675	1,398675	0,4	0,35	1,848675	1,798675
Molar Flow	<i>Nm3/h(gas)</i>	344,923	3476,443	0	0	1100,691	1100,691
Mass Flow	<i>kg/h</i>	1354,002	8341,535	0	0	2383,466	2383,466
Масовая щільність	<i>kg/m3</i>	643,1822	531,7518	1003,689	1003,674	334,253	73,91416
		<b>400-6</b>	<b>400-7</b>	<b>400-8</b>	<b>400-9</b>		
Vapour Fraction		0	0,02206	0	3,26E-06		
Temperature	<i>C</i>	32,67893	31,40535	41,75993	183,3943		
Pressure	<i>MPag</i>	2,298675	2,098675	1,498675	1,548675		
Molar Flow	<i>Nm3/h(gas)</i>	4402,765	4402,765	344,923	344,923		
Mass Flow	<i>kg/h</i>	9533,863	9533,863	1354,002	1354,002		
Масовая щільність	<i>kg/m3</i>	514,3821	427,8659	644,894	469,6635		

Таблиця 2.3 - Компонентний склад потіків

Наіменування компоненту	Молярна фракція (доля)					
	400-5	400-12	400-16	400-8	400-13	400-6
Comp Mole Frac (Methane)	0,066414	0,158417	2,60E-11	3,24E-29	0,158417	0,066414
Comp Mole Frac (Ethane)	0,158522	0,377669	0,000328	4,34E-16	0,377669	0,158522
Comp Mole Frac (Propane)	0,318008	0,308119	0,325147	1,66E-08	0,308119	0,318008
Comp Mole Frac (i-Butane)	0,141795	0,062021	0,19938	2,64E-05	0,062021	0,141795
Comp Mole Frac (n-Butane)	0,148942	0,049549	0,220691	0,000407	0,049549	0,148942
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0,067621	0,010868	0,108589	0,245269	0,010868	0,067621
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0,031968	0,004151	0,052048	0,225786	0,004151	0,031968
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0,013097	0,000697	0,022049	0,18557	0,000697	0,013097
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0,011474	0,000264	0,019565	0,180579	0,000264	0,011474
Comp Mole Frac (n-Octane)	0,004991	5,01E-05	0,008557	0,079293	5,01E-05	0,004991
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0,003354	1,46E-05	0,005765	0,053419	1,46E-05	0,003354
Comp Mole Frac (n-Decane)	0,001723	3,45E-06	0,002964	0,027467	3,45E-06	0,001723
Comp Mole Frac (H2O)	0,000576	0,001374	2,86E-09	3,55E-23	0,001374	0,000576
Comp Mole Frac (CO2)	0,003507	0,008365	8,90E-10	2,81E-25	0,008365	0,003507
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0,000401	0,000956	4,50E-18	2,71E-40	0,000956	0,000401
Comp Mole Frac (H2S)	0,005768	0,013712	3,37E-05	1,81E-16	0,013712	0,005768
Comp Mole Frac (Methanol)	0,021839	0,003769	0,034882	0,002184	0,003769	0,021839
Итого	1	1	1	1	1	1
	<b>400-4</b>	<b>400-17</b>	<b>400-21</b>	<b>400-9</b>	<b>400-20</b>	<b>400-22</b>
Comp Mole Frac (Methane)	0,066414	2,60E-11	2,92E-11	3,24E-29	2,92E-11	2,92E-11
Comp Mole Frac (Ethane)	0,158522	0,000328	0,000368	4,34E-16	0,000368	0,000368
Comp Mole Frac (Propane)	0,318008	0,325147	0,364464	1,66E-08	0,364388	0,364464
Comp Mole Frac (i-Butane)	0,141795	0,19938	0,223502	2,64E-05	0,223532	0,223502
Comp Mole Frac (n-Butane)	0,148942	0,220691	0,247343	0,000407	0,247365	0,247343
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0,067621	0,108589	0,092057	0,245269	0,092064	0,092057
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0,031968	0,052048	0,031031	0,225786	0,031028	0,031031
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0,013097	0,022049	0,002267	0,18557	0,002263	0,002267
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0,011474	0,019565	8,76E-05	0,180579	8,72E-05	8,76E-05
Comp Mole Frac (n-Octane)	0,004991	0,008557	4,84E-07	0,079293	4,81E-07	4,84E-07
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0,003354	0,005765	2,09E-09	0,053419	2,08E-09	2,09E-09
Comp Mole Frac (n-Decane)	0,001723	0,002964	1,11E-11	0,027467	1,10E-11	1,11E-11
Comp Mole Frac (H2O)	0,000576	2,86E-09	3,21E-09	3,55E-23	3,25E-09	3,21E-09
Comp Mole Frac (CO2)	0,003507	8,90E-10	9,98E-10	2,81E-25	9,99E-10	9,98E-10
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0,000401	4,50E-18	5,04E-18	2,71E-40	5,05E-18	5,04E-18
Comp Mole Frac (H2S)	0,005768	3,37E-05	3,78E-05	1,81E-16	3,78E-05	3,78E-05
Comp Mole Frac (Methanol)	0,021839	0,034882	0,038843	0,002184	0,038866	0,038843
Итого	1	1	1	1	1	1

Продовження таблиці 2.3 - Компонентний склад потоків

Наіменування компоненту	Молярна фракція (доля)					
	400-23	400-24	400-25	400-27	400-32	400-7
Comp Mole Frac (Methane)	2,92E-11	2,92E-11	2,92E-11	2,92E-11	3,24E-29	0,066414
Comp Mole Frac (Ethane)	0,000368	0,000368	0,000368	0,000368	4,34E-16	0,158522
Comp Mole Frac (Propane)	0,364464	0,364464	0,364464	0,364464	1,66E-08	0,318008
Comp Mole Frac (i-Butane)	0,223502	0,223502	0,223502	0,223502	2,64E-05	0,141795
Comp Mole Frac (n-Butane)	0,247343	0,247343	0,247343	0,247343	0,000407	0,148942
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0,092057	0,092057	0,092057	0,092057	0,245269	0,067621
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0,031031	0,031031	0,031031	0,031031	0,225786	0,031968
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0,002267	0,002267	0,002267	0,002267	0,18557	0,013097
Comp Mole Frac (n-Heptane)	8,76E-05	8,76E-05	8,76E-05	8,76E-05	0,180579	0,011474
Comp Mole Frac (n-Octane)	4,84E-07	4,84E-07	4,84E-07	4,84E-07	0,079293	0,004991
Comp Mole Frac (n-Nonane)	2,09E-09	2,09E-09	2,09E-09	2,09E-09	0,053419	0,003354
Comp Mole Frac (n-Decane)	1,11E-11	1,11E-11	1,11E-11	1,11E-11	0,027467	0,001723
Comp Mole Frac (H2O)	3,21E-09	3,21E-09	3,21E-09	3,21E-09	3,55E-23	0,000576
Comp Mole Frac (CO2)	9,98E-10	9,98E-10	9,98E-10	9,98E-10	2,81E-25	0,003507
Comp Mole Frac (Nitrogen)	5,04E-18	5,04E-18	5,04E-18	5,04E-18	2,71E-40	0,000401
Comp Mole Frac (H2S)	3,78E-05	3,78E-05	3,78E-05	3,78E-05	1,81E-16	0,005768
Comp Mole Frac (Methanol)	0,038843	0,038843	0,038843	0,038843	0,002184	0,021839
Iтого	1	1	1	1	1	1
	<b>400-28</b>	<b>400-10</b>	<b>400-2</b>	<b>400-11</b>	<b>400-3</b>	<b>400-31</b>
Comp Mole Frac (Methane)	2,92E-11	0,436541	0,066414	0,436541	0,066414	3,24E-29
Comp Mole Frac (Ethane)	0,000368	0,261596	0,158522	0,261596	0,158522	4,34E-16
Comp Mole Frac (Propane)	0,364464	0,188215	0,318008	0,188215	0,318008	1,66E-08
Comp Mole Frac (i-Butane)	0,223502	0,040267	0,141795	0,040267	0,141795	2,64E-05
Comp Mole Frac (n-Butane)	0,247343	0,032046	0,148942	0,032046	0,148942	0,000407
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0,092057	0,006974	0,067621	0,006974	0,067621	0,245269
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0,031031	0,002628	0,031968	0,002628	0,031968	0,225786
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0,002267	0,000426	0,013097	0,000426	0,013097	0,18557
Comp Mole Frac (n-Heptane)	8,76E-05	0,000156	0,011474	0,000156	0,011474	0,180579
Comp Mole Frac (n-Octane)	4,84E-07	2,83E-05	0,004991	2,83E-05	0,004991	0,079293
Comp Mole Frac (n-Nonane)	2,09E-09	7,91E-06	0,003354	7,91E-06	0,003354	0,053419
Comp Mole Frac (n-Decane)	1,11E-11	1,80E-06	0,001723	1,80E-06	0,001723	0,027467
Comp Mole Frac (H2O)	3,21E-09	0,00156	0,000576	0,00156	0,000576	3,55E-23
Comp Mole Frac (CO2)	9,98E-10	0,011981	0,003507	0,011981	0,003507	2,81E-25
Comp Mole Frac (Nitrogen)	5,04E-18	0,006713	0,000401	0,006713	0,000401	2,71E-40
Comp Mole Frac (H2S)	3,78E-05	0,008612	0,005768	0,008612	0,005768	1,81E-16
Comp Mole Frac (Methanol)	0,038843	0,002247	0,021839	0,002247	0,021839	0,002184
Iтого	1	1	1	1	1	1

Продовження таблиці 2.3 - Компонентний склад потоків

Наіменування компоненту	Молярна фракція (доля)				
	300-19	400-37	400-38	400-39	
Comp Mole Frac (Methane)	0,067611	2,92E-11	0	0	
Comp Mole Frac (Ethane)	0,158856	0,000368	0	0	
Comp Mole Frac (Propane)	0,317588	0,364464	0	0	
Comp Mole Frac (i-Butane)	0,141466	0,223502	0	0	
Comp Mole Frac (n-Butane)	0,148564	0,247343	0	0	
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0,067425	0,092057	0	0	
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0,031873	0,031031	0	0	
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0,013056	0,002267	0	0	
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0,011437	8,76E-05	0	0	
Comp Mole Frac (n-Octane)	0,004975	4,84E-07	0	0	
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0,003343	2,09E-09	0	0	
Comp Mole Frac (n-Decane)	0,001717	1,11E-11	0	0	
Comp Mole Frac (H2O)	0,000579	3,21E-09	1	1	
Comp Mole Frac (CO2)	0,003534	9,98E-10	0	0	
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0,000421	5,04E-18	0	0	
Comp Mole Frac (H2S)	0,005777	3,78E-05	0	0	
Comp Mole Frac (Methanol)	0,021775	0,038843	0	0	
Ітого	1	1	1	1	

### 2.4.2.2 Матеріально-тепловий баланс Колони деетанізації

На рисунку 2.7 приведена розрахункова схема матеріально-теплого балансу колони деетанізації.

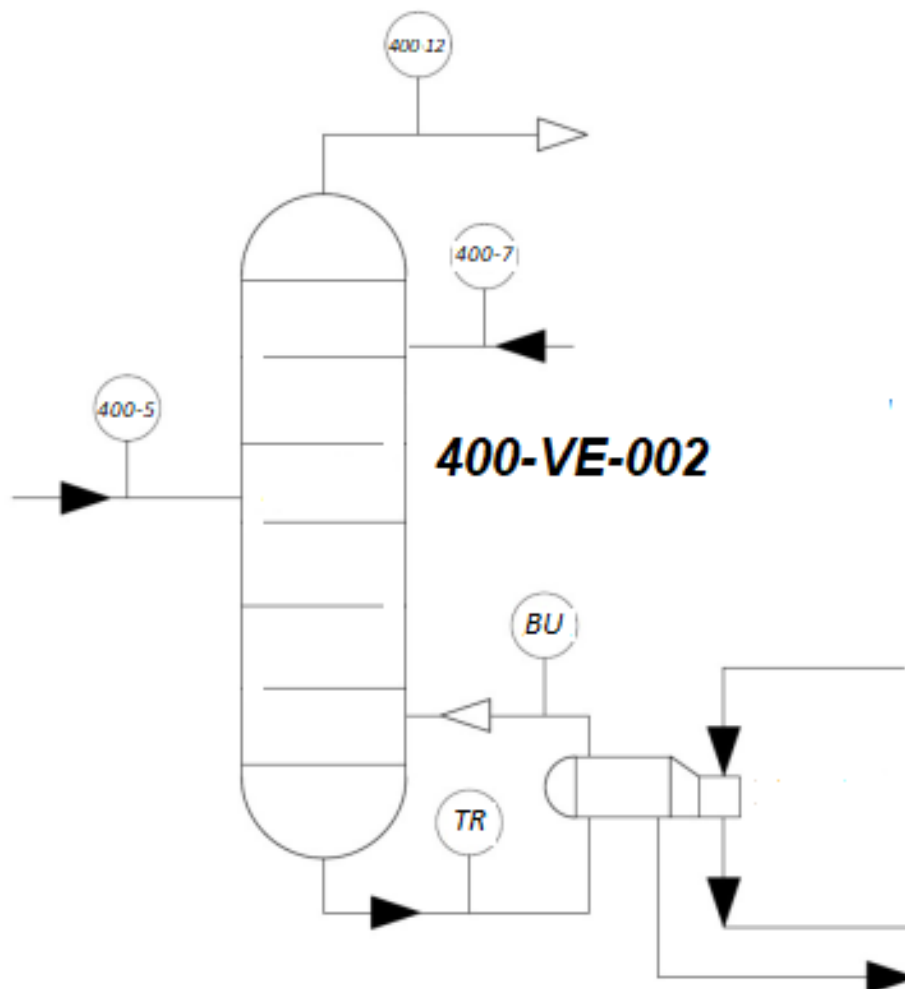


Рисунок 2.7 – Розрахункова схема колони деетанізації

В таблиці 1.4 наведені вихідні данні *для розрахунку конструктива колони деетанізації*, а саме вхідний потік в точці 400-5, потік зрошування в точці 400-7, вихід газу деетанізації з колони потік в точці 400-12, а також теплові потоки TR (вхід на випарювач з куба колони ШФЛВ) та BU (вихід з випарювача перегрітого потоку ШФЛВ в кубову частину колони).

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44



Таблиця 2.4 – Вихідні данні для розрахунку МТБ колони деетанізації

Номер потоку	400-5	400-7	400-12	TR (To reboiler)	BU (Boilup)
Температура, °C	70...72	31,41...32 ,25	43,68...44,1	85,91	94,52
Давление, МПа (изб.)	1,799	2,099	1,749	1,8	1,8
Розхід речовини, kg/h	2383	9534	3722	14880	6678
Молекулярна маса	48,54	48,54	36,16	54,69	51,6
Молярна доля пари	0,5074	0,0221	1,00	0,00	1,00
Щільність суміші, kg/m <sup>3</sup> (в робочих умовах)	73,91	427,9	31,42	467,6	44,53
В'язкість суміші, sP (в робочих умовах)	-	-	0,0107	0,08755	0,0109
Ентальпія суміші, kJ/kg	-2537	-2755	-2708	-2505	-2252
Содержание компонентов, %	Мольн.	Мольн.	Мольн.	Мольн.	Мольн.
CH <sub>4</sub>	6,64	6,64	15,84	0,00	0,00
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	15,85	15,85	37,77	0,07	0,01
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	31,8	31,8	30,81	41,59	51,94
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	14,18	14,18	6,2	19,78	19,49
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	14,89	14,89	4,95	20,20	18,03
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	6,76	6,76	1,09	8,22	5,28
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3,2	3,2	0,42	3,78	2,21
nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1,31	1,31	0,07	1,39	0,5
nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	1,15	1,15	0,03	1,14	0,24
nC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,5	0,5	0,01	0,48	0,06
nC <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,34	0,34	0,00	0,31	0,02
nC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,17	0,17	0,00	0,16	0,01
H <sub>2</sub> O	0,06	0,06	0,14	0,00	0,00
CO <sub>2</sub>	0,35	0,35	0,84	0,00	0,00
N <sub>2</sub>	0,04	0,04	0,1	0,00	0,00
H <sub>2</sub> S	0,58	0,58	1,37	0,01	0,01
Метанол	2,18	2,18	0,38	2,88	2,11
Итого	100	100	100	100	100

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

Лист

45

## 2.5 Конструктивні розрахунки

Конструктивний, тепловий та гідравлічний розрахунки колони деетанізації 400-VE-002 виконані в програмному комплексі Aspen HYSYS V11.

Розрахункова схема (рисунок 2.8) внутрішніх елементів колони деетанізації 400-VE-002 наведена нижче:

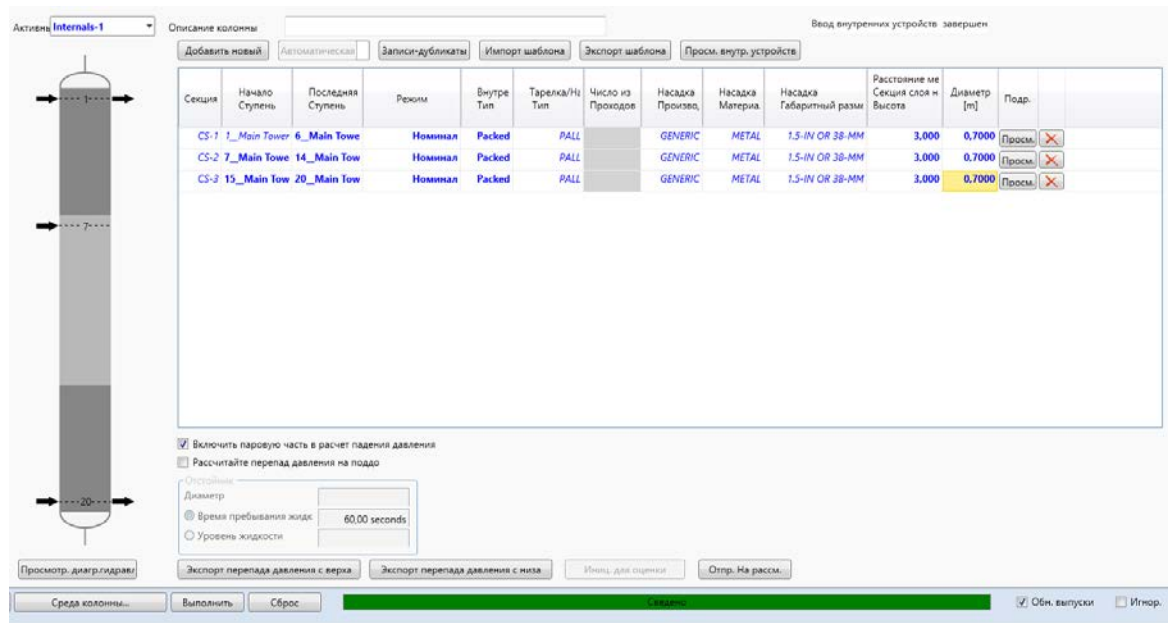


Рисунок 2.8 - Розрахункова схема

Загальні результати конструктивних та гідравлічних розрахунків колони деетанізації 400-VE-002 наведені нижче:

**Сводка по внутренним устр**

Количество ступеней	20
Общая высота [m]	9,000
Общее падение напора [mm]	948,9
Общее падение давления [mbar]	44,30
Количество секций	3
Количество диаметров	1
Падение давления в поддоне [k]	<пусто>

**Сводка по секция**

Секция	Начать	Конец	Диаметр [m]	Высота [m]	Внутре Тип	Тарелка или Тип	Секционный перепад p [mbar]	Приближение к зат [%]	Ограничен Ступень	
CS-1	1_Main Tower	6_Main Tower	0,7000	3,000	Packed	PALL	12,83	56,70	6_Main Tower	Просм.
CS-2	7_Main Tower	14_Main Tower	0,7000	3,000	Packed	PALL	15,14	63,00	14_Main Tower	Просм.
CS-3	15_Main Tower	20_Main Tower	0,7000	3,000	Packed	PALL	16,33	64,77	20_Main Tower	Просм.

Рисунок 2.9 - Результати конструктивних та гідравлічних розрахунків колони деетанізації



## 2.6 Розрахунок діаметрів штуцерів

Внутрішній діаметр трубопроводу круглого перерізу розраховуємо за формулою:

$$D = \sqrt{\frac{G}{\rho \cdot 3600 \cdot 0.785 \cdot \omega}} \text{ м} \quad (2.17)$$

где  $G$  – об'ємна витрата середовища в трубопроводі м<sup>3</sup>/с;

$\rho$  – щільність середовища в трубопроводі кг/м<sup>3</sup>;

$\omega$  – швидкість руху середовища в трубопроводі м/с.

Розраховуємо діаметр штуцерів (дивись рисунок 2.7), а саме:

- вхідний потік в точці 400-5;
- потік зрошування в точці 400-7;
- вихід газу деетанізації з колони потік в точці 400-12;
- вхід на випарювач з куба колони ШФЛВ TR 400-14;
- вихід з випарювача перегрітого потоку ШФЛВ в кубову частину

колони BU 400-15.

Результати розрахунку основних штуцерів наведено в таблиці 2.5

Повний розрахунок та схема наведені у додатку Б

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Таблиця 2.5 - Результати розрахунку основних штуцерів колони дестанізації

Номер потоку	Наменування лінії	Росхід, кг/год	Росхід, в м³/год	Щільність (н.у.), кг/м³	Росхід, м³/с	Росхід газу в роб. умовах, м³/с	Температура робоча, °С	Тиск, МПа (надл.)	Швидкість, м/с		Діаметр трубопроводу, мм		Характеристика трубопроводу, мм зовнішній товщина стінки	
									нормативна	розрахунков а	розрахунков и	розрахунков и		
400-005	Вихід нестабільного конденсату з 400-НА-001А,В, вхід до К-401	2383,0	32,2	73,910	0,0090	-	70,00	1,800	0,5	0,51	151,02	149	159	5
400-007	Вхід нестабільного конденсату до 400-VE-002	9534,0	22,3	427,900	0,0062	-	31,41	2,100	0,5	0,355	125,54	149	159	5
400-012	Вихід газу дестанізації з 400-VE-002 на БКУ	3722,0	2305,7	1,614	0,6405	0,0374	43,68	1,750	10	7,44	69,02	80	89	4,5
400-014	Вихід ШФЛВ з колони 400-VE-002 до випарювача 400-HR-002	14970,0	32,0	467,500	0,00889	-	86,04	1,800	0,5	0,51	150,50	149	159	5
400-015	Повернення пари від 400-HR-002 до колони 400-VE-002	6772,0				0,0502	94,56	1,800	10	9,98	79,91	80	89	4,5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

Лист

49

## 2.7 Визначення гідравлічного опору колони

Виконаємо гідравлічний розрахунок кожної секції колони деетанізації 400-VE-002.

Вихідні данні для гідравлічного розрахунку секції 1 наведені нижче в таблиці (дивись рисунок 2.11)

Начальная ступень секции	1_Main Tower
Конечная ступень секции	6_Main Tower
Диаметр колонны [m]	0,7000
Высота слоя насадки на ступень [m]	0,5000
Высота секции [m]	3,000
Максимальный % Ёмкости (Постоянная L/V) [%]	56,70
Максимальный фактор ёмкости [m/s]	3,324e-002
Секционный перепад давления [mbar]	12,83
Среднее падение давление/ высоты [mbar/m]	4,277
Среднее падение давления/Высоты (сопротивление) [mbar,	0,6824
Макс. задер. жидк. в ступ. [m3]	1,876e-002
Макс. поверх. скор. жидк. [m3/h-m2]	63,69
Maximum % Capacity (Constant L) [%]	44,07
Maximum Fs [sqrt(Pa)]	0,7006
Maximum Approach To System Limit [%]	27,98

Рисунок 2.11 - Вихідні данні для гідравлічного розрахунку секції 1

Результати гідравлічного розрахунку для секції 1 наведені нижче в таблиці (дивись рисунок 2.12)

Профиль секции насады											
Ступ.	Высота насадки [m]	% Ёмкости (Постоянная L/V) [%]	% Ёмкости (Постоянная L) [%]	Паден. давл. [mbar]	Падение давления /Высота (Трение) [mbar/m]	Жидкостная задержка [m3]	Скор. жидкости [m3/h-m2]	Fs [sqrt(Pa)]	Cs [m/s]	Приближение к системному ограничению [%]	
1_Main Tower	0,5000	45,03	31,91	1,890	0,4557	1,631e-002	52,18	0,5570	2,561e-002	20,09	
2_Main Tower	1,000	49,25	36,11	2,039	0,5744	1,729e-002	56,78	0,6057	2,825e-002	22,81	
3_Main Tower	1,500	52,05	39,05	2,131	0,6692	1,783e-002	59,34	0,6417	3,013e-002	24,70	
4_Main Tower	2,000	54,03	41,16	2,203	0,7422	1,822e-002	61,17	0,6667	3,145e-002	26,06	
5_Main Tower	2,500	55,56	42,82	2,262	0,8029	1,853e-002	62,62	0,6861	3,248e-002	27,15	
6_Main Tower	3,000	56,70	44,07	2,307	0,8500	1,876e-002	63,69	0,7006	3,324e-002	27,98	

Рисунок 2.12 - Результати гідравлічного розрахунку для секції 1

Вихідні данні для гідравлічного розрахунку секції 2 наведені нижче в таблиці (дивись рисунок 2.13)

Начальная ступень секции	7_Main Tower
Конечная ступень секции	14_Main Tower
Диаметр колонны [m]	0,7000
Высота слоя насадки на ступень [m]	0,3750
Высота секции [m]	3,000
Максимальный % Ёмкости (Постоянная L/V) [%]	63,00
Максимальный фактор ёмкости [m/s]	3,450e-002
Секционный перепад давления [mbar]	15,14
Среднее падение давления/ высоты [mbar/m]	5,047
Среднее падение давления/Высоты (сопротивление) [mbar,	0,9578
Макс. задер. жидк. в ступ. [m3]	1,665e-002
Макс. поверх. скор. жидк. [m3/h-m2]	81,32
Maximum % Capacity (Constant L) [%]	50,00
Maximum Fs [sqrt(Pa)]	0,7116
Maximum Approach To System Limit [%]	30,92

Рисунок 2.13 - Вихідні данні для гідравлічного розрахунку секції 2

Результати гідравлічного розрахунку для секції 2 наведені нижче в таблиці (дивись рисунок 2.14)

Профиль секции насады										
Ступ.	Высота насадки [m]	% Ёмкости (Постоянная L/V) [%]	% Ёмкости (Постоянная L) [%]	Паден. давл. [mbar]	Падение давления/Высота (Трение) [mbar/m]	Жидкостная задержка [m3]	Скор. жидкости [m3/h-m2]	Fs [sqrt(Pa)]	Cs [m/s]	Приближение к системному ограничению [%]
7_Main Tower	0,3750	60,19	47,33	1,795	0,9890	1,530e-002	71,92	0,7188	3,412e-002	28,91
8_Main Tower	0,7500	56,31	42,30	1,787	0,7719	1,563e-002	74,79	0,6286	3,007e-002	25,94
9_Main Tower	1,125	58,28	44,53	1,842	0,8555	1,592e-002	76,67	0,6534	3,138e-002	27,36
10_Main Tower	1,500	59,74	46,20	1,886	0,9214	1,614e-002	78,09	0,6717	3,235e-002	28,44
11_Main Tower	1,875	60,88	47,52	1,921	0,9749	1,632e-002	79,21	0,6858	3,310e-002	29,30
12_Main Tower	2,250	61,77	48,56	1,949	1,018	1,646e-002	80,09	0,6967	3,369e-002	29,97
13_Main Tower	2,625	62,46	49,37	1,971	1,052	1,657e-002	80,78	0,7052	3,414e-002	30,50
14_Main Tower	3,000	63,00	50,00	1,990	1,080	1,665e-002	81,32	0,7116	3,450e-002	30,92

Рисунок 2.14 - Результаты гідравлічного розрахунку для секції 2

Вихідні данні для гідравлічного розрахунку секції 3 наведені нижче в таблиці (дивись рисунок 2.15)

Начальная ступень секции	15_Main Tower
Конечная ступень секции	20_Main Tower
Диаметр колонны [m]	0,7000
Высота слоя насадки на ступень [m]	0,5000
Высота секции [m]	3,000
Максимальный % Ёмкости (Постоянная L/V) [%]	64,77
Максимальный фактор ёмкости [m/s]	3,562e-002
Секционный перепад давления [mbar]	16,33
Среднее падение давление/ высоты [mbar/m]	5,442
Среднее падение давления/Высоты (сопротивление) [mbar,	1,143
Макс. задер. жидк. в ступ. [m3]	2,260e-002
Макс. поверх. скор. жидк. [m3/h-m2]	83,19
Maximum % Capacity (Constant L) [%]	7,6687e+170
Maximum Fs [sqrt(Pa)]	9,296e+199
Maximum Approach To System Limit [%]	9,0404e+223

Рисунок 2.15 - Вихідні данні для гідравлічного розрахунку секції 3

Результати гідравлічного розрахунку для секції 3 наведені нижче в таблиці (дивись рисунок 2.16)

Профіль секції насади										
Ступ.	Высота насадки [m]	% Ёмкости (Постоянная L/V) [%]	% Ёмкости (Постоянная L) [%]	Паден. давл. [mbar]	Падение давления /Высота (Трение) [mbar/m]	Жидкостная задержка [мз]	Скор. жидкости [мз/н-м2]	Fs [sqrt(Pa)]	Cs [m/s]	Приближение к системному ограничению [%]
15_Main Tower	0,5000	63,42	50,50	2,673	1,101	2,230e-002	81,76	0,7167	3,477e-002	31,24
16_Main Tower	1,000	63,77	50,91	2,691	1,119	2,238e-002	82,12	0,7208	3,500e-002	31,51
17_Main Tower	1,500	64,08	51,28	2,708	1,136	2,245e-002	82,45	0,7245	3,520e-002	31,75
18_Main Tower	2,000	64,41	51,67	2,729	1,154	2,252e-002	82,80	0,7283	3,540e-002	31,99
19_Main Tower	2,500	64,76	52,07	2,755	1,173	2,260e-002	83,16	0,7322	3,562e-002	32,24
20_Main Tower	3,000	64,77	52,09	2,770	1,175	2,260e-002	83,19	0,7326	3,562e-002	32,26

Рисунок 2.16 - Результати гідравлічного розрахунку для секції 3

За результатами розрахунків загальне зниження тиску в колоні складає 44,3 мбар.

Втрати тиску по кожній секції становлять:

- 1-а секція – 12,83 мбар;
- 2-а секція – 15,14 мбар;
- 3-я секція – 16,33 мбар.



## 2.8 Вибір допоміжного обладнання

### Вибір насоса

Зробимо вибір насоса 400-РА-002 для подачі некондеційного продукту в процес в ємність 400-VA-001 (буферная емкость), дивись технологічну схему рисунок 2.6.

Фактична швидкість некондеційного продукту (ШФЛВ) в трубопроводі при  $Dy=80\text{мм}$ :

$$\omega = \frac{Q}{3600 \cdot 0,785 \cdot d^2} = \frac{5}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,05^2} = 0,7 \text{ м/с.}$$

Приймаємо, що корозія трубопроводу незначна. Визначимо втрати на тертя та місцеві опори.

$$Re = \omega d \rho / \mu, \quad (2.18)$$

$$Re = 1,66 \cdot 0,05 \cdot 600 / 0,00027 = 184\,444.$$

Приймаємо за [6] абсолютну шорсткість рівною:

$$\Delta = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м, тогдa:}$$

$$e = \Delta / d = 1 \cdot 10^{-4} / 0,05 = 0,002.$$

Далі отримаємо:

$$10/e = 10/0,002 = 5000,$$

$$560/e = 560/0,002 = 280000$$

$$10/e < Re < 560/e$$

$$5000 < 184\,444 < 280\,000.$$

Таким чином розрахунок ведемо для зони змішаного тертя.

Коефіцієнт тертя визначимо за формулою:

$$\lambda = 0,11 \left( e + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}; \quad (2.19)$$

$$\lambda = 0,11 \left( 0,002 + \frac{68}{184444} \right)^{0,25} = 0,024.$$

Визначимо суму коефіцієнтів місцевих опорів:

Для всмоктувальної лінії:

1. Вхід у трубу (приймаємо з гострими краями) [6]:  $\zeta_1 = 0,5$ ;

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

2. Прямоточні вентиля [6], при  $D_y=100$ ,  $\zeta_2=0,5$ , поправочний коефіцієнт при  $Re=184\,444$ ,  $K=0,93$ .

$$\zeta_2=0,5 \cdot 0,93=0,465;$$

3. Отводи : коефіцієнт  $A=1,0$ ,  $B=0,21$  [6].

$$\zeta_3=AB=0,21.$$

Сума коефіцієнтів місцевих опорів у всмоктувальній лінії:

$$\sum \zeta = \zeta_1 + 2\zeta_2 + 2\zeta_3; \quad (2.20)$$

$$\sum \zeta = \zeta_1 + 2\zeta_2 + 2\zeta_3 = 0,5 + 2 \cdot 0,465 + 5 \cdot 0,21 = 2,48.$$

Втрачений натиск у всмоктувальній лінії:

$$h_{н.вс} = (\lambda \frac{lm}{d_{\text{э}}} + \sum \zeta) \frac{\omega^2}{2g}, \quad (2.21)$$

где  $lm$  – довжина трубопроводу,  $lm=5\text{м}$ .

$$h_{н.вс} = (0,024 \frac{5}{0,05} + 2,48) \frac{0,7^2}{2 \cdot 9,81} = 0,121\text{м}$$

Для нагнітальної лінії:

1. Вхід у трубу:  $\zeta_1=0,5$ ;

2. Прямоточний ventиль, при  $D_y=50$ ,  $\zeta_2=0,72$ ;

3. Відводи: коефіцієнт  $\zeta_3=AB=0,21$ .

4. Зворотні клапани  $\zeta_4=1,5$ .

Сума коефіцієнтів місцевих опорів у нагнітальній лінії:

$$\sum \zeta = \zeta_1 + \zeta_2 + 2\zeta_3 + 2\zeta_4; \quad (2.22)$$

$$\sum \zeta = 0,5 + 0,72 + 10 \cdot 0,21 + 1,5 = 4,82.$$

Втрачений напір у нагнітальній лінії:

$$h_{н..н} = (0,024 \frac{200}{0,05} + 4,82) \frac{0,7^2}{2 \cdot 9,81} = 2,5\text{м}$$

Загальні втрати напору:

$$h_{п} = 0,121 + 2,5 = 2,621\text{м}.$$

Напір насоса визначається за формулою:

$$H = (p_2 - p_1) / (\rho g) + H_2 + h_{п}; \quad (2.23)$$

де  $P_1$  – тиск у ємності 400-VA-005  $P_1=0,05 \cdot 10^6$  Па;

$P_2$  – тиск у ємності 400-VA-001  $P_2=3,0 \cdot 10^6$  Па;

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$H_g$  – геометрическая высота подъема жидкости,  $H_g=8\text{м}$ .

$$H = (3 \cdot 10^6 - 0,05 \cdot 10^6) / (600 \cdot 9,81) + 8 + 2,621 = 511,8\text{м}$$

Такий напір за заданої продуктивності забезпечується спеціальними відцентровими насосами. З огляду на широке поширення цих насосів у промисловості, зважаючи на досить високий к.к.д., компактність і зручність комбінування з електродвигунами, вибираємо для подальшого розгляду саме ці насоси.

Корисна потужність насоса:

$$N_n = \rho g Q H ; \quad (2.24)$$

$$N_n = 600 \cdot 9,81 \cdot 0,0014 \cdot 511,8 = 4183 \text{ Вт} = 4,2 \text{ кВт}$$

Приймаємо  $\eta_{\text{пер}}=1$ ,  $\eta_n=0,6$ , знайдемо потужність на валу:

$$N = 4,2 / 0,6 = 6,97 \text{ кВт}.$$

Приймаємо відцентровий безсальниковий електронасос марки БСН-330-ДМС, призначений для перекачування вуглеводородних фракцій, з такими характеристиками:

- подача,  $\text{м}^3/\text{ч}$  – 20-35;
- напір,  $\text{м}$  – 650;
- потужність двигуна,  $\text{кВт}$  – 110;
- допустимий кавітаційний запас,  $\text{м}$  – 2,2;

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

### 3 Проектно-конструкторська частина

#### 3.1 Вибір конструкційних матеріалів

Згідно з рекомендаціями [5], виходячи з агресивності середовища (великої кількості сірководню), що переробляється, приймаємо як конструкційний матеріал сталь 08X18H10T.

Сталь 08X18H10T відноситься до класу легованих, корозійностійких, жаростійких сталей аустенітної групи.

Постачається – у вигляді сортового та листового прокату, каліброваного прутка та кованих заготовок.

*Основні сфери застосування сталі 08X18H10T:*

08X18H10T використовується для виготовлення зварних агрегатів та пристроїв, експлуатація яких проходить в умовах високої агресивності; теплообмінників та муфелів; трубопровідної продукції, вузлів пічної арматури, електродів іскрових запалювальних свічок.

Маркування сталі 08X18H10T

Розшифровка: "08" вказує на вміст вуглецю до 0,08%, "X18" - показник введення в сплав хрому в кількості 18%, "H10" - визначає вміст нікелю до 10%, літера "Т" в кінці маркування - вміст титану у кількості до 1,0%. Розшифрування 08X18H10T повністю розкриває основні показники сталі.

Таблиця 3.1 - Хімічний склад сталі 08X18H10T

C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	V	Ti	Cu	W	Fe
<0,08	<0,8	<2,0	<0,035	<0,02	17,0- 19,0	<0,3	9,0- 11,0	<0,2	<0,7	<0,4	<0,2	інше

Таблиця 3.2 - Технологічні властивості

Питома вага	Термообробка	Температура кування	Твердість матеріалу	Зварюваність матеріалу
7900 кг/м <sup>3</sup>	Загартування при 1020–1100°C, Охолодження повітря	Початок при 1220°C, кінець при 900°C. Перерізи до 300 мм охолоджуються на повітрі	НВ 10 <sup>-1</sup> = 179 МПа	Без обмежень

Зварюваність не має обмежень. Для зварювання використовують будь-які методи – ручне та автоматичне дугове зварювання, електрошлакове зварювання, контактне зварювання.

Термічна обробка значно підвищує твердість сталі - як правило, це загартування та охолодження на повітрі або в масляному розчині.

## 3.2 Розрахунки на міцність, стійкість та герметичність

### 3.2.1 Визначення товщини стінки обичайки

Розрахунки на міцність, стійкість та герметичність виконано за допомогою програмного комплексу «Пассат 3.04.0.5».

Вид випробування	Гідравлячне випробування
Тиск випробування	3,5МПа
Сесмічність	8 балів МСК
Швідкистний тиск вітру	0,00038 МПа

Загальний вид колони дестанізації дивись рисунок 3.1

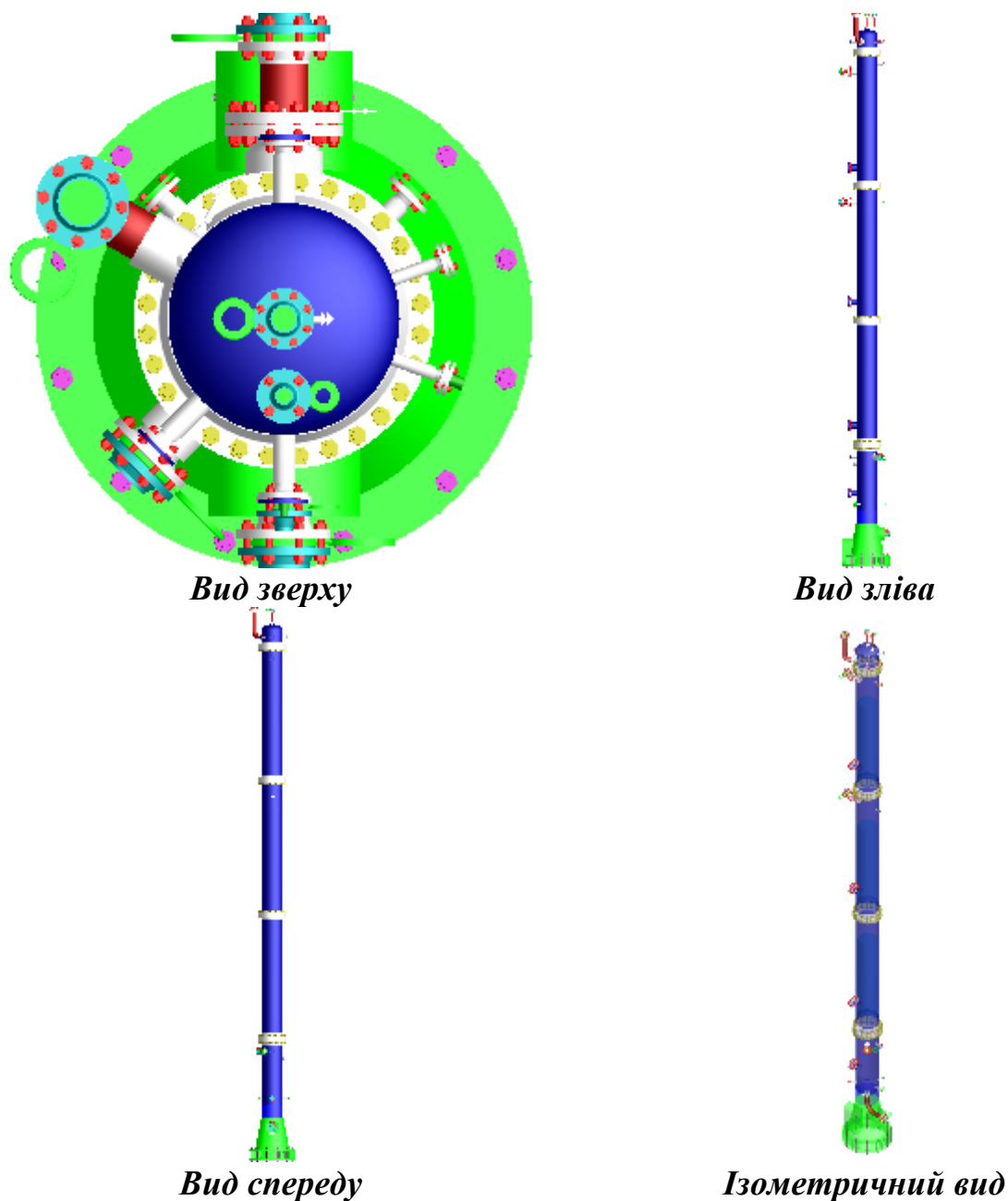


Рисунок 3.1 – Загальний вид колони дестанізації

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Розрахунок товщини стінки апарата та розрахунок на міцність проведено для обичайки нижньої царги. Розрахункова схема наведена на рисунку 3.2

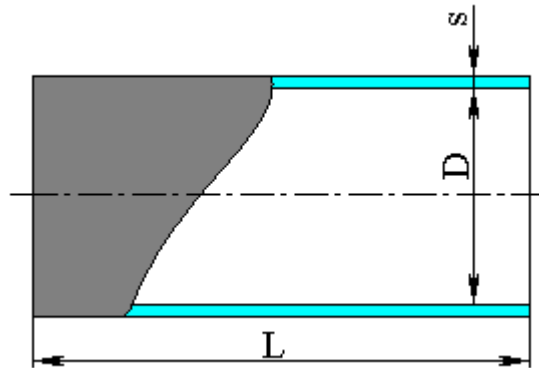


Рисунок 3.2 - Розрахункова схема обичайки нижньої царги

**Вихідні данні:**

Матеріал:	08X18H10T Лист
Внутрішній діаметр, D:	700 мм
Товщина стінки, s:	18 мм
Прибавка для компенсації корозії та ерозії, c <sub>1</sub> :	3 мм
Прибавка для компенсації мінусового допуску, c <sub>2</sub> :	0,8 мм
Прибавка технологічна, c <sub>3</sub> :	0 мм
Сума прибавок до розрахункової товщини стінки, c:	3,8 мм
Довжина обичайки, L:	2000 мм

**Розрахунок при робочих умовах**

Умови навантаження:

Розрахункова температура, T:	150 °C
Розрахунковий внутрішній надлишковий тиск, p:	2,5038 МПа
Розрахунковий згинальний момент, M:	5,5425·10 <sup>5</sup> Н·м
Розрахункове поперечне зусилля, Q:	32281 Н
Розрахункове осьове стискаюче зусилля, F:	69532 Н
Розрахунковий момент, що крутить, Mt:	0 Н·м

Розрахунок на міцність та стійкість по ГОСТ 34233.2-2017

Допустима напруга для матеріалу 08X18H10T Лист при температурі 150 °C (робочі умови, корозійне середовище, категорія апарату III, IV):

$$[\sigma] = \min \left( \frac{R_{eHt}}{n_T}; \frac{R_{mHt}}{n_B} \right) = \min \{ 222 / 1,6; 455 / 2,6 \} = 138,75 \text{ МПа}$$

Модуль поздовжньої пружності для матеріалу 08X18H10T Лист при температурі T = 150 °C:

$$E = 1,99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Гладка обичайка, навантажена внутрішнім надлишковим тиском

Розрахункова товщина стінки з урахуванням надбавок:

$$s_p + c = \frac{p \cdot \varphi_p}{2 \cdot [\sigma]} = (2,5038 \cdot 700) / (2 \cdot 138,75 \cdot 1 - 2,5038) + 3,8 = 10,173 \text{ мм}$$

10,173 мм □ 18 мм

Висновок: **Умову працездатності виконано.**

Допустимий тиск:

$$[p] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_p \cdot (s - c)}{D + (s - c)} = 2 \cdot 138,75 \cdot 1 \cdot (18 - 3,8) / (700 + 18 - 3,8) = 5,5174 \text{ МПа}$$

5,5174 МПа □ 2,5038 МПа

Висновок: **Умову міцності виконано.**

Мінімальна відстань між "одиначними" штуцерами:

$$b_0 = 2 \cdot \sqrt{D \cdot (s - c)} = 2 \cdot (700 \cdot (18 - 3,8))^{1/2} = 199,4 \text{ мм}$$

Розрахункова довжина для розрахунку від дії осьової сили:

$$l_F = 2098,3 \text{ мм}$$

Обичайка, навантажена осьовим стискаючим зусиллям

Допустиме осьове стискаюче зусилля з умови міцності:

$$[F]_{\text{м}} = \pi \cdot (D + s - c) \cdot (s - c) \cdot [\sigma] = \frac{3,1416 \cdot (700 + 18 - 3,8) \cdot (18 - 3,8)}{138,75} = 4,4207 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Допустиме осьове стискаюче зусилля з умови місцевої стійкості:

$$[F]_{\text{ел}} = \frac{31,0 \cdot 10^{-5} \cdot E}{n_y} \cdot D^2 \cdot \left[ \frac{100 \cdot (s - c)}{D} \right]^{2,5} = \frac{310 \cdot 10^6 \cdot 1,99 \cdot 10^5 \cdot 700^2}{(100 \cdot (18 - 3,8) / 700)^{2,5} \cdot (2,4)} = 7,382 \cdot 10^7 \text{ Н}$$



Наведена довжина:  $l_{\text{пр}} = 4196,7 \text{ мм}$

Гнучкість:

$$\lambda = \frac{2,83 \cdot l_{\text{пр}}}{D + s - c} = 2,83 \cdot 4196,7 / (700 + 18 - 3,8) = 16,629$$

Допустиме осьове стискаюче зусилля з умови загальної стійкості:

$$[F]_{\text{Е2}} = \frac{\pi \cdot (D + s - c) \cdot (s - c) \cdot E}{n_y} \cdot \left( \frac{\pi}{\lambda} \right)^2 = \frac{3,1416 \cdot (700 + 18 - 3,8) \cdot (18 - 3,8)}{1,99 \cdot 10^5 / (2,4)} \cdot (3,1416 / 16,629)^2 = 9,4288 \cdot 10^7 \text{ Н}$$

Допустиме осьове стискаюче зусилля з умови стійкості:

$$[F]_{\text{Е}} = \min \{ [F]_{\text{ел}}, [F]_{\text{Е2}} \} = \min \{ 7,382 \cdot 10^7, 9,4288 \cdot 10^7 \} = 7,382 \cdot 10^7 \text{ Н}$$

Допустиме осьове стискаюче зусилля:

$$[F] = \frac{[F]_{\text{м}}}{\sqrt{1 + \left( \frac{[F]_{\text{м}}}{[F]_{\text{Е}}} \right)^2}} = \frac{4,4207 \cdot 10^6}{\sqrt{1 + (4,4207 \cdot 10^6 / 7,382 \cdot 10^7)^2}} = 4,4128 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

4,4128 · 10<sup>6</sup> Н □ 69532 Н

Висновок: **Умову міцності та стійкості виконано.**

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				



Обичайка, навантажена згинальним моментом

Допустимий згинальний момент із умови міцності з боку стиску:

$$[M]_{\Pi} = \frac{D}{4} \cdot [F]_{\Pi} = 700 / 4 * 4,4207 \cdot 10^6 = 7,7362 \cdot 10^5 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

Допускається згинальний момент з умови стійкості в межах пружності:

$$[M]_{\text{E}} = \frac{D}{3,5} \cdot [F]_{\text{E1}} = 700 / 3,5 * 7,382 \cdot 10^7 = 1,4764 \cdot 10^7 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

Допустимий згинальний момент:

$$[M] = \frac{[M]_{\Pi}}{\sqrt{1 + \left(\frac{[M]_{\Pi}}{[M]_{\text{E}}}\right)^2}} = \frac{7,7362 \cdot 10^5}{\sqrt{1 + (7,7362 \cdot 10^5 / 1,4764 \cdot 10^7)^2}} = 7,7256 \cdot 10^5 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

$$7,7256 \cdot 10^5 \text{ Н}\cdot\text{м} \square 5,5425 \cdot 10^5 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

**Висновок: Умову міцності та стійкості виконано.**

Обичайка, навантажена поперечним зусиллям

Допустиме поперечне зусилля з умови міцності:

$$[Q]_{\Pi} = 0,25 \cdot \pi \cdot D \cdot (s - c) \cdot [\sigma] = \frac{0,25 * 3,1416 * 700 * (18 - 3,8)}{138,75} = 1,0832 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Розрахункова довжина для розрахунку від дії тиску:

$$l_p = 2098,3 \text{ мм}$$

Розрахункова довжина для розрахунку від дії поперечної сили:

$$l_Q = 2098,3 \text{ мм}$$

Допустиме поперечне зусилля з умови стійкості:

$$[Q]_{\text{E}} = \frac{2,4 \cdot E \cdot (s - c)^2}{n_y} \left[ 0,18 + 3,3 \cdot \frac{D(s - c)}{l^2} \right] = \frac{2,4 * 1,99 \cdot 10^5 * (18 - 3,8)^2}{2,4 * (0,18 + 3,3 * 700 * (18 - 3,8) / 2098,3^2)} = 7,5217 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Допустиме поперечне зусилля:

$$[Q] = \frac{[Q]_{\Pi}}{\sqrt{1 + \left(\frac{[Q]_{\Pi}}{[Q]_{\text{E}}}\right)^2}} = \frac{1,0832 \cdot 10^6}{\sqrt{1 + (1,0832 \cdot 10^6 / 7,5217 \cdot 10^6)^2}} = 1,0721 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

$$1,0721 \cdot 10^6 \text{ Н} \square 32281 \text{ Н}$$

**Висновок: Умову міцності та стійкості виконано.**

Обичайка, що працює під спільною дією навантажень

Обичайка, що працює під спільною дією зовнішнього тиску, осьового стискаючого зусилля, згинального моменту та поперечного зусилля.

$$\text{Перевірка умови стійкості: } \left\{ \frac{p}{[p]} + \frac{F}{[F]} + \frac{M}{[M]} + \left(\frac{Q}{[Q]}\right)^2 \leq 1 \right\}$$

$$\frac{p}{[p]} + \frac{F}{[F]} + \frac{M}{[M]} + \left(\frac{Q}{[Q]}\right)^2 = 0 / 0 + 69532 / 4,4128 \cdot 10^6 + 5,5425 \cdot 10^5 / 7,7256 \cdot 10^5 = 0,73408 \square 1$$

**Висновок: Умову стійкості виконано.**

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

Обичайка, навантажена осьовим зусиллям, що розтягує.

Допустиме осьове зусилля, що розтягує:

$$[F] = \pi \cdot (D + s - c) \cdot (s - c) \cdot [\sigma] \cdot \varphi_T = \frac{3,1416 \cdot (700 + 18 - 3,8) \cdot (18 - 3,8) \cdot 138,75 \cdot 1}{1} = 4,4207 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Допустимий згинальний момент з умови міцності з боку розтягування:

$$[M]_{\text{гр}} = \frac{D}{4} \cdot [F] = 700 / 4 \cdot 4,4207 \cdot 10^6 = 7,7362 \cdot 10^5 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

Обичайка, що працює під спільною дією внутрішнього тиску, осьового зусилля, що розтягує, і згинального моменту.

$$\text{Перевірка умови міцності: } \frac{F + p \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}}{[F]} + \frac{M}{[M]_{\text{гр}}} \leq 1,0$$

$$\frac{F + p \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}}{[F]} + \frac{M}{[M]_{\text{гр}}} = \frac{-69532 + 2,5038 \cdot 3,1416 \cdot 700^2 / 4}{5,5425 \cdot 10^5} + \frac{7,7362 \cdot 10^5}{7,7362 \cdot 10^5} = 0,91867 \leq 1,0$$

**Висновок: Умову міцності виконано.**

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

### 3.2.2 Розрахунок товщини стінки днища

Розрахунок товщини стінки днища та розрахунок на міцність днища виконано для днища еліптичного нижнього

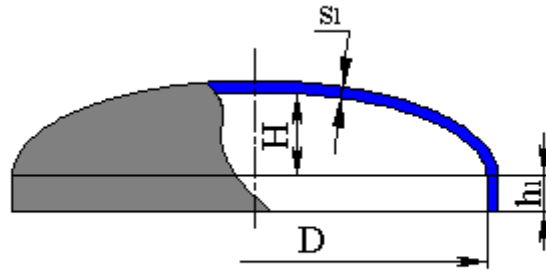


Рисунок 3.3 - Розрахункова схема днища еліптичного нижнього

#### Вихідні данні:

Матеріал:	08X18H10T Лист
Внутрішній діаметр, D:	700 мм
Товщина стінки, s <sub>1</sub> :	20 мм
Прибавка для компенсації корозії та ерозії, c <sub>1</sub> :	3 мм
Прибавка для компенсації мінусового допуску, c <sub>2</sub> :	0,8 мм
Прибавка технологічна, c <sub>3</sub> :	3 мм
Сума прибавок до розрахункової товщини стінки, c:	6,8 мм
Висота днища, H:	175 мм
Довжина отбортовки, h <sub>1</sub> :	40 мм
Коефіцієнт міцності зварного шва:	φ=1

#### Розрахунок при робочих умовах

Умови навантаження:

Розрахункова температура, T:	150 °С
Розрахунковий внутрішній надлишковий тиск, p:	2,5052 МПа

Розрахунок на міцність та стійкість за ГОСТ 34233.2-2017

Допустима напруга:

Допустима напруга для матеріалу 08X18H10T Аркуш при температурі 150 °С (робочі умови, корозійне середовище, категорія апарату III, IV):

$$[\sigma] = \min \left( \frac{R_{eHt}}{n_T}; \frac{R_{mHt}}{n_B} \right) = \min \{ 222 / 1,6; 455 / 2,6 \} = 138,75 \text{ МПа}$$

Модуль поздовжньої пружності для матеріалу 08X18H10T Аркуш при температурі T = 150 °С:

$$E = 1,99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Днища, навантажені внутрішнім надлишковим тиском.

Радіус кривизни у вершині днища:

$$R = \frac{D^2}{4 \cdot H} = 700^2 / (4 * 175) = 700 \text{ мм}$$

Розрахункова товщина стінки з урахуванням надбавок:

$$s_{p+c} = \frac{p \cdot R}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0.5 \cdot p} + c = (2,5052 * 700) / (2 * 138,75 * 1 - 0.5 * 2,5052) = 13,148 \text{ мм}$$

13,148 мм □ 20 мм

**Висновок: Умову працездатності виконано.**

Допустимий тиск:

$$[p] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi \cdot (s_1 - c)}{R + 0.5 \cdot (s_1 - c)} = 2 * 138,75 * 1 * (20 - 6,8) / (700 + 0.5 * (20 - 6,8)) = 5,184 \text{ МПа}$$

5,184 МПа □ 2,5052 МПа

**Висновок: Умову міцності виконано.**

### Розрахунок за умов випробувань (Гідровипробування)

Умови навантаження при випробуваннях:

Розрахункова температура, Т: 20 °С

Розрахунковий внутрішній надлишковий тиск, р: 3,6726 МПа

Розрахунок на міцність та стійкість по ГОСТ 34233.2-2017

По ГОСТ 34233.1-2017 розрахунок на міцність при випробуваннях допускається не проводити, якщо виконано умову:

$$P_{\text{нсп}} < 1.35 \cdot P_{\text{расч}} \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]}$$

$$1.35 \cdot P_{\text{расч}} \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]} = 1.35 * 2,5052 * 168 / 148 = 3,8391 \text{ МПа} \square 3,6726 \text{ МПа}$$

Допустима напруга:

Допустима напруга для матеріалу 08X18H10T Лист при температурі 20 °С (умови гідровипробувань):

$$[\sigma]^{20} = \frac{R_{e/t}}{n_r} = 252 / 1,1 = 229,09 \text{ МПа}$$

Модуль поздовжньої пружності для матеріалу 08X18H10T Аркуш при температурі Т = 20 °С, Е = 2·10<sup>5</sup> МПа

Днища, навантажені внутрішнім надлишковим тиском.

Радіус кривизни у вершині днища:

$$R = \frac{D^2}{4 \cdot H} = 700^2 / (4 * 175) = 700 \text{ мм}$$

Розрахункова товщина стінки з урахуванням надбавок:

$$s_{p+c} = \frac{p \cdot R}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0.5 \cdot p} + c = (3,6726 * 700) / (2 * 229,09 * 1 - 0.5 * 3,6726) + 6,8 = 12,433 \text{ мм}$$

12,433 мм □ 20 мм

**Висновок: Умову працездатності виконано.**

Допустимий тиск:

$$[p] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi \cdot (s_1 - c)}{R + 0.5 \cdot (s_1 - c)} = 2 * 229,09 * 1 * (20 - 6,8) / (700 + 0.5 * (20 - 6,8)) = 8,5593 \text{ МПа}$$

8,5593 МПа □ 3,6726 МПа

**Висновок: Умову міцності виконано.**

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

### 3.2.3 Розрахунок фланцевого з'єднання

Розрахунок верхнього фланцевого з'єднання царги – Ду800

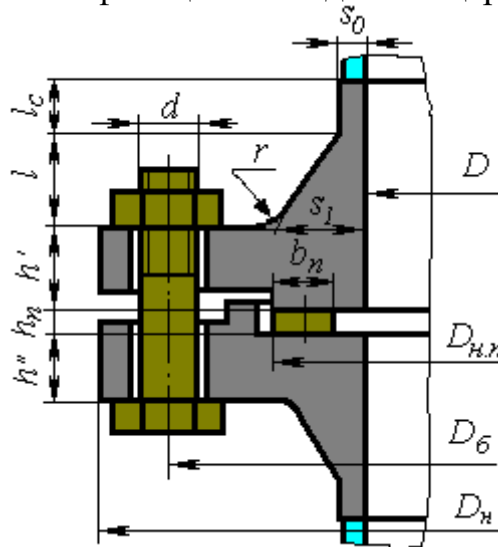


Рисунок 3.4 - Розрахункова схема верхнього фланцевого з'єднання царги

#### Вихідні данні:

Тип фланців:

Приварні встик

Виконання:

Виступ-впадина

Діаметр болтового кола,  $D_b$ :

875 мм

#### Шпильки:

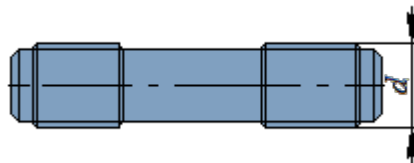


Рисунок 3.5 – Ескіз кріплення

Матеріал:

38ХА Крипіж

Зовнішній діаметр,  $d$ :

36 мм

Кількість,  $n$ :

28

Контроль затягування:

Без контролю затягування

#### Прокладка:

Матеріал прокладки:

Паронит по ГОСТ 481 при товщині не більше 3 мм

Товщина,  $h_p$ :

2 мм

Зовнішній діаметр,  $D_{н.п}$ :

774 мм

Ширина,  $b_p$ :

15 мм

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

Лист

65





Модуль поздовжньої пружності для матеріалу 08X18H10T Поковка при температурі  $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ :

$$E^{20}_2 = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Розрахункові параметри болтів (шпильок):

Робоча довжина болта (шпильки):

$$L_{\epsilon 0} = h' + h'' + h_{\text{н}} + h'_{\text{ш}} + h''_{\text{ш}} = 95 + 95 + 2 + 0 + 0 = 192 \text{ мм}$$

Площа перерізу шпильки (за внутрішнім діаметром різьблення):

$$f_{\epsilon} = 0,76 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Ефективна довжина шпильки:

$$L_{\epsilon} = L_{\epsilon 0} + 0,56 \cdot d = 192 + 0,56 \cdot 36 = 212,16 \text{ мм}$$

Податливість шпильок:

$$y_{\epsilon} = \frac{L_{\epsilon}}{E_{\epsilon}^{20} \cdot f_{\epsilon} \cdot n} = 212,16 / (2,18 \cdot 10^5 \cdot 0,76 \cdot 10^{-3} \cdot 28) = 0,45734 \cdot 10^{-7} \text{ мм/Н}$$

Розрахункові параметри першого фланця:

$$\beta = \frac{s_1}{s_0} = 46/22 = 2,0909$$

$$x = \frac{1}{\sqrt{D \cdot s_0}} = 70 / (700 \cdot 22)^{1/2} = 0,56408$$

$$\kappa = 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1 + \beta}{4}} = 1 + (2,0909 - 1) \cdot 0,56408 / (0,56408 + (1 + 2,0909) / 4) = 1,4603$$

Еквівалентна товщина втулки для фланця, приварного встик:

$$s_3 = \kappa \cdot s_0 = 1,4603 \cdot 22 = 32,127 \text{ мм}$$

$$l_0 = \sqrt{D \cdot s_0} = (700 \cdot 22)^{1/2} = 124,1 \text{ мм}$$

$$\beta_F = 0,80889$$

$$K = \frac{D_{\text{н}}}{D} = 945 / 700 = 1,35$$

$$\beta_T = \frac{K^2 \cdot (1 + 8,55 \cdot \lg K) - 1}{(1,05 + 1,945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} = \frac{(1,35^2 \cdot (1 + 8,55 \cdot \lg 1,35) - 1)}{(1,05 + 1,945 \cdot 1,35^2) \cdot (1,35 - 1)} = 1,7743$$

$$\beta_V = 0,2012$$

$$\beta_U = \frac{K^2 \cdot (1 + 8,55 \cdot \lg K) - 1}{1,36 \cdot (K^2 - 1) \cdot (K - 1)} = \frac{(1,35^2 \cdot (1 + 8,55 \cdot \lg 1,35) - 1)}{1,36 \cdot (1,35^2 - 1) \cdot (1,35 - 1)} = 7,2882$$

$$\lambda = \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot s_0^2} = \frac{0,80889 \cdot 95 + 124,1}{1,7743 \cdot 124,1} + \frac{0,2012 \cdot 95^3}{7,2882 \cdot 124,1 \cdot 22^2} = 1,3067$$

Кутова податливість фланця при затягуванні:

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				





Середній ефективний діаметр прокладки:

$$D_{\text{ст}} = D_{\text{твр}} - b_0 = 774 - 15 = 759 \text{ мм}$$

Податливість прокладки (п. 3.3):

$$y_{\text{п}} = \frac{h_{\text{п}} \cdot K}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{ст}} \cdot b_{\text{твр}}} = 2 * 0,9 / (2000 * 3,1416 * 759 * 15) = 0,25163 \cdot 10^{-7} \text{ мм/Н}$$

Розрахунок навантажень:

Рівночинний тиск:

$$Q_{\text{п}} = 0,785 \cdot D_{\text{ст}}^2 \cdot p = 0,785 * 759^2 * 2,5 = 1,1306 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Зусилля на прокладці в робочих умовах, необхідне забезпечення герметичності:

$$R_{\text{п}} = \pi \cdot D_{\text{ст}} \cdot b_0 \cdot m \cdot |p| = 3,1416 * 759 * 15 * 2,5 * |2,5| = 2,2354 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Зусилля, необхідне для зминання прокладки під час затягування:

$$P_{\text{обж}} = 0,5 \cdot \pi \cdot D_{\text{ст}} \cdot b_0 \cdot q_{\text{обж}} = 0,5 * 3,1416 * 759 * 15 * 20 = 3,5767 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Розрахункове болтове навантаження при затягуванні, необхідне для герметизації в робочих умовах (навантаження + тиск, без урахування температурного навантаження)

$$\eta = y_{\text{п}} + y_{\text{б}} + y_{\text{ф}}' \cdot b'^2 + y_{\text{ф}}'' \cdot b''^2 = \frac{0,25163 \cdot 10^{-7}}{0,66834 \cdot 10^{-6} * 58^2} + \frac{0,45734 \cdot 10^{-7}}{0,66834 \cdot 10^{-6} * 58^2} + = 0,14938 \cdot 10^{-6} \text{ мм/Н}$$

Коефіцієнти жорсткості для фланцевого з'єднання, навантаженого внутрішнім тиском та зовнішньою осьювою силою:

$$\alpha = 1 - \frac{y_{\text{п}} - (y_{\text{ф}}' \cdot e' \cdot b' + y_{\text{ф}}'' \cdot e'' \cdot b'')}{\eta}$$

$$= 1 - \frac{(0,25163 \cdot 10^{-7} - (0,66834 \cdot 10^{-6} * 13,436 * 58 + 0,66834 \cdot 10^{-6} * 13,436 * 58))}{0,14938 \cdot 10^{-6}} = 0,95326$$

Коефіцієнти жорсткості для фланцевого з'єднання, навантаженого зовнішнім згинальним моментом:

$$\alpha_{\text{М}} = \frac{y_{\text{б}} + y_{\text{фМ}}' \cdot b' \cdot \left( b' + e' - \frac{e'^2}{D_{\text{ст}}} \right) + y_{\text{фМ}}'' \cdot b'' \cdot \left( b'' + e'' - \frac{e''^2}{D_{\text{ст}}} \right)}{y_{\text{б}} + y_{\text{п}} \cdot \left( \frac{D_{\text{б}}}{D_{\text{ст}}} \right)^2 + y_{\text{фМ}}' \cdot b'^2 + y_{\text{фМ}}'' \cdot b''^2}$$

$$= \frac{[0,45734 \cdot 10^{-7} + 0,14989 \cdot 10^{-6} * 58 * (58 + 13,436 - 13,436^2 / 759) + 0,14989 \cdot 10^{-6} * 58 * (58 + 13,436 - 13,436^2 / 759)]}{[0,45734 \cdot 10^{-7} + 0,25163 \cdot 10^{-7} * (875 / 759)^2 + 0,14989 \cdot 10^{-6} * 58^2 + 0,14989 \cdot 10^{-6} * 58^2]} = 0,69583$$

$$P_{\text{б1}} = \alpha \cdot (Q_{\text{п}} + F) + R_{\text{п}} + \frac{4 \cdot \alpha_{\text{М}} \cdot |M|}{D_{\text{ст}}} = 0,95326 * (1,1306 \cdot 10^6 + (-42414)) + \frac{2,2354 \cdot 10^5 + 4 * 0,69583 * |3,2531 \cdot 10^5|}{759} = 2,4538 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Розрахункове болтове навантаження при затягуванні, необхідне для герметизації в робочих умовах (тільки тиск, без урахування температурного навантаження).

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

$$P_{\epsilon 1} = \alpha \cdot (Q_{\text{д}} + F) + R_{\text{п}} + \frac{4 \cdot \alpha_{\text{м}} \cdot |M|}{D_{\text{ст}}} = 0,95326 * (1,1306 \cdot 10^6 + 0) + 2,2354 \cdot 10^5 + = 1,3013 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Сумарна площа перерізу болтів (шпильок) за внутрішнім діаметром різьблення або перерізом найменшого діаметру:

$$A_{\epsilon} = n \cdot f_{\epsilon} = 28 * 0,76 \cdot 10^{-3} = 0,021280 \text{ м}^2$$

Розрахункове болтове навантаження при затягуванні, необхідне для обтиснення прокладки та мінімального початкового натягу болтів:

$$P_{\epsilon 2} = \max \{ P_{\text{обж}}, 0,4 \cdot A_{\epsilon} \cdot [\sigma]_{\epsilon}^{20} \} = \max \{ 3,5767 \cdot 10^5 ; 0,4 * 0,021280 * 230 \} = 1,9578 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Розрахунок болтів (шпильок):

Коефіцієнт збільшення напруг, що допускаються при затягуванні:  $\square = 1,2$

Коефіцієнт умов роботи:  $K_{\text{уп}} = 1$

Коефіцієнт умов затягування:  $K_{\text{уз}} = 1$

Коефіцієнт обліку навантаження від температурних деформацій:  $K_{\text{ут}} = 1$

Допустима напруга для болтів (шпильок) при затягуванні:

$$[\sigma]_{\epsilon}^{\text{п}} = \xi \cdot K_{\text{уп}} \cdot K_{\text{уз}} \cdot K_{\text{ут}} \cdot [\sigma]_{\epsilon}^{20} = 1,2 * 1 * 1 * 1 * 230 = 276 \text{ МПа}$$

Відповідно до п.4.4 ГОСТ 34233.4-2017 фланцеві з'єднання повинні відповідати умовам міцності та щільності як у разі обліку зовнішньої осьової сили та згинального моменту, так і при розрахунку лише на дію тиску. Проводяться обидва розрахунки, у звіт виводиться найгірший випадок.

Болтове навантаження в умовах затягування:

$$P_{\epsilon}^{\text{м}} = \max \{ P_{\text{б1}}, P_{\text{б2}} \} = \max \{ 2,4538 \cdot 10^6 ; 1,9578 \cdot 10^6 \} = 2,4538 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Умови міцності при затягуванні:

$$\sigma_{\epsilon 1} = \frac{P_{\epsilon}^{\text{м}}}{A_{\epsilon}} \leq [\sigma]_{\epsilon}^{\text{п}}$$

$$\sigma_{\epsilon 1} = \frac{P_{\epsilon}^{\text{м}}}{A_{\epsilon}} = 2,4538 \cdot 10^6 / 0,021280 = 115,31 \text{ МПа}$$

Крутний момент при затягуванні болтів (шпильок) без змащення:

$$M_{\text{кр}} = 0,3 \cdot \frac{P_{\epsilon}^{\text{м}} \cdot d}{n} = 0,3 * 2,4538 \cdot 10^6 * 36 / 28 = 946,46 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

За наявності мастила величина  $M_{\text{кр}}$  знижується на 25% і становить  $0,75 \cdot M_{\text{кр}} = 709,84 \text{ Н}\cdot\text{м}$

115,31 МПа  $\square$  276 МПа, **Умову міцності виконано.**

Допустима напруга для болтів (шпильок) при робочих умовах:

$$[\sigma]_{\epsilon}^{\text{р}} = K_{\text{уп}} \cdot K_{\text{уз}} \cdot K_{\text{ут}} \cdot [\sigma]_{\epsilon} = 1 * 1 * 1 * 227,5 = 227,5 \text{ МПа}$$

Болтове навантаження у робочих умовах:

$$P_{\epsilon}^{\text{р}} = P_{\epsilon}^{\text{м}} + (1 - \alpha) \cdot (Q_{\text{д}} + F) + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_{\text{м}}) \cdot |M|}{D_{\text{ст}}} = 2,4538 \cdot 10^6 + (1 - 0,95326) * = (1,1306 \cdot 10^6 + (-42414)) + 4 * (1 - 0,95326) * 2,2354 \cdot 10^5 = 1,3013 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Умова міцності у робочих умовах:

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

$$\sigma_{62} = \frac{F_6^P}{A_6} \leq [\sigma]_6$$

$$\sigma_{62} = \frac{F_6^P}{A_6} = 3,0261 \cdot 10^6 / 0,021280 = 142,2 \text{ МПа}$$

142,2 МПа < 227,5 МПа, Умову міцності виконано.

Розрахунок прокладки:

Болтове навантаження у робочих умовах:

$$F_6^P = F_6^M + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_m) \cdot |M|}{D_{ст}} = (1,1306 \cdot 10^6 + (-42414)) + 4 \cdot (1 - 0,95326) \cdot \frac{2,4538 \cdot 10^6}{3,2531 \cdot 10^5 / 759} = 0,69583 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Умови міцності м'яких прокладок:

$$q = \frac{\max\{F_6^M; F_6^P\}}{\pi \cdot D_{ст} \cdot b_{пр}} \leq [q]$$

$$q = \frac{\max\{F_6^M; F_6^P\}}{\pi \cdot D_{ст} \cdot b_{пр}} = \frac{\max\{2,4538 \cdot 10^6; 3,0261 \cdot 10^6\}}{\pi \cdot 15 \cdot 759} = 84,606 \text{ МПа}$$

$$[q] = 130 \text{ МПа}$$

Умову працездатності виконано.

Розрахунок першого фланця:

Коефіцієнт, що враховує вигин тарілки фланця між шпильками:

$$C_F = \max\left\{1; \sqrt{\frac{\frac{\pi \cdot D_6}{n}}{2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0.5}}}\right\} = \max\{1; (3,1416 \cdot 875 / 28 / (2 \cdot 36 + 6 \cdot 95 / (2,5 + 0.5)))^{1/2}\} = 1$$

Розрахунковий згинальний момент, що діє на фланець при затягуванні:

$$M^M = C_F \cdot F_6^M \cdot b = 1 \cdot 2,4538 \cdot 10^6 \cdot 58 = 1,4232 \cdot 10^5 \text{ Н·м}$$

$$f = \max\left\{\frac{C_{36}}{1 + A}; 1,0\right\} = \max\{2,3538 / (1 + 1,0909); 1,0\} = 1,1257$$

$$D^* = D + c + s_0 \text{ при } (D + 2 \cdot c) < 20 \cdot (s_1 - c) \text{ и } f > 1 = 700 + 0 + 22 \text{ при } (700 + 2 \cdot 0) < 20 \cdot 20 = 722 \text{ мм}$$

Меридіональна згинальна напруга у втулці в умовах затяжки в перерізі s1:

$$\sigma_1^M = \frac{M^M}{\lambda \cdot (s_1 - c)^2 \cdot D^*} = 1,4232 \cdot 10^5 / (1,3067 \cdot (46 - 3)^2 \cdot 722) = 81,588 \text{ МПа}$$

Радіальна напруга в тарілці в умовах затягування:

$$\sigma_R^M = \frac{1,33 \cdot \beta_F \cdot h + 1_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot 1_0 \cdot D} \cdot M^M = (1,33 \cdot 0,80889 \cdot 95 + 124,1) / (1,3067 \cdot 95^2 \cdot 124,1) = 31,44 \text{ МПа}$$

$$\beta_Y = \frac{1}{K - 1} \cdot \left(0,69 + 5,72 \cdot \frac{K^2 \cdot \lg K}{K^2 - 1}\right) = 1 / (1,35 - 1) \cdot (0,69 + 5,72 \cdot 1,35^2 \cdot \lg 1,35) = 6,6912$$





$$\sigma_{0mm}^{P+} = \frac{0.785 \cdot D^2 \cdot p + F + \frac{4 \cdot M}{D + s_0}}{\pi \cdot (D + s_0) \cdot (s_0 - c)} = \frac{(0.785 \cdot 700^2 \cdot 2,5 + (-42414) + 4 \cdot 3,2531 \cdot 10^5) / (700 + 22)}{(3,1416 \cdot (700 + 22))} = 63,149 \text{ МПа}$$

Окружна мембранна напруга від дії тиску у втулці в робочих умовах у перерізі s0:

$$\sigma_{0mo}^P = \frac{p \cdot D}{2 \cdot (s_0 - c)} = 2,5 \cdot 700 / (2 \cdot (22 - 3)) = 46,053 \text{ МПа}$$

Умова статичної міцності у робочих умовах у перерізі s0:

$$\max \left\{ \left| \sigma_0^P \pm \sigma_{0mm}^{P+} \right|; \left| 0.3 \cdot \sigma_0^P \pm \sigma_{0mo}^P \right|; \left| 0.7 \cdot \sigma_0^P \pm (\sigma_{0mm}^{P+} - \sigma_{0mo}^P) \right| \right\} \leq 1.3 \cdot [\sigma]_R$$

$$\max \left\{ \left| \sigma_0^P \pm \sigma_{0mm}^{P+} \right|; \left| 0.3 \cdot \sigma_0^P \pm \sigma_{0mo}^P \right|; \left| 0.7 \cdot \sigma_0^P \pm (\sigma_{0mm}^{P+} - \sigma_{0mo}^P) \right| \right\} = \max \{ |137,57 \square 63,149|; |0.3 \cdot 137,57 \square 46,053|; |0.7 \cdot 137,57 \square (63,149 - 46,053)| \} = 200,72 \text{ МПа}$$

Сумарні загальні та місцеві умовні пружні мембранні та згинальні напруги, що допускаються (п. 8.10 ГОСТ 34233.1):

$$[\square]_R = 3 \square [\square]_\phi = 3 \cdot 131,81 = 395,44 \text{ МПа}$$

$$1.3 \cdot [\sigma]_R = 1.3 \cdot 395,44 = 514,07 \text{ МПа}$$

200,72 МПа  $\square$  514,07 МПа,

**Умову міцності виконано.**

Меридіональна мембранна напруга у втулці в робочих умовах у перерізі S0 (-):

$$\sigma_{0mm}^{P-} = \frac{0.785 \cdot D^2 \cdot p + F - \frac{4 \cdot M}{D + s_0}}{\pi \cdot (D + s_0) \cdot (s_0 - c)} = \frac{(0.785 \cdot 700^2 \cdot 2,5 + (-42414) - 4 \cdot 3,2531 \cdot 10^5) / (700 + 22)}{(3,1416 \cdot (700 + 22))} = (-20,491) \text{ МПа}$$

$$\max \left\{ \left| \sigma_0^P \pm \sigma_{0mm}^{P-} \right|; \left| 0.3 \cdot \sigma_0^P \pm \sigma_{0mo}^P \right|; \left| 0.7 \cdot \sigma_0^P \pm (\sigma_{0mm}^{P-} - \sigma_{0mo}^P) \right| \right\} \leq 1.3 \cdot [\sigma]_R$$

$$\max \left\{ \left| \sigma_0^P \pm \sigma_{0mm}^{P-} \right|; \left| 0.3 \cdot \sigma_0^P \pm \sigma_{0mo}^P \right|; \left| 0.7 \cdot \sigma_0^P \pm (\sigma_{0mm}^{P-} - \sigma_{0mo}^P) \right| \right\} = \max \{ |137,57 \square (-20,491)|; |0.3 \cdot 137,57 \square 46,053|; |0.7 \cdot 137,57 \square ((-20,491) - 46,053)| \} = 158,06 \text{ МПа}$$

158,06 МПа  $\square$  514,07 МПа,

**Умову міцності виконано.**

Розрахунок у перерізі s0 у робочих умовах (п. 8.5.5 ГОСТ 34233.4-2017):

Умова статичної міцності у робочих умовах у перерізі s0:

$$\max \left\{ \left| \sigma_{0mo}^P \right|; \left| \sigma_{0mm}^P \right| \right\} \leq [\sigma]_\phi$$

$$\max \left\{ \left| \sigma_{0m}^P \right| \right\} = \max \{ |46,053|; |63,149| \} = 63,149 \text{ МПа}$$

63,149 МПа  $\square$  131,81 МПа,

**Умову міцності виконано.**

Умова статичної міцності при затягуванні для тарілок:

$$\max \left\{ \left| \sigma_R^M \right|; \left| \sigma_T^M \right| \right\} \leq K_T \cdot [\sigma]_\phi^{20}$$

$$\max \left\{ \left| \sigma_R^M \right|; \left| \sigma_T^M \right| \right\} = \max \{ |31,44|; |42,848| \} = 42,848 \text{ МПа}$$

$$K_T \cdot [\sigma]_\phi^{20} = 1 \cdot 149,62 = 149,62 \text{ МПа}$$

42,848 МПа  $\square$  149,62 МПа,

**Умову міцності виконано.**

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

Умова статичної міцності у робочих умовах для тарілок:

$$\max \{ |\sigma_R^P|; |\sigma_T^P| \} \leq K_T \cdot [\sigma]_{\Phi}$$

$$\max \{ |\sigma_R^P|; |\sigma_T^P| \} = \max \{ |47,092|; |64,179| \} = 64,179 \text{ МПа}$$

$$K_T \cdot [\sigma]_{\Phi} = 1 * 131,81 = 131,81 \text{ МПа}$$

$$64,179 \text{ МПа} \square 131,81 \text{ МПа},$$

**Умову міцності виконано.**

Жорсткість фланця:

Кут повороту фланця у робочих умовах:

$$\varpi = M^P \cdot y_{\Phi} \cdot \frac{E^{20}}{E} = 2,1317 \cdot 10^5 * 0,66834 \cdot 10^{-6} * 2 \cdot 10^5 / 1,99 \cdot 10^5 = 0,14319 \text{ }^{\circ}$$

Допустимий кут повороту фланця:

$$[\varpi] = 0,41898 \text{ }^{\circ}$$

Коефіцієнт збільшення кута повороту фланців, що допускається:  $K_{\varpi} = 1$

Умова виконання жорсткості фланців:

$$\varpi \leq K_{\varpi} \cdot [\varpi] = 1 * 0,41898 = 0,41898 \text{ }^{\circ}$$

**Умова жорсткості виконана.**

Розрахунок другого фланця:

**Параметри першого та другого фланців повністю збігаються, розрахунок другого фланця не проводиться**

Жорсткість фланця:

**Параметри першого та другого фланців повністю збігаються, розрахунок другого фланця не проводиться**

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				





## Розрахунок у робочих умовах

### Умови навантаження:

Розрахункова температура, T: 150 °C  
Розрахунковий згинальний момент у верхньому перерізі:  $5,5792 \cdot 10^5$  Н·м  
Розрахунковий згинальний момент у нижньому перерізі:  $6,2551 \cdot 10^5$  Н·м  
Розрахункове поперечне зусилля у верхньому перерізі: 26449 Н  
Розрахункове поперечне зусилля в нижньому перерізі: 26970 Н  
Розрахункове осьове стискаюче зусилля, F: 82632 Н  
Властивості матеріалу опорної обічайки у місці сполучення з корпусом:  
Допустима напруга для матеріалу 08X18H10Т Лист при температурі 150

°C (робочі умови):

$$[\sigma]_0 = 148 \text{ МПа}$$

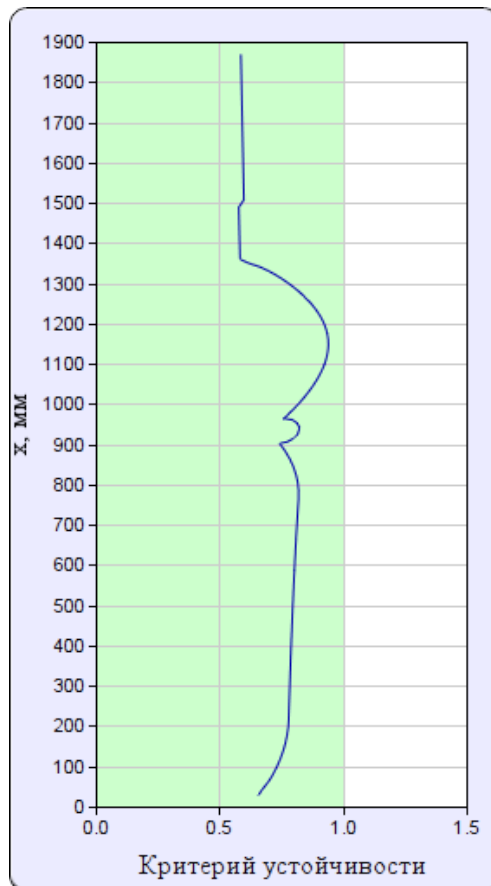
Властивості матеріалу корпусу апарату:

Допустима напруга для матеріалу 08X18H10Т Лист при температурі 150

°C (робочі умови)

$$[\sigma]_K = \min \left( \frac{R_{eHt}}{n_T}; \frac{R_{mHt}}{n_B}; \right) = \min \{ 222 / 1,5; 455 / 2,4 \} = 148 \text{ МПа}$$

## Розрахунок опорної обічайки за ГОСТ 34233.9-2017



— Критерій стійкості

— Граничне значення

Рисунок 3.7 - Розрахунок опорної обічайки

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

Лист

78

Параметри напруженого перерізу

Координата перерізу (від нижньої точки основи):  $x = 1149,3$  мм

Діаметр у напруженому перерізі:  $D_2 = 840,29$  мм

Елемент, що містить напружений переріз: Конічна ділянка опори

Площа:  $A = 0,055763$  м<sup>2</sup>

Товщина стінки у напруженому перерізі:  $s' = 26$  мм

Сумарне збільшення у напруженому перерізі:  $c' = 1,9$  мм

$$\psi_1 = \frac{A}{\pi \cdot (D_2 + s' - c') \cdot (s' - c') - 1,9)} = 0,055763 / (3,1416 * (840,29 + 26 - 1,9) * (26 - 1,9)) = 0,85206$$

Найменший момент опору:  $W = 0,0089371$  м<sup>3</sup>

$$\psi_2 = \frac{4 \cdot W}{\pi \cdot (D_2 + s' - c')^2 \cdot (s' - c') - 1,9)^2 * (26 - 1,9)} = 4 * 0,0089371 / (3,1416 * (840,29 + 26 - 1,9)^2 * (26 - 1,9)) = 0,63193$$

Відстань від осі до центру ваги:  $bs = 86,179$  мм

$$\psi_3 = \frac{b_s}{D_2} = 86,179 / 840,29 = 0,10256$$

Осьове навантаження, що діє у перерізі  $x = 1149,3$  мм:

$F = 82632$  Н

Згинальний момент, що діє у перерізі  $x = 1149,3$  мм:

$M = 5,8463 \cdot 10^5$  Н·м

Стійкість опорної обичайки у напруженому перерізі:

$$\frac{F}{\psi_1 \cdot [F]} + \frac{M + F \cdot \psi_3 \cdot D_2}{\psi_2 \cdot [M]} = \frac{82632}{0,85206 * 8,8797 \cdot 10^6} + \frac{5,8463 \cdot 10^5}{0,63193 * 1,0101 \cdot 10^6} = 0,93799$$

$$\frac{F}{\psi_1 \cdot [F]} + \frac{M + F \cdot \psi_3 \cdot D_2}{\psi_2 \cdot [M]} \leq 1,0;$$

**Умову стійкості виконано**

Міцність зварного шва, що з'єднує корпус колони з опорною обичайкою (перетин Г-Г):

$$\frac{1}{\pi \cdot D_0 \cdot \Delta} \left( \frac{4 \cdot M}{D_0} + F \right) = 1 / (3,1416 * 700 * 14) * (4 * 5,5792 \cdot 10^5 / 700 + 82632) = 106,24 \text{ МПа}$$

$$0,8 \cdot \min\{[\sigma]_0; [\sigma]_k\} = 0,8 * \min\{148; 148\} = 118,4 \text{ МПа}$$

$$\frac{1}{\pi \cdot D_0 \cdot \Delta} \left( \frac{4 \cdot M}{D_0} + F \right) \leq 0,8 \cdot \min\{[\sigma]_0; [\sigma]_k\}$$

**Умову міцності виконано**

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

### Розрахунок за умов випробувань

Умови навантаження:

Розрахункова температура, T:	20 °С
Розрахунковий згинальний момент у верхньому перерізі:	44779 Н·м
Розрахунковий згинальний момент у нижньому перерізі:	53795 Н·м
Розрахункове поперечне зусилля у верхньому перерізі:	4616,4 Н
Розрахункове поперечне зусилля в нижньому перерізі:	4887,1 Н
Розрахункове осьове стискаюче зусилля, F:	1,7231·10 <sup>5</sup> Н

Властивості матеріалу опорної обічайки у місці сполучення з корпусом:

Допустима напруга для матеріалу 08X18H10T Аркуш при температурі 20 °С (умови гідровипробувань):

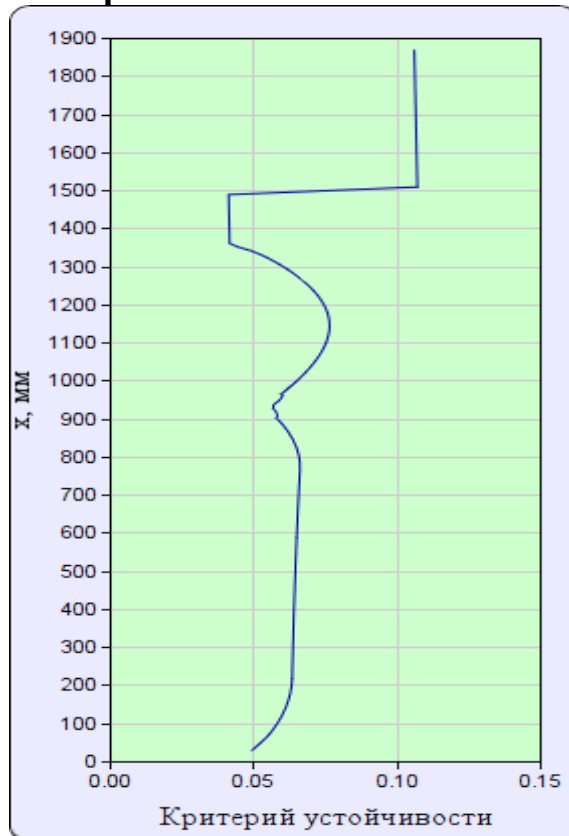
$$[\sigma]_{0}^{20} = \frac{R_{e/20}}{n_T} = 252 / 1,1 = 229,09 \text{ МПа}$$

Властивості матеріалу корпусу апарату:

Допустима напруга для матеріалу 08X18H10T Аркуш при температурі 20 °С (умови гідровипробувань):

$$[\sigma]_{K}^{20} = \frac{R_{e/t}}{n_T} = 252 / 1,1 = 229,09 \text{ МПа}$$

### Розрахунок опорної обічайки за ГОСТ 34233.9-2017



— Критерій стійкості  
— Граничне значення

Рисунок 3.8 - Розрахунок опорної обічайки

Параметри напруженого перерізу

Координата перерізу (від нижньої точки основи):  $x = 1510$  мм

Діаметр у напруженому перерізі:  $D_2 = 700$  мм

Елемент, що містить напружений перерізу: Циліндрична ділянка опори

Площа:  $A = 0,041270$  м<sup>2</sup>

Товщина стінки у напруженому перерізі:  $s' = 20$  мм

Сумарне збільшення в напруженому перерізі:  $c' = 1,8$  мм

$$\psi_1 = \frac{A}{\pi \cdot (D_2 + s' - c') \cdot (s' - c')} = 0,041270 / (3,1416 \cdot (700 + 20 - 1,8) \cdot (20 - 1,8)) = 1$$

Найменший момент опору:  $W = 0,0072687$  м<sup>3</sup>

$$\psi_2 = \frac{4 \cdot W}{\pi \cdot (D_2 + s' - c')^2 \cdot (s' - c') \cdot (20 - 1,8)} = 4 \cdot 0,0072687 / (3,1416 \cdot (700 + 20 - 1,8)^2 \cdot (20 - 1,8)) = 0,98583$$

Відстань від осі до центру ваги:  $bs = 0$  мм

$$\psi_3 = \frac{b_s}{D_2} = 0 / 700 = 0$$

Осьове навантаження, що діє у перерізі  $x = 1510$  мм:

$$F = 1,7231 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Згинальний момент, що діє у перерізі  $x = 1510$  мм:

$$M = 46630 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Стійкість опорної обичайки у напруженому перерізі:

$$\frac{F}{\psi_1 \cdot [F]} + \frac{M + F \cdot \psi_3 \cdot D_2}{\psi_2 \cdot [M]} = \frac{1,7231 \cdot 10^5}{1 \cdot 2,2029 \cdot 10^6} + \frac{46630 + 1,7231 \cdot 10^5 \cdot 0}{0,98583 \cdot 1,6447 \cdot 10^6} = 0,10698$$

$$\frac{F}{\psi_1 \cdot [F]} + \frac{M + F \cdot \psi_3 \cdot D_2}{\psi_2 \cdot [M]} \leq 1,0;$$

**Умову стійкості виконано**

Міцність зварного шва, що з'єднує корпус колони з опорною обичайкою (перетин Г-Г):

$$\frac{1}{\pi \cdot D_0 \cdot \Delta} \left( \frac{4 \cdot M}{D_0} + F \right) = \frac{1}{3,1416 \cdot 700 \cdot 14} \cdot (4 \cdot 44779 / 700 + 1,7231 \cdot 10^5) = 13,908 \text{ МПа}$$

$$0,8 \cdot \min\{[\sigma]_0; [\sigma]_k\} = 0,8 \cdot \min\{229,09; 229,09\} = 183,27 \text{ МПа}$$

$$\frac{1}{\pi \cdot D_0 \cdot \Delta} \left( \frac{4 \cdot M}{D_0} + F \right) \leq 0,8 \cdot \min\{[\sigma]_0; [\sigma]_k\}$$

**Умову міцності виконано**

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				



Насос подачі рефлюкса поз.РА-001-А/В;  
 Вузол обліку пропан-бутану технічного (ПБТ) поз.ФІ-001;  
 Апарат повітряного стабільного конденсату поз.НС-005;  
 Вузол обліку стабільного конденсату поз.ФІ-002;  
 Ємність прийому некондиційних продуктів поз.ВА-005;  
 Насос подачі некондиційних продуктів поз.РА-002;  
 Ємність дренажна поз.ВХ-006;  
 Насос відкачки рідини з ємності дренажної поз.РН-003.

На стадії розгляду принципової схеми виробництва було прийнято рішення з розміщенням обладнання умовно перпендикулярно до металоконструкції естакади (рисунок 4.1). Дане рішення дозволяє оптимально використовувати матеріальні потоки установки при мінімізації трубопровідних комунікацій.

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпись</i>	<i>Дата</i>		83

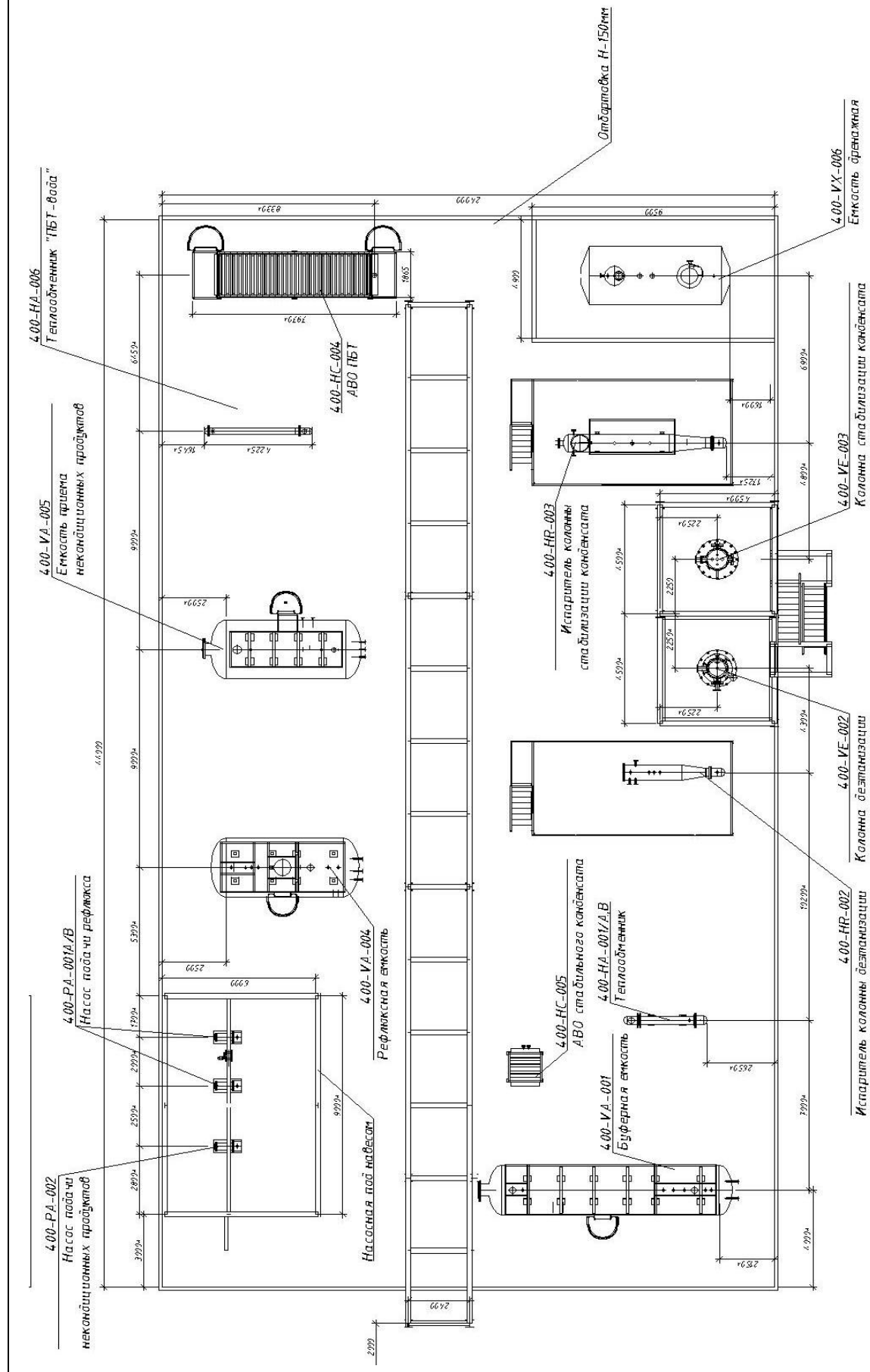


Рисунок 4.1 – Компоновка оборудования

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

Лист

84





обслуговування штуцерів колони, технологічної арматури, обладнання КВП, електричних приладів.

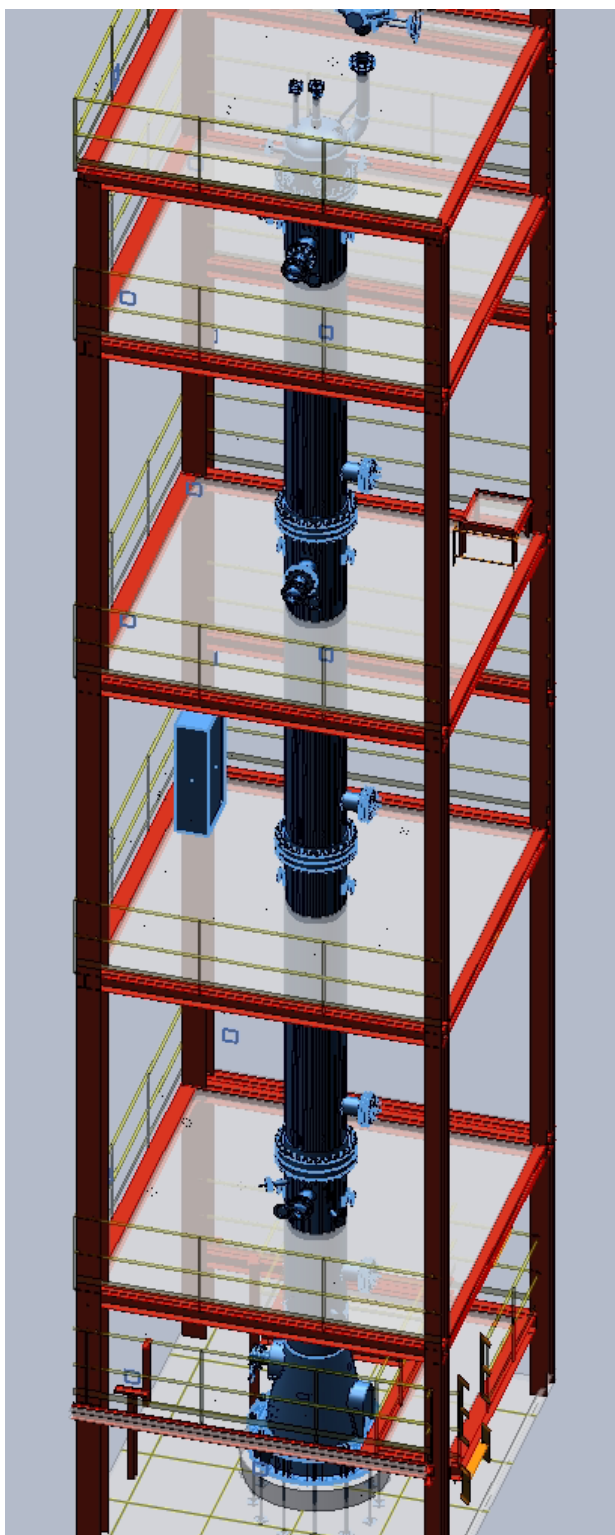


Рисунок 4.3 – Етажерка колони дестанізації поз.VE-002

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Підземна дренажна ємність поз.VX-006 виконана в захисній залізобетонній конструкції (рисунок 4.4). Дане рішення дозволяє запобігти проливам нестабільного конденсату і інших речовин дренажної системи та потраплянню їх у підземні води.

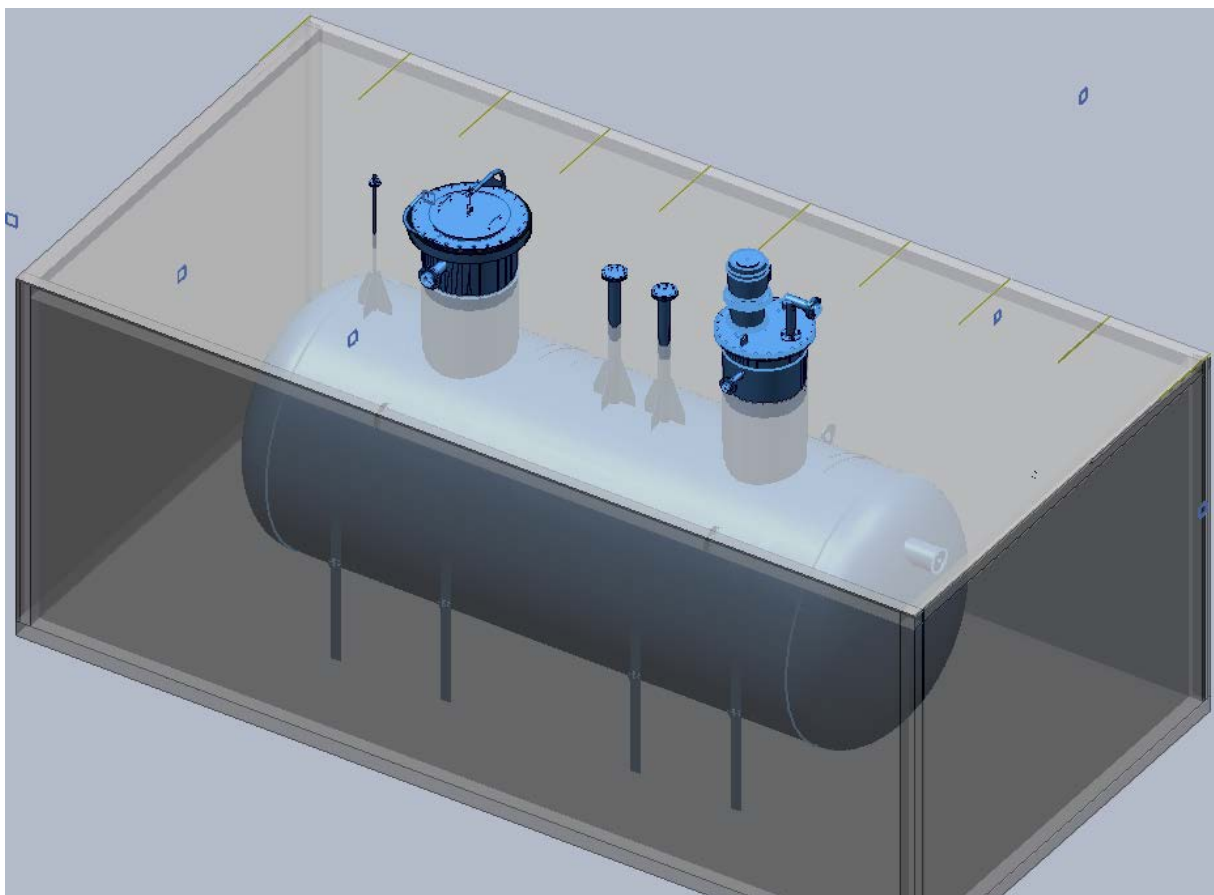


Рисунок 4.4 – Дренажна ємність поз.VX-006

На рисунку 4.5 показана тривимірна модель відділення стабілізації конденсату з урахуванням всіх наведених вище рішень. Також до кожної одиниці обладнання добавлені площадки обслуговування, розміри яких, зазвичай, коректуються при трасуванні трубопроводів. Металеві етажерки колони деетанізації поз.VE-002 та колони стабілізації конденсату поз.VE-003 обладнані сходовою клітиною

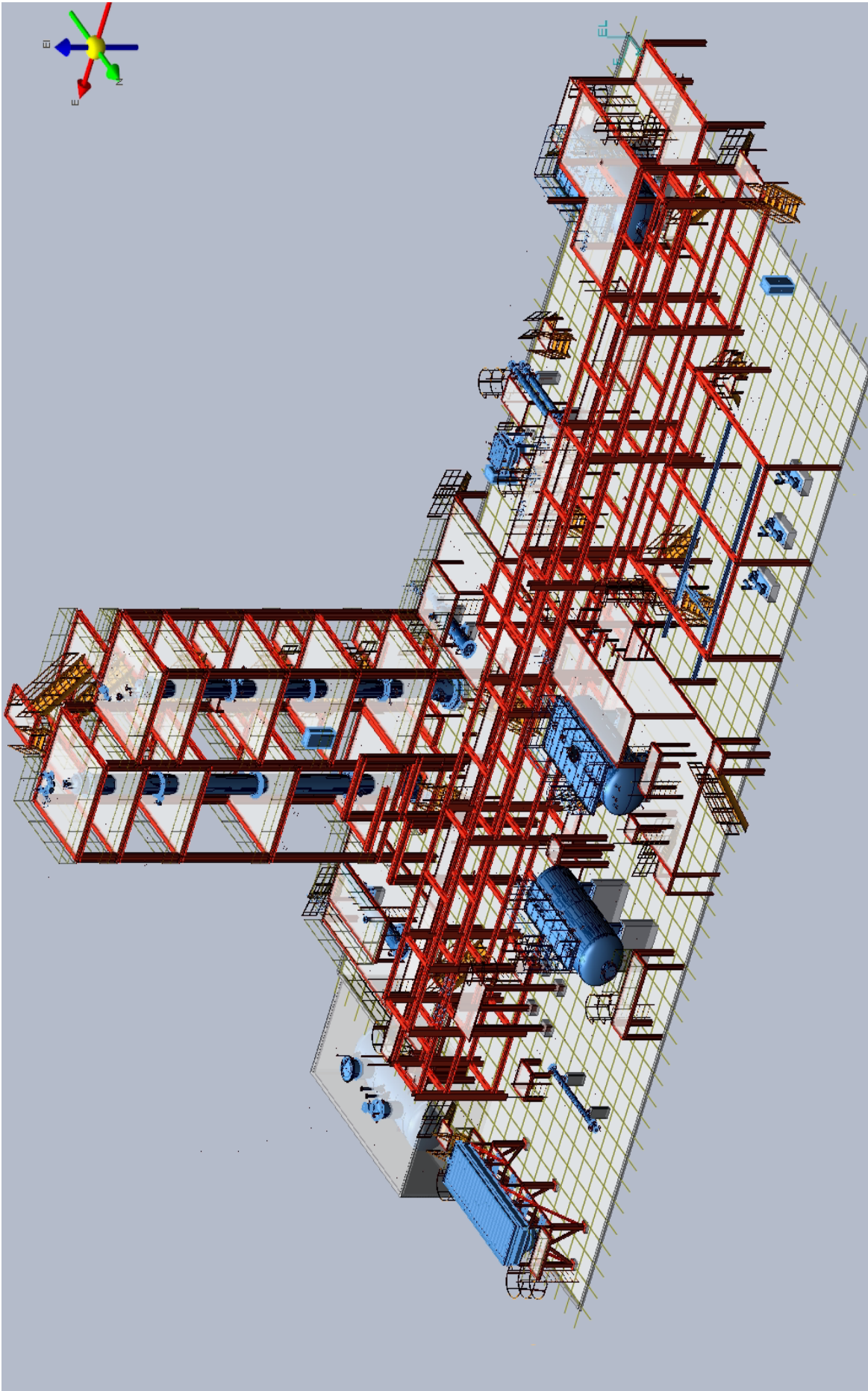


Рисунок 4.5 – Тривимірна модель відділення стабілізації конденсату (компоновка обладнання)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

Лист

88



Необхідність використання теплової ізоляції;

Діаметри (умовні проходи) дренажних пристроїв і повітряників залежно від діаметра трубопроводу;

Регламентується Додатком 3 СН 527-80

Відстань між сусідніми зварними з'єднаннями і довжина кільцевих вставок

Не менше 100 згідно НПАОП 0.00-1.73-14 п.5.19

відстань від штуцера або іншого елемента з кутовим (тавровим) швом має бути не менше зовнішнього діаметра труби, але не менше 50 мм для трубопроводів із зовнішнім діаметром до 100 мм і не менше 200 мм для трубопроводів з діаметром понад 100 мм згідно НПАОП 0.00-1.73-14 п.5.19

Також на компонування обладнання та трасування трубопроводів впливають нормативні документи загального значення. Мінімальна ширину проходів робочих місць відділення стабілізації конденсату установки комплексної переробки газу прийнята згідно ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва, до дорівнює 0,7м.

На рисунку 4.6 представлена тривимірна модель відділення стабілізації конденсату з трасуванням трубопроводів.

На рисунку 4.7 показано вузол колони деетанізації поз.НН-002 з трасуванням трубопроводів.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		90



Рисунок 4.6 – Тривимірна модель відділення стабілізації конденсату з трасуванням трубопроводів

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ



Рисунок 4.7 – Вузол колони деетанізації поз.НВ-002 конденсату з трасуванням трубопроводів

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				





3) Випробування змонтованого устаткування. (випробування на міцність і щільність, випробування на холостому ході і під навантаженням, усунення виявлених недоліків).

Ступінь складності встановлення колонних апаратів у проектне положення визначається їхніми габаритними розмірами (висотою і діаметром), масою, а також висотою фундаменту (постаменту).

Підйом колонного апарата малого діаметра здійснюють поетапно частинами (царгами) за допомогою кранів.

До завдання проектних організацій входить розроблення монтажної технічної документації проектів виконання робіт, деталювальних креслень трубопроводів і металоконструкцій і надання технічної допомоги трестам і управлінням.

Розроблювану монтажну техдокументацію узгоджують із замовником - монтажним управлінням, що забезпечує хорошу якість цієї документації.

#### **4.3.2 Проектування монтажних робіт.**

Основним документом для виконання монтажних робіт є проект виконання робіт (ПВР), що розробляється спеціалізованою проектною організацією. У ПВР передбачається розв'язання таких організаційно-технічних питань: першочергове виконання підготовчих і загальномайданчикових робіт, організація майданчиків для складування та укрупненого складання, послідовність монтажу, поточність виконання монтажних робіт, безпека монтажних робіт.

ПВР на особливо складні роботи з монтажу великовагового обладнання підлягають обов'язковій експертизі в спеціалізованих проектних організаціях.

Завдання на розроблення ПВР проектній організації видає монтажна організація. У цьому завданні наводяться всі дані, необхідні для проектування.

ПВР містить: копію завдання, відомість документів, пояснювальну записку, відомість обсягу монтажних робіт у вартісному і натуральному вираженнях, генеральний план монтажних робіт, графіки, технологічні карти,

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				







#### 4.3.4 Монтаж колони блочним методом.

Колонний апарат повинен поставлятися на монтажний майданчик у максимально готовому вигляді. Оскільки перевезення колонного апарата малого діаметра, зважаючи на конструктивні особливості та габарити, зокрема довжину, у повністю зібраному вигляді не є можливим.



Рисунок 4.8 – Загальний вигляд колони деетанізації

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Зважаючи на це, такі апарати постачають в розібраному вигляді з окремих складових частинок (царг) або окремими деталями.

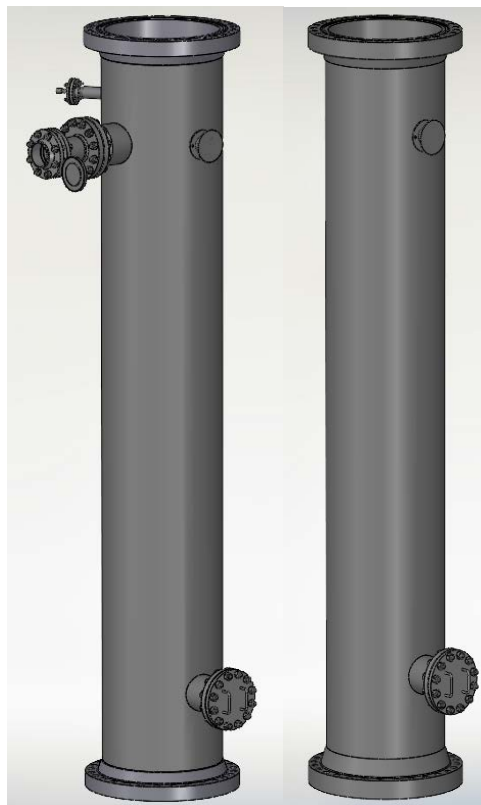


Рисунок 4.9 – Складальні частини (царги) колони деетанізації (3D)

Завод-виробник до відправки на монтажний майданчик повинен провести контрольну збірку апарата, нанести на всі сполучення складальні осі та контрольні риси.

Окремі складові частини (царги) колонного апарата доставляють на складальний майданчик. Тут проводять складання апарата з готових блоків або складання великих блоків із вузлів чи деталей.

Великоблочний метод монтажу передбачає виконання максимального обсягу робіт на рівні землі в найбезпечніших умовах і з найбільшою продуктивністю з подальшим підйомом блоків у проєктне положення та їх з'єднання.

При цьому зменшуються витрати праці на допоміжні роботи - спорудження риштувань і тимчасових комунікацій.

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

У процесі укрупненого складання блоків на монтажному майданчику доводиться монтувати частину внутрішніх пристроїв, а іноді й усі внутрішні пристрої. Для цього внутрішню поверхню апарата ретельно очищають від сторонніх предметів, окалини. Потім апарат встановлюють у положення, що забезпечує найлегший доступ всередину і найпростіше визначення базових складальних розмірів.

Розміри царг дають змогу збирати внутрішні пристрої, деталі яких вносять у відокремлену від апарата царгу через відкриті торці.

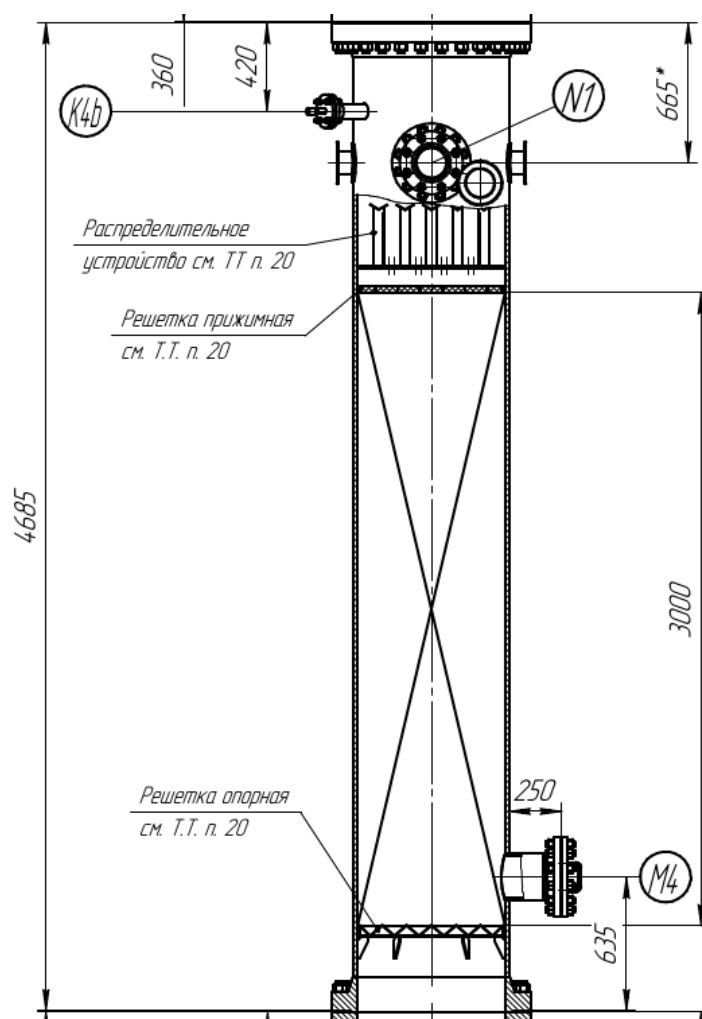


Рисунок 4.10 – Складальні частини (царги) колони деетанізації (креслення)

Порядок монтажу внутрішніх пристроїв - від низу до верху; такий порядок забезпечує більший простір для тих, хто працює всередині колони, дає змогу скоротити кількість тимчасових риштувань.

										Лист
										100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					



Збирання внутрішніх пристроїв починають із приварювання до внутрішньої стінки корпусу колони опорних (несучих) елементів і нероз'ємних деталей. Зварювання проводять у суворій відповідності з технічними умовами, враховуючи, що під час роботи колони важко визначити окремі дефекти зварювання.

Як уже згадувалося раніше колонні апарати невеликих діаметрів (царгові колони) збирають з окремих складових частин (царг), що з'єднуються один з одним болтами/шпильками.

Вибір того чи іншого способу встановлення обладнання на фундамент визначається наявними в розпорядженні монтажників вантажопідіймальними механізмами, а також формою, розмірами, масою і проектним розташуванням обладнання.

Монтаж колонного обладнання малого діаметру на фундамент оптимально здійснити складальними частинами (царгами) шляхом нарощування.

Апарат встановлюють на фундамент різними способами. Найпростішим є підйом за допомогою одного або двох самохідних кранів.

Для цього апарат (частину апарату) строплять, вушка стропів надягають на спеціально передбачені цапфи, виконані в верхній частині кожної царги.

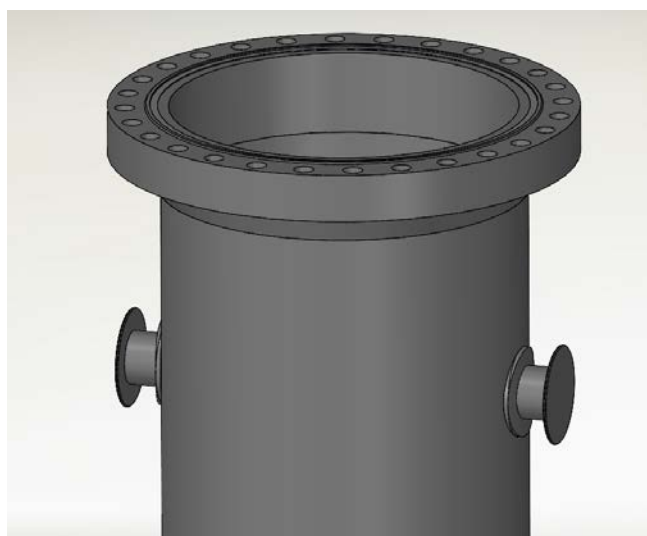


Рисунок 4.11 – Цапфи для підйому царги

Апарат перед підйомом на потрібну позначку піднімають над землею на висоту до 0,3 м і витримують у такому положенні протягом невеликого періоду часу, щоб перевірити врівноваженість устаткування, яке підіймають, за умови вже виконаного стропування, натяг стропів і канатів, а також справність усіх вузлів, які беруть участь у підйомі. Підняте над землею обладнання не повинно розгойдуватися.

Підйом слід здійснювати плавно, без ривків; його негайно припиняють, якщо виявляють заклинювання в блоках або поліспадах, або ж якщо на шляху переміщення апарата виникають перешкоди.

У тому разі, коли підйом здійснюють двома кранами, стропування апарата виконують так, щоб за узгодженої роботи кранів не допустити перевантаження одного внаслідок недовантаження іншого. Часто з цією метою застосовують балансирні траверси.

Піднятий вантаж не можна залишати висячим тривалий час; якщо підйом з тих чи інших причин припинений, вантаж опускають на землю (або на перевірену, стійку площу) до усунення перешкод. Опускання проводять повільно; особлива обережність потрібна при опусканні обладнання на фундамент; необхідно стежити за тим, щоб не пошкодити опорну поверхню і фундаментні болти.

Спочатку на фундамент встановлюють нижній (базовий) блок (царгу) обладнання - опорну частину колонного апарата. Після перевірки і закріплення базового блоку на нього зверху поміщають блок, який також вивіряють і прикріплюють за допомогою різьбових шпильок до базового блоку.

Таким чином, обладнання послідовно наращують усіма блоками. При цьому кожен нижній блок служить складальною базою для того, що лежить вище.

Дуже відповідальними операціями при складанні царгових колон є встановлення прокладок між привалочними поверхнями і кріплення царг болтами. Від сталості товщини прокладки по всій площі сполучення і від рівномірності затягування болтів фланцевих з'єднань або стяжних шпильок

									Лист
									102
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

залежать щільність з'єднань, а також вертикальне положення осі колони і горизонтальне положення внутрішніх пристроїв.

Регулювання всіх внутрішніх пристроїв царгових колон у зібраному вигляді не завжди можливе, тому нормальна їхня робота зумовлюється початковим складанням. За такої конструкції колони і незмінних технологічних параметрів роботи ефективність масообміну на внутрішніх пристроях залежить від точності регулювання її елементів, яке здійснюється в процесі складання.

В кожному блоці (царгі) повинна бути уже змонтована опорна решітка. Після встановлення кожного блоку (царги) виконується завантаження насипних насадок (кільця Палля), після чого проводиться встановлення решітки притискної. Останнім етапом монтажу царги є установка розподільного пристрою для рівномірного розподілу потоку рідини. Далі переходять до монтажу наступної царги за описаними вище принципами.

У разі безладного завантаження насадок апарат заповнюється водою до верхнього люка і кільця з підйомного бака вивантажуються у воду. У міру наповнення колони зайва вода зливається через нижній штуцер колони.

Вимоги, що пред'являються до монтажу як усієї колони, так і внутрішніх пристроїв, визначаються конструктивними особливостями і вказуються в кресленнях і технічних умовах.

У більшості випадків на рівні землі проводять не тільки складальні роботи, а й гідровипробування, нанесення теплоізоляції, футерування.

#### **4.3.5 Вивірка і кріплення апарата до фундаменту.**

Колонні апарати вивіряють на фундаменті особливо ретельно, тому що навіть незначні їхні відхилення від строго вертикального положення можуть призвести до помітної втрати стійкості та порушення нормальної роботи внутрішніх пристроїв.

Зазвичай у робочих монтажних кресленнях для кожного апарата вказано максимально допустиме відхилення осі апарата від вертикалі.

									Лист
									103
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				



Рисунок 4.12 – Теодоліт

Перевірка на вертикальність проводиться за допомогою теодолітів, які встановлюють у двох взаємно перпендикулярних площинах, що проходять через вісь апарата, який вивіряють. Щоб уникнути помилок, бажано проводити перевірку в таких умовах, коли виключена можливість одностороннього нагрівання стінок корпусу апарата сонячними променями.

Перевірка висоти розташування опорної площини апарата проводиться нівеліром від нанесеної на фундаменті нівелірної позначки.



Рисунок 4.13 – Нівелір

Апарату надають потрібного положення, підкладаючи під його опорну поверхню сталеві підкладки, після чого фіксують до фундаменту фундаментними болтами.

Зазори між фундаментом і опорною поверхнею апарата заповнюють цементним розчином.



3) У деяких випадках пропарку і промивання повторюють декілька разів.

Час операцій обумовлюється у виробничій інструкції (технологічному регламенті) кожної технологічної установки або технологічного блоку.

Промивання колон водою сприяє також швидшому їх охолодженню. Не можна приступати до ремонтних робіт, якщо температура промивної води перевищує 50 °С.

4) Пропарену і промиту колону від'єднують від усіх апаратів і комунікацій глухими заглушками, що встановлюються у фланцевих з'єднаннях штуцерів. Установку кожної заглушки і подальше її зняття реєструють у спеціальному журналі.

#### **4.4.3 Технологія ремонту**

Ремонт апарата починають з його розкриття, яке необхідно проводити, суворо дотримуючись наступних правил:

1) Спочатку відкривають верхній люк, причому перед цим в апарат протягом деякого часу подають водяну пару, щоб уникнути можливого підсосу повітря, в результаті якого може утворитися вибухонебезпечна суміш. Далі послідовно (зверху вниз) відкривають решту люків. Категорично забороняється одночасно відкривати верхній і нижній люки. Не можна також відкривати спочатку нижній, а потім верхній люк, оскільки внаслідок різниці температур відбувається сильний приплив повітря в колону, що може призвести до утворення вибухонебезпечної суміші.

2) З метою скорочення тривалості ремонтних робіт ще під час промивання колони водою відвертають частину болтів на тих люках, які будуть розкриватися, не порушуючи при цьому герметичності.

3) Після відкривання люків колона деякий час провітрюється в результаті природної конвекції повітря. Можливість проведення ремонтних робіт у колоні встановлюють виходячи з результатів лабораторного аналізу проби повітря, взятого з неї. Доступ людей у колону можливий, якщо

										Лист
										106
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					















8. Оцінка результатів:

- Порівняння результатів до і після автоматизації.
- Аналіз впливу на продуктивність, вартість та якість продукції.

Процес оцінки рівня автоматизації вимагає взаємодії між технічними, фінансовими та людськими аспектами. Такий підхід дозволяє забезпечити ефективне впровадження автоматизації та досягти бажаних результатів.

Для оцінки рівня автоматизації технологічного процесу колони деетанізації установки стабілізації конденсату можна використовувати різні показники.

Один з таких показників - це кількість автоматичних процесів, які здійснюються без участі оператора. Це можуть бути процеси контролю тиску, температури, рівня реагентів тощо. Чим більше таких процесів автоматизовано, тим вищий рівень автоматизації.

Другий показник - це наявність системи автоматичного керування, яка забезпечує оптимальний режим роботи колони деетанізації. Ця система може включати в себе сенсори, які контролюють параметри процесу, а також програмне забезпечення, яке аналізує ці дані і приймає рішення щодо налаштування обладнання.

Третій показник - це можливість моніторингу технологічного процесу з віддаленого доступу. Це дозволяє операторам відстежувати роботу колони деетанізації з будь-якої точки установки та навіть світу, що забезпечує більш ефективне управління процесом.

Отже, оцінка рівня автоматизації технологічного процесу колони деетанізації установки стабілізації конденсату може проводитися за кількістю автоматичних процесів, наявністю системи автоматичного керування та можливістю моніторингу з віддаленого доступу. Чим більше таких показників виконується, тим **вищий рівень автоматизації технологічного процесу**.

										Лист
										113
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

## 5.2 Аналіз літературних рекомендацій з автоматизації технологічного процесу.

Автоматизація технологічного процесу колони деетанізації є важливим завданням для підвищення ефективності та якості роботи установки стабілізації конденсату.

У літературних джерелах з автоматизації технологічного процесу можна виділити такі рекомендації:

1. Використання сучасних програмних засобів для автоматизації технологічного процесу, таких як SCADA-системи, які дозволяють збирати та аналізувати дані про роботу установки в режимі реального часу.

2. Встановлення датчиків температури, тиску та рівня рідини на різних рівнях колони деетанізації для контролю технологічного процесу.

3. Розробка алгоритмів керування процесом, які базуються на зборі та аналізі даних про роботу установки.

4. Використання автоматизованих систем регулювання тиску та температури в колоні деетанізації, що дозволяє підтримувати оптимальні параметри процесу.

5. Використання систем моніторингу та діагностики для виявлення несправностей та аварійних ситуацій в роботі установки.

6. Встановлення системи автоматичного контролю за якістю продукту, що виходить з колони деетанізації.

7. Застосування методів математичного моделювання для оптимізації технологічного процесу.

Таким чином, автоматизація технологічного процесу є важливим етапом у покращенні ефективності та якості роботи установки стабілізації конденсату. Використання сучасних програмних засобів, датчиків та систем моніторингу дозволяє забезпечити контроль технологічного процесу в режимі реального часу та підтримувати оптимальні параметри роботи установки.

										Лист
										114
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

## 5.3 Автоматизація технологічного процесу

### 5.3.1 Опис схеми автоматизації

Вузькі вуглеводневі фракції є продукцією, що виробляється газофракціонуючими установками (ГФУ). При використанні згаданої продукції в якості сировини для нафтохімічних виробництв, споживана сировина повинна мати вміст основних компонентів не менше 96...98%. Параметри фракцій вуглеводневих газів, що отримуються в результаті перегонки, повинні задовольняти технічні вимоги діючих стандартів.

Вказані ГФУ отримали назву стабілізаційних та використовуються для розділення нестабільного бензину на стабільний газовий бензин і зріджений газ. Вуглеводневі конденсати, що отримані на попередніх стадіях переробки газу та нафтопродуктів, наприклад, в процесі низькотемпературної переробки, мають різний склад, маючи компоненти від етану до гексану. Тому для організації подальшої переробки газоконденсатна сировина проходить обробку на установці стабілізації конденсату.

Установка стабілізації конденсату, що розглядається у цій роботі, призначена для отримання цільових продуктів згідно з нормативом, а саме: пропан-бутан технічний, та стабільний вуглецевий конденсат.

Газовий конденсат, що характеризується широкою фракцією легких вуглеводнів (ШФЛВ) є нестабільним продуктом, який отримується на установці низькотемпературної сепарації при високих тисках. Цей «частково дегазований нестабільний конденсат дроселюється до тиску 2,3÷2,4 МПа і температури плюс 30÷35 °С та надходить у буферну ємність VA-001, де додатково дегазується після дроселювання (зниження тиску). Газ дегазації конденсату можливо використовувати як паливо на потреби підприємства або, якщо це передбачено технологічними схемами, повертати в технологічний процес підготовки газу після підвищення його тиску (проміжна компресорна станція). В даному випадку газ дегазації з тиском 1,6 МПа і температурою плюс 25÷30°С подається на вхід компресорної станції.

										Лист
										115
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					





У верхній частині колони стабілізується тиск шляхом відводу ШФЛВ із рефлюксної ємності 2 (рисунок 5.1). Параметри роботи колони деетанізації ШФЛВ, які необхідно забезпечити в процесі, визначаються наступним чином:

Параметр	Верх колони	Низ колони
Температура, °С	40÷80	80÷95
Тиск, МПа (зб.)	1,75÷2,3	1,75÷2,3

Температура, яка є основним показником якості продукту, що знаходиться у верхній частині колони, регулюється шляхом зміни подачі холодного зрошення ШФЛВ з ємності 2 (рисунок 5.1). Кількість ШФЛВ, що відводиться, регулюється шляхом зміни рівня L рефлюксної ємності з допомогою приводу засувки.

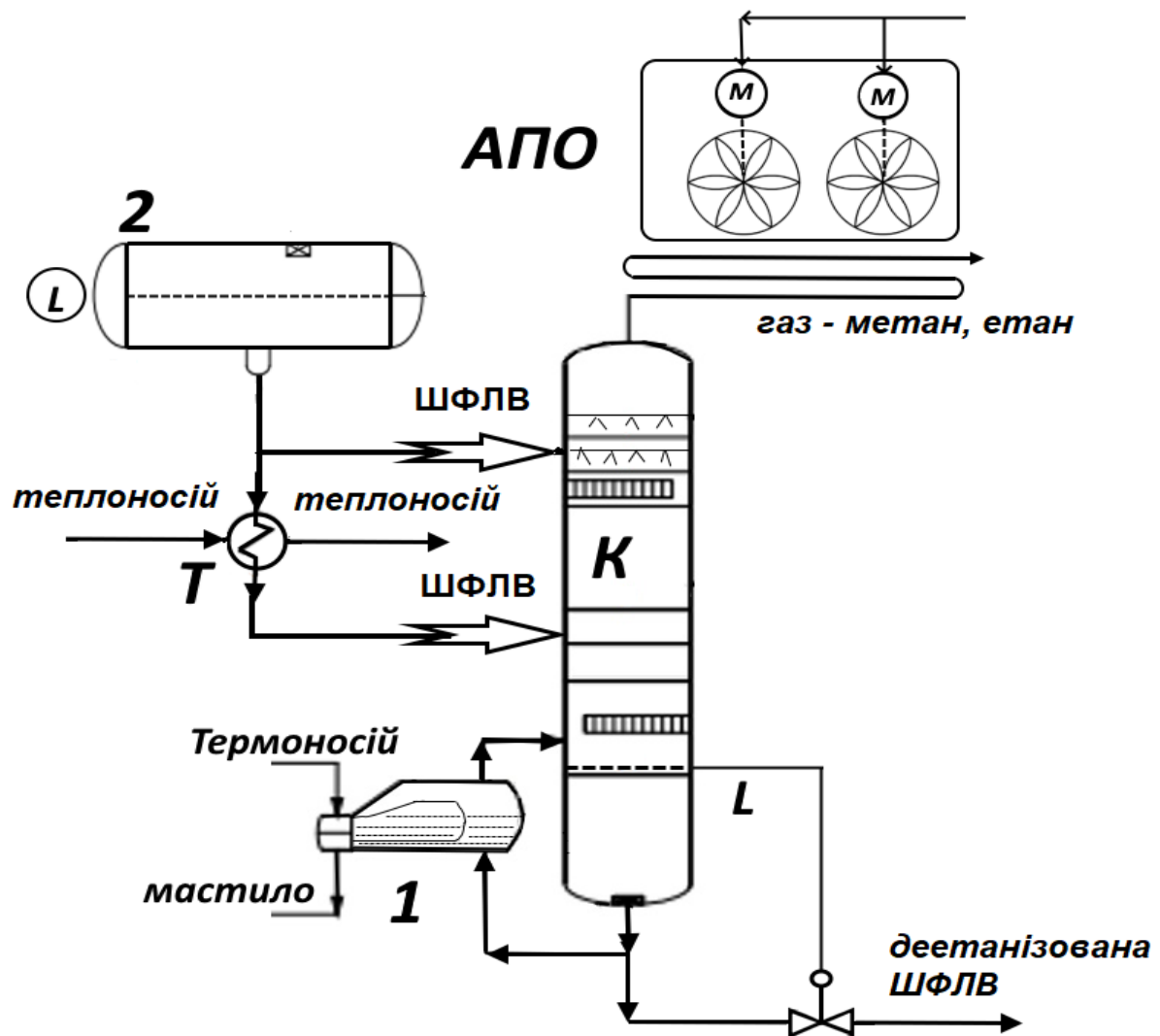


Рисунок 5.1 – Технологічна схема процесу деетанізації ШФЛВ

1 – ребойлер; 2– рефлюксна ємність; К – колона стабілізації; АПО – агрегат повітряного охолодження; Т – теплообмінник; L – вимірювання рівня.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------



### 5.3.2 Вимоги до АСУ ТП

Розробка, конфігурація та апаратні засоби системи АСУ ТП повинні відповідати вимогам, зазначеним у цих технічних вимогах, повинні бути сумісними для всього об'єкта, зокрема стандартизовані виробники, номери моделей, програмне забезпечення та основні принципи експлуатації.

Автоматизована система управління:

- має бути спроектована з урахуванням вимог безперервної роботи протягом 24 годин на добу у реальних умовах виробництва;
- повинна мати можливість нарощування, модернізації та розвитку системи, а при здачі в експлуатацію мати резерв каналами вводу/виводу не менше 20%.
- має бути спроектована із застосуванням відкритих протоколів обміну даними;
- повинна працювати в автоматизованому та ручному режимі.
- повинна являти собою систему, реалізовану на базі сучасних технічних та програмних засобів збору, передачі, обробки та подання інформації, включаючи високопродуктивні засоби контролерної та обчислювальної техніки, що забезпечують контроль, управління та захист технологічного процесу;
- АСУТП повинна мати гнучку структуру компонування апаратних та програмних засобів з метою забезпечення контролю та управління об'єктами АСУТП за допомогою єдиних уніфікованих елементів системи;
- АСУТП має бути спроектована з урахуванням технологічних процесів загальноцехових та допоміжних виробництв.

										Лист
										119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

### 5.3.3 Основні функції АСУТП

- прийом інформації про технологічні параметри від контрольованих об'єктів;
- збереження прийнятою інформації по аналоговим та дискретних параметрів в архіві за встановлений період часу;
- вторинна обробка прийнятої інформації;
- графічне подання ходу технологічного процесу, а також прийнятої та архівної інформації у зручній для сприйняття формі;
- прийом та передача команд управління від операторів технологічних установок до виконавчих механізмів;
- реєстрація подій, пов'язаних з контрольованим технологічним процесом та діями персоналу, відповідального за експлуатацію та обслуговування системи;
- реєстрація подій, пов'язаних із роботою системи (включення, збої в роботі, у тому числі й систем зв'язку);
- оповіщення експлуатаційного персоналу про виявлення аварійних подій, пов'язаних із контрольованим технологічним процесом із реєстрацією дій персоналу в аварійних ситуаціях;
- формування зведень та інших звітних документів на основі прийнятої інформації;
- обмін необхідною інформацією з іншими установками комплексу;
- передача у заданому обсязі інформації вищим системам.

										Лист
										120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

### 5.3.4 Архітектура АСУТП

АСУ ТП повинна мати 3-х рівневу архітектуру - нижній, середній та верхній рівень.

**Нижній рівень АСУТП**, рівень ієрархічно упорядкованої структури системи Цей рівень призначений для отримання інформації про роботу об'єкта управління та керуючих впливів на об'єкти. Він включає всі польові прилади, такі як датчики, пускачі і виконавчі механізми. Має бути реалізований з урахуванням інтелектуальних датчиків і виконавчих механізмів. Вимоги до обладнання нижнього рівня аналогічні вимогам до обладнання КВП і запірно-регулюючої арматури, що поставляються комплектно з технологічним обладнанням.

**Середній рівень АСУТП**, це проміжний рівень ієрархічно впорядкованої структури системи, призначений для перетворення інформації з нижнього рівня, формування впливів на виконавчі механізми нижнього рівня і передачі їх на верхній рівень управління. Він включає все системне обладнання, призначене для управління, автоматизації і збору даних. Повинен бути реалізований на базі сучасних ПЛК (програмованих логічних контролерів) відкритої архітектури з модульною структурою, що забезпечують виконання наступних функцій:

- автоматичне регулювання - стабілізація окремих технологічних параметрів, які забезпечують стійкість перебігу технологічних процесів, реалізацію функцій безпосереднього цифрового управління стабілізації основних параметрів;
- програмно-логічне керування обладнанням;
- протиаварійні захисту та блокування.

**Верхній рівень АСУТП** включає системне обладнання, що має функцію ЛЮДИНО-МАШИННОГО ІНТЕРФЕЙСУ (НМІ або ЧМІ) і SCADA, призначене для збору даних з нижнього рівня, їх обробки та подання у зручній для прийняття рішень формі оператору для обробки. Повинен забезпечити виконання у реальному часі наступних функцій:

									Лист
									121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				









### **Устаткування верхнього рівня**

Обладнання верхнього рівня є сукупністю обладнання для виконання наступних функцій:

- Індикація/відображення всіх аналогових або цифрових технологічних змінних, відкритих або замкнених контурів та всіх пов'язаних з ними параметрів, що належать самій РСУ та надходять від різних систем управління та захисту (ПАЗ, СПГО, Електричні системи, сторонні системи);
- Маніпулювання контурами управління, включаючи зміну уставки, режим роботи, вихід, налаштування, обчислювальні константи;
- Управління сигналізацією та оповіщенням;
- Відображення технологічних графіків;
- Ведення журналу та можливість запису як архівних даних, так і даних у реальному часі;
- Наступні події мають бути автоматично зареєстровані:
  - Події процесу;
  - події оператора;
  - Інженерні події;
  - Системні події;
  - Відображення повідомлень самодіагностики.

### **5.3.5 Характеристики АСУ ТП**

АСУ ТП повинна мати такі характеристики:

- Модульна архітектура, з окремими схемами введення-виведення, резервованими процесорними модулями та комунікаційними модулями;
- Автоматичне самотестування та діагностика системи, що не потребують додаткової логіки застосування. Все самотестування та діагностика системи повинні бути перевіреною невід'ємною частиною стандартної системи та мають бути повністю прозорі для користувача при впровадженні програми.

										Лист
										125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

Діагностика та тестування повинні проводитися періодично і повинні забезпечувати достатнє діагностичне охоплення функцій захисної системи в логічному вирішальному пристрої, щоб протягом необхідного терміну служби системи не вимагалось проведення періодичного тестування логічного апаратного та мікропрограмного забезпечення.

Самотестування повинно включати як мінімум:

- Виявлення помилок у послідовному та паралельному зв'язку;
- внутрішній сторожовий таймер для виявлення зупиненого або циклічного виконання процесора;
- Набір інструкцій, що виконуються у кожному функціональному циклі для перевірки активних компонентів системи, включаючи процесор;
- Періодична перевірка пам'яті;
- Перевіряє кожен сигнальну лінію шини з паралельною передачею даних перед завданням "читання" або "запис" на вхідний або вихідний компонент;
- Виявлення видалення або будь-якого дефекту в будь-якому логічному блоці, модулі зв'язку, процесорі, модулі вводу-виводу або джерела живлення;
- Перевірка здатності вирішувати логічні завдання, включаючи тест, який перевіряє активні компоненти системи, включаючи процесор(и). Цей тест має проводитись перед кожним логічним циклом;
- Набір ініціалізації живлення та перевірки зв'язку.

### 5.3.6 Перелік вхідних та вихідних сигналів АСУ ТП

В додатку Ж наведені основні параметри вхідних та вихідних сигналів АСУ технологічного процесу дестанізації.

										Лист
										126
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

## **6. Охорона праці та довкілля**

### **6.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підприємстві**

Питання підвищення продуктивності праці та збільшення економічної ефективності підприємства багато в чому залежать від безпечних та нешкідливих умов праці. Широке впровадження автоматизації, механізації та сучасної високопродуктивної техніки у поєднанні із здійсненням спеціальних заходів з техніки безпеки та оздоровлення умов праці є основними напрямками подальшого зниження травматизму та захворювань на підприємствах хімічної промисловості. Дуже важливим є використання автоматизованих пристроїв з дистанційним керуванням, забезпечення цехів, у приміщенні яких можлива поява токсичних та шкідливих речовин ефективною системою вентиляції, максимальна герметизація обладнання, проведення санітарно-оздоровчих заходів та профілактика уражень електричним струмом.

#### **Вимоги безпеки на підприємствах, пов'язаних із виробництвом шкідливих речовин**

При проектуванні та експлуатації виробництв необхідно керуватись ГОСТ 12.3.002 – 75 ССБТ “Процеси виробничі. Загальні вимоги безпеки.

Основні положення ДСТУ зводяться до наступного:

При проектуванні та реконструкції виробництв, технологічний процес яких пов'язаний зі шкідливими речовинами, треба прагнути до заміни речовин на менш шкідливі і нешкідливі, сухих способів переробки матеріалів, що пилять, - мокрими, і до випуску кінцевих продуктів в не пилячих формах. Технологія виробництв повинна базуватися на замкнутих циклах, автоматизації, комплексній механізації, дистанційному управлінні, яке виключає контакт людини зі шкідливими речовинами. Виробниче обладнання та комунікації не повинні допускати виділення шкідливих речовин у повітря робочої зони. Технологічні викиди повинні проходити очищення з метою уловлювання, рекуперації та нейтралізації шкідливих речовин, що містяться у відпрацьованих газах, промивних та стічних водах. Виробництво має бути оснащено аварійною вентиляцією, засобами дегазації, активними та пасивними

									Лист
									127
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

засобами вибухозахисту та вибухоподавлення. На кожному виробництві повинні бути специфічні нормативно – технічні документи з безпеки праці, застосування та зберігання шкідливих речовин, що включають дані про токсикологічні характеристики шкідливих речовин та вказівки про засоби колективного та індивідуального захисту, що відповідають вимогам ГОСТ 12.4.001 – 75 ССБТ “Засоби захисту працюючих. Класифікація”. На виробництвах, де працюють із шкідливими речовинами 1-го класу небезпеки, повинен здійснюватися безперервний контроль їхнього вмісту у повітрі робочої зони. Зміст речовин 2, 3 та 4-го класів контролюється періодично. Безперервний контроль вмісту шкідливих речовин у повітрі робочої зони повинен передбачати застосування самописних автоматичних приладів, що видають сигнал про перевищення рівня ГДК. Чутливість методів контролю не повинна бути нижчою за 0,5 рівня ГДК, а їх похибка не повинна перевищувати  $\pm 25\%$  від визначеної величини.

Усі особи зайняті на виробництві та які мають контакт зі шкідливими речовинами, повинні обов'язково проходити попередній та періодичний медичний огляд та знати методи надання до лікарської невідкладної допомоги постраждалим при отруєнні.

#### **Вимоги до обладнання.**

1) Встановлення вогнеперегороджувачів та інших засобів запобігання полум'ю. На повітрях технологічних апаратів, у яких перебувають вибухонебезпечні речовини, повинні встановлюватися вогнеперешкодники чи інші засоби запобігання полум'ю. Встановлення вогнеперегороджувачів на апаратах з азотним диханням або іншим інертним середовищем не потрібне; після запобіжних клапанів вогнеперегороджувачі не встановлюються. Зовнішні кінці стояків повітря в зимовий час повинні оглядатися та очищатися від льоду та снігу. При цьому має бути забезпечена безпека цих робіт.

2) Герметичність апаратури. Технологічна апаратура та комунікації, призначені для робіт з вибухонебезпечними та шкідливими продуктами, мають бути герметичними. Герметизуючі пристрої всіх агрегатів необхідно

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		128

систематично оглядати й у місцях порушення герметичності їх слід негайно виправити.

3) Розташування устаткування. Розташування обладнання повинно забезпечувати безпеку та зручність його обслуговування та ремонту. Технологічні апарати зі зрідженими горючими газами, ЛЗР, ГР, винесені з цеху, але технологічно пов'язані з ним, повинні бути розташовані на відстані не менше 10 м від віконних і дверних прорізів приміщень виробництв категорій В, Г і Д. У випадках, коли цей розрив менше 10 м, необхідно вікон ованим склом. Розташування апаратів, що не містять ЛЗР, ГР та горючих газів і парів, не нормується.

При встановленні обладнання необхідно передбачати:

а) основні проходи у місцях постійного перебування працюючих, і навіть по фронту обслуговування щитів управління (за наявності постійних робочих місць) шириною щонайменше 2 м;

б) основні проходи фронтом обслуговування апаратів, мають “гребінки” управління, місцеві контрольно – вимірювальні прилади за наявності постійних робочих місць, шириною щонайменше 1,5 м;

в) проходи між апаратами, а також між апаратами та стінами приміщень, за потреби кругового обслуговування шириною не менше 1 м;

г) проходи для огляду та періодичної перевірки та регулювання апаратів та приладів шириною не менше 0,8 м;

е) ремонтні майданчики, достатні для розбирання та чищення апаратів та їх частин без захарашення робочих проходів, основних та запасних виходів та майданчиків сходів.

Зазначені відстані не відносяться до апаратів, що представляють частину агрегату, у цьому випадку відстань між окремими апаратами агрегату визначається технологічною доцільністю та можливістю обслуговування.

Центральні чи основні проходи мають бути, як правило, прямолінійними та вільними. Мінімальні відстані для проходів встановлюються між частинами

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		129

обладнання, що найбільш виступають, з урахуванням фундаментів, ізоляції, огорожі та інших додаткових пристроїв.

Якщо на етажерках розташована ємнісна апаратура зі зрідженими газами, ЛЗР та ГР і під технологічними апаратами є майданчик із суцільним настилом, то по всьому периметру цього майданчика має бути зроблений борт заввишки не менше 0,14 м, а в місцях виходу до сходів мають бути влаштовані пандуси.

4) Наявність аварійних ємностей. Ємнісна технологічна апаратура з ЛЗР, горючими та токсичними рідинами та зрідженими газами повинна мати пристрій для звільнення її перед ремонтом та у разі аварії та пожежі. Після використання аварійної ємності остання повинна бути звільнена від продукту і, залежно від характеру цього продукту, ємність повинна бути продута інертним газом або гострим водяною парою і, якщо потрібно, промита водою.

Випорожнення зазначеної апаратури за допомогою насосів або будь-якими іншими способами може проводитися в складські ємності проміжних і сировинних (товарних) складів, технологічні апарати (суміжних відділень, установок і цехів даного виробництва), або в окремо призначені для цієї мети аварійні або дренажні ємності. При цьому має бути забезпечене повне звільнення трубопроводів. Обсяг аварійних ємностей повинен прийматися з розрахунку один найбільший за місткістю апарат цеху.

У разі пожежі необхідно, керуючись аварійною інструкцією, перекрити надходження на встановлення горючих продуктів. Відстань від виробничих будівель до аварійних або дренажних ємностей приймається як для технологічного обладнання, розташованого поза будівлею. Відстань від апаратури зовнішніх установок до аварійних або дренажних ємностей не нормується, але останні повинні розміщуватися поза етажеркою.

5) Встановлення сигналізаторів граничного верхнього рівня на ємнісній апаратурі. Ємнісна апаратура (сепаратори, збірники) повинна забезпечуватись сигналізаторами граничного верхнього рівня незалежно від регулятора рівня, встановленого на апараті

									Лист
									130
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

6) Промивання та продування технологічних апаратів. Для промивання та продування технологічних апаратів з вибухонебезпечними та токсичними речовинами перед ремонтом, внутрішнім оглядом та випробуванням повинні бути передбачені штуцери для приєднання ліній води, пари або інертного газу.

7) Наявність огорожувальних пристроїв. При розміщенні устаткування (технологічних апаратів, приладів, арматури та ін.), що обслуговується, на висоті більше 1,8 м для доступу до нього повинні бути влаштовані стаціонарні сходи з поручнями і майданчики з огорожею. Ширина сходів повинна бути не менше 0,7 м, а крок щаблів - не більше 0,25 м, а ширина сходу - не менше 0,12 м. Ухил сходів повинен бути не більше 45°. Для доступу до устаткування, що рідко обслуговується (приладів, арматури), що знаходиться на висоті не більше 3 м, допускається влаштування сходів з ухилом 60°, а в окремих випадках - користування драбинами.

Верхній майданчик сходів, що ведуть на резервуар, повинен знаходитися на одному рівні з верхнім косинцем резервуара і мати перила висотою не менше 0,9 м з нижнім бортом висотою не менше 0,14 м. По краю даху резервуара на відстані не менше 1,8 м в кожную сторону від сходу повинні влаштовувати. знаходиться люк для вимірювань, вимірювальний пристрій та арматура. Якщо арматура, а також дихальні та запобіжні клапани розташовані на різних ділянках даху, до них мають вести майданчики з огорожами.

Усі рухомі та обертові частини машин і технологічних апаратів (маховики, вали, муфти, передачі та ін.), розташовані на висоті менше 2 м над рівнем підлоги або майданчика обслуговування, повинні мати суцільну або сітчасту огорожу. Знімати огороження для ремонту технологічних апаратів дозволяється лише після повної зупинки механізмів.

Пуск механізмів після ремонту, огляду, чищення тощо. дозволяється тільки після встановлення огорожі на місце та зміцнення всіх його частин. Рекомендується передбачати блокування огорожі частин, що обертаються, з роботою пускових механізмів.

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпись</i>	<i>Дата</i>		131

8) Механізація трудомістких, важких та небезпечних робіт. Для монтажу, демонтажу та ремонту технологічної апаратури, обладнання та арматури повинні застосовуватись підйомно – транспортні засоби та механізми. При використанні підйомно-транспортних засобів та механізмів повинні передбачатися заходи, що забезпечують їх безпечну експлуатацію у вибухонебезпечних та вибухопожежонебезпечних приміщеннях. Закручування та відгвинчування болтів кришок, днищ, люків повинні проводитися інструментами та механізмами, що відповідають вимогам для вибухонебезпечних середовищ.

Для виконання робіт з монтажу, демонтажу, чищення ємностей та технологічних апаратів, а також заміні трубних пучків теплообмінників, холодильників, конденсаторів, змійовиків, регенераторів, заміні труб у печах або окремих комунікацій та ін. повинні передбачатися відповідні засоби механізації.

9) Захист від корозії. Усі технологічні апарати, арматура та трубопроводи, що піддаються дії агресивних середовищ, повинні бути виготовлені із стійких матеріалів або захищені протикорозійними покриттями. Апарати, встановлені в прямках із засипкою, а також комунікації, що прокладаються в каналах із засипкою або в землі при безканальної прокладки повинні бути захищені від корозії. Захисне фарбування та ізоляція обладнання повинні проводитися тільки після його технічного огляду та випробування. За станом технологічної апаратури, що працює в умовах, що викликають корозію, повинен бути встановлений спеціальний нагляд шляхом періодичного огляду та визначення ремонтів товщини стінок апаратів, трубопроводів і розмірів зносу. У процесі експлуатації обладнання та трубопроводів для агресивних, вибухо- та пожежонебезпечних середовищ адміністрація підприємства зобов'язана забезпечити перевірку товщини стінок апаратів та трубопроводів (внутрішній огляд, перевірка ультразвуком тощо) з реєстрацією результатів вимірювань у цеховому ремонтному журналі. Спосіб, місце та періодичність перевірки





процесу в результаті зміни технологічної схеми або з інших причин, повинні бути демонтовані або від'єднані від діючих після попереднього звільнення їх від продуктів та дегазації. При цьому кінці трубопроводів мають бути надійно заглушені.

13) Заходи у вибухо- і вибухопожежонебезпечних цехах щодо попередження утворення іскор при ударах і перегрівих частин, що труться. Необхідно систематично стежити за температурою нагріву і регулярним мастилом частин устаткування, що труться. Не можна допускати:

а) ударів рухомих механізмів про нерухомі частини машин та апаратів, при прояві шуму роботу машини необхідно зупинити для виявлення її причини;

б) потрапляння в машини з механізмами, що рухаються, і в апарати з мішалками сторонніх твердих предметів (камені, частинки металу);

в) роботу машин та апаратів з відключеними та несправними магнітними уловлювачами;

г) ударів при відкриванні та закриванні кришок люків та кранів, засувок тощо, а також при ремонті.

14) Контроль за динамічними навантаженнями та температурними впливами на технологічне обладнання. При експлуатації технологічного обладнання не дозволяється різко змінювати тиск та температуру при зупинці, пуску та роботі апарату; допускати вібрацію машин, трубопроводів та споруд; залишати незахищеними від атмосферних впливів сильно нагріті частини апарату та трубопроводів.

15) Проведення випробувань на герметичність. Арматуру, прилади та засоби автоматизації на герметичність на стендах. Технологічні апарати та комунікації перевіряють на герметичність на місці при повному складанні схеми. На проведення випробувань має бути складена інструкція щодо безпечного ведення робіт, затверджена головним інженером підприємства.

Технологічні апарати, що не були в роботі, а також пройшли ретельне очищення з подальшим лабораторним аналізом середовища в апараті, можуть випробовуватись на герметичність стисненим повітрям. Решта технологічних

									Лист
									134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

апаратів випробовуються інертним газом. У процесі випробування судин, апаратів та комунікацій повинні оглядатися та перевірятися всі з'єднання на пропуск газу мильним розчином або іншим надійним способом. При виявленні перепусток тиск повинен бути стравлений і усунути несправності.

При досягненні в випробуваному агрегаті робочого тиску подачу стисненого повітря або інертного газу припиняють, встановлюють спостереження за падінням тиску в агрегаті протягом не менше чотирьох годин при періодичній перевірці його і не менше 24 годин – для нових технологічних апаратів. Результати випробування на герметичність вважають задовільними, якщо падіння тиску за 1 годину не перевищують 0,1% при токсичних і 0,2% при вибухо-і пожежонебезпечних середовищах для технологічних апаратів, що знову встановлюються, і 0,5% - для технологічних апаратів, що піддаються повторному випробуванню. Випробування на щільність повинне проводитися з урахуванням зміни тиску в залежності від температури інертного газу всередині технологічного апарату.

Ремонт апарату та його елементів під час роботи не допускається. Обслуговуючий персонал зобов'язаний суворо виконувати інструкції щодо режиму роботи апарату та безпечного його обслуговування та своєчасно перевіряти справність дії арматури, контрольно-вимірювальних приладів та запобіжних пристроїв.

Робота апарату має бути зупинена у випадках, розглянутих вище, а також передбачених інструкцією, зокрема:

- а) у разі підвищення тиску в апараті вище дозволеного, незважаючи на дотримання всіх вимог, зазначених в інструкції;
- б) при несправності запобіжних клапанів;
- в) при виявленні в основних елементах апарату тріщин, випучин, значного витончення стінок, перепусток або потіння в зварних швах, течі в болтових з'єднаннях, розриву прокладок;

										Лист
										135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

г) у разі виникнення пожежі, що безпосередньо загрожує апарату під тиском;

д) при несправності манометра та неможливості визначити тиск по інших приладах;

е) при несправності або неповній кількості кріпильних деталей кришок та люків;

ж) у разі несправності показчика рівня рідини;

з) при несправності запобіжних блокувальних пристроїв;

і) у разі несправності (відсутності) передбачених проектом контрольно-вимірювальних приладів та засобів автоматики.

У виробництві, що проектується, є такі потенційні небезпеки відповідно до ГОСТ 12.0.003 – 74:

а) небезпека отримання травматизму, а також падіння рівня продуктивності праці внаслідок неправильного вибору та висвітлення робочого місця.

Найменша освітленість робочих поверхонь у виробничих приміщеннях встановлюється залежно від характеристики зорової роботи та регламентується будівельними нормами та правилами СНІП 11 – 4 – 79. Ці норми виходять із того, що основним джерелом світла є газорозрядні лампи, однак у спеціальних випадках допускається використання ламп розжарювання.

Гігієнічні вимоги до виробничого висвітлення, засновані на психофізичних особливостях сприйняття світла та його впливу на організм людини, можуть бути зведені до таких:

- Спектральний склад світла, створюваного штучними джерелами, повинен наближатися до сонячного;

- рівень освітленості має бути достатнім та відповідати гігієнічним нормам, які враховують умови зорової роботи;

- повинна бути забезпечена рівномірність і стійкість рівня освітленості в приміщенні, щоб уникнути частотої переадаптації та перевтоми зору.

										Лист
										136
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

б) небезпека ураження електричним струмом. Джерелом впливу можуть бути всі струмопровідні частини обладнання. Небезпечний та шкідливий вплив на людей електричного струму, електричної дуги та електромагнітних полів проявляються у вигляді професійних захворювань. Проходячи через організм людини електричний струм викликає опіки, нагрівання кровоносних судин, нервів, розкладання крові, подразнення та збудження живих тканин організму, а також повне припинення діяльності органів дихання та кровообігу.

Відповідно до ГОСТ 12.1.030 – 81 пред'являються такі вимоги:

- захисного заземлення або занулення підлягають металеві частини електроустановок, доступних для дотику людини;
- матеріал, конструкція та розміри заземлюючих та нульових захисних провідників повинні забезпечувати стійкість до механічних та термічних впливів на весь період експлуатації.

Відповідно до ГОСТ 12.1.038 – 82 пред'являються такі вимоги:

а) напруга дотику та струми, що протікають через тіло людини при нормальному режимі роботи електроустановки не повинні перевищувати значень, зазначених у таблиці, при аварійному режимі електроустановок напругою до 1000 В не повинні перевищувати значень за час дії  $\tau=0,01\div 0,08$  с.

б) небезпека контакту з рухомими частинами виробничого устаткування.

На ділянці очищення попутного нафтового газу знаходяться насосні агрегати, які рухаються електродвигунами. Контакт із обертовими частинами даного обладнання може призвести до травм працюючими людьми.

Відповідно до ГОСТ 12.2.003 – 91 пред'являються такі вимоги:

- частини виробничого обладнання, що рухаються, повинні бути огорожені або розташовані так, щоб виключати можливість торкання до них працюючого;

- у безпосередній близькості від рухомих частин, що знаходяться поза полем видимості оператора повинні бути встановлені органи управління аварійною зупинкою (гальмуванням), або в небезпечній зоні, що створюється частинами, що рухаються, можуть знаходитися працюючі;

										Лист
										137
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

- конструкція виробничого обладнання повинна передбачати сигналізацію, що попереджає про пуск обладнання, а також використання сигнальних кольорів та знаків.

г) небезпека одержання термічних опіків.

Ця небезпека належить до фізичної групи. Процес регенерації МЕА відбувається за високої температури 120 °С, при дотику до зовнішньої поверхні апарату може отримати термічні опіки.

Відповідно до ГОСТ 12.1.004 – 91 висувають такі вимоги:

- температура поверхні доступної до дотику, має перевищувати 45°С.

е) отруєння шкідливими газами.

У повітря виробничих приміщень можуть виділятися різні отруйні гази. У разі виникнення на робочому місці концентрацій отруйних газів у працюючих з'являються різні ознаки отруєння – кашель, ядуха, запаморочення, втрата свідомості, припинення дихання та серцевої діяльності.

Відповідно до ГОСТ 12.1.005 – 88 пред'являються такі вимоги:

Вміст шкідливих речовин у повітрі робочої зони не повинен перевищувати гранично допустимих концентрацій (ГДК), що використовуються при проектуванні виробничої будівлі, технологічного процесу, обладнання, вентиляції для контролю якості виробничого середовища.

Провівши аналіз потенційних небезпек та шкідливостей даного виробництва, передбачені такі заходи щодо їх усунення:

а) відповідно до ГОСТ 12.1.030 – 81, для усунення небезпеки ураження електричним струмом, передбачено заземлення та занулення електроапаратури;

б) відповідно до ГОСТ 12.2.003 – 91, для запобігання небезпеці прямого контакту обслуговуючого персоналу з частинами виробничого обладнання, що рухаються, встановлені захисні огороження та захисні кожухи;

в) відповідно до ГОСТ 12.1.004 – 91, для усунення небезпеки отримання термічних опіків у проекті передбачено, щоб знизити температуру зовнішньої поверхні до 40°С;

									Лист
									138
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

г) відповідно до ГОСТ 12.1.005 – 88, для усунення впливу на людину отруйних сполук газу, апарати, в яких відбуваються процеси та реакції з виділенням отруйних сполук щільно закриваються кришками та люками. Організуються регулярні перевірки якості повітря у робочій зоні.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		139

## 6.2 Методика розрахунку основного потенційно-небезпечного фактора

### *Аналіз потенційних небезпек технологічного процесу*

Технологічний процес деетанізації є складним та потенційно небезпечним. Нижче наведені можливі ризики та небезпеки, які пов'язані з цим процесом:

1. Вибухонебезпечність: Етанол є вибухонебезпечною речовиною, тому під час деетанізації необхідно дотримуватись всіх необхідних заходів безпеки, щоб уникнути вибуху.

2. Пожежонебезпечність: Етанол є легкозаймистою речовиною, тому під час деетанізації необхідно уникати контакту з вогнем та джерелами тепла.

3. Токсичність: Етанол є токсичною речовиною, тому під час деетанізації необхідно дотримуватись всіх необхідних заходів безпеки для захисту працівників від отруєння.

4. Екологічні ризики: Використання етанолу може мати негативний вплив на довкілля, тому необхідно вживати заходів для зменшення впливу на довкілля.

5. Ризики здоров'я: Використання етанолу може мати негативний вплив на здоров'я працівників, тому необхідно дотримуватись всіх необхідних заходів безпеки для захисту здоров'я працівників.

6. Неприятливий вплив на якість продукту: Неправильне виконання технологічного процесу деетанізації може мати негативний вплив на якість продукту, що може призвести до збитків для підприємства.

Отже, при виконанні технологічного процесу деетанізації необхідно дотримуватись всіх необхідних заходів безпеки, щоб уникнути небезпек та ризиків.

### *Заходи по забезпеченню безпеки*

1. Розробити та впровадити відповідні процедури безпеки для всіх етапів деетанізації.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		140



2. Забезпечити належне навчання та підготовку працівників щодо безпеки під час роботи з етанолом.

3. Встановити відповідну обладнання для забезпечення безпеки, таке як вентиляційні системи, пожежогасники, системи автоматичного вимикання тощо.

4. Забезпечити належне зберігання та обробку етанолу, включаючи правильне маркування та позначення.

5. Встановити процедури контролю якості продукту, щоб забезпечити його відповідність стандартам та вимогам.

6. Проводити регулярну перевірку обладнання та систем безпеки, щоб забезпечити їх належне функціонування.

7. Уникати ризикованих ситуацій, таких як перевищення максимальної концентрації етанолу в повітрі, перевищення допустимих температур тощо.

8. Встановити процедури дії в надзвичайних ситуаціях, таких як пожежа, витік етанолу тощо.

9. Забезпечити належне зберігання та утилізацію відходів, щоб запобігти негативному впливу на довкілля.

10. Проводити регулярну оцінку ризиків та вдосконалювати процедури безпеки відповідно до змін у технологічному процесі.

#### ***Заходи по забезпеченню виробничої санітарії та гігієни праці***

1. Розробити та впровадити процедури забезпечення виробничої санітарії та гігієни праці для всіх етапів деетанізації.

2. Забезпечити належну навчання та підготовку працівників щодо виробничої санітарії та гігієни праці.

3. Встановити відповідну обладнання для забезпечення виробничої санітарії та гігієни праці, таке як душові кабінки, мийки для рук, системи очищення повітря тощо.

4. Забезпечити належне зберігання та обробку матеріалів, що використовуються в процесі деетанізації, включаючи правильне маркування та позначення.

										Лист
										141
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

5. Встановити процедури контролю якості продукту, щоб забезпечити його відповідність стандартам та вимогам з виробничої санітарії та гігієни праці.

6. Проводити регулярну перевірку обладнання та систем виробничої санітарії та гігієни праці, щоб забезпечити їх належне функціонування.

7. Уникати ризикованих ситуацій, таких як несправна система вентиляції, недостатнє очищення повітря тощо.

8. Встановити процедури дії в надзвичайних ситуаціях, таких як витік матеріалу, порушення виробничої санітарії та гігієни праці тощо.

9. Забезпечити належне зберігання та утилізацію відходів, щоб запобігти негативному впливу на довкілля та забезпечити виробничу санітарію та гігієну праці.

10. Проводити регулярну оцінку ризиків та вдосконалювати процедури виробничої санітарії та гігієни праці відповідно до змін у технологічному процесі.

#### ***Заходи з пожежної безпеки установки***

1. Встановити систему пожежної сигналізації та автоматичного пожежогасіння.

2. Забезпечити наявність необхідних засобів пожежогасіння, таких як вогнегасники, пожежні крани тощо.

3. Встановити процедури евакуації та навчання працівників діям у надзвичайних ситуаціях.

4. Проводити регулярне перевірку та обслуговування систем пожежної безпеки, включаючи пожежні двері, вентиляційні системи тощо.

5. Забезпечити належне зберігання матеріалів та речовин, що можуть спричинити пожежу, включаючи правильне маркування та позначення.

6. Уникати ризикованих ситуацій, таких як перевантаження електричних мереж, недотримання правил експлуатації обладнання тощо.

7. Встановити процедури дії в надзвичайних ситуаціях, таких як пожежа, витік матеріалу тощо.

									Лист
									142
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

8. Забезпечити належне зберігання та утилізацію відходів, щоб запобігти негативному впливу на довкілля та забезпечити пожежну безпеку.

9. Проводити регулярну оцінку ризиків та вдосконалювати процедури пожежної безпеки відповідно до змін у технологічному процесі.

10. Забезпечити співпрацю з місцевими пожежними службами та дотримуватись вимог законодавства щодо пожежної безпеки.

***Заходи по забезпеченню безпеки у надзвичайних ситуаціях установки***

1. Встановити систему автоматичного вимикання установки у разі виникнення пожежі.

2. Забезпечити наявність необхідних засобів пожежогасіння, таких як вогнегасники, пожежні крани тощо.

3. Встановити процедури евакуації та навчання працівників діям у надзвичайних ситуаціях.

4. Проводити регулярне перевірку та обслуговування систем пожежної безпеки, включаючи пожежні двері, вентиляційні системи тощо.

5. Забезпечити належне зберігання матеріалів та речовин, що можуть спричинити пожежу, включаючи правильне маркування та позначення.

6. Уникати ризикованих ситуацій, таких як перевантаження електричних мереж, недотримання правил експлуатації обладнання тощо.

7. Встановити процедури дії в надзвичайних ситуаціях, таких як пожежа, витік матеріалу тощо.

8. Забезпечити належне зберігання та утилізацію відходів, щоб запобігти негативному впливу на довкілля та забезпечити пожежну безпеку.

9. Проводити регулярну оцінку ризиків та вдосконалювати процедури пожежної безпеки відповідно до змін у технологічному процесі.

10. Забезпечити співпрацю з місцевими пожежними службами та дотримуватись вимог законодавства щодо пожежної безпеки.

## 7 Економічна частина

### 7.1 Загальна характеристика підприємства

Таблиця 7.1 - Чисельність обслуговуючого персоналу об'єкта УКПГ

Найменування служб та посад	Категорія персоналу	Кількість одиниць	Вахта	Зміна	Режим роботи	Група виробничих процесів
<i>Загальне керівництво</i>						
Начальник УКПГ	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Зам. начальника УКПГ	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Головний інженер	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Головний технолог	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Головний механік	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Головний метролог	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Головний енергетик	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
<b>Усього, чол:</b>		<b>6</b>				
<i>Оперативне управління виробництвом</i>						
Старший Диспетчер	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Змінний інженер Диспетчер	ІТП	5	2	1	8 годин/5 днів	1а
<b>Усього, чол:</b>		<b>6</b>				
<i>Охорона праці та техніка безпеки</i>						
Начальник ВІД і ТБ	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Зам. начальника ОП та ТБ	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Інженер ВІД і ТБ	ІТП	2	1	1	8 годин/5 днів	1а
<b>Усього, чол:</b>		<b>4</b>				
<i>Обслуговування КВП та автоматики</i>						
Начальник з КВП	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Зам. начальника з КВП	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Інженер з КВП	ІТП	4	2	1	12 годин/7 днів	1а
Приладист КВП	Робочий	10	5	1	12 годин/7 днів	1б
<b>Слюсар</b> КВП	Робочий	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>12 годин/7 днів</b>	<b>1б</b>
<b>Усього, чол:</b>		<b>26</b>				
<i>Механоремонтне обслуговування</i>						
Начальник ремонтно-	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Зам. начальника ремонтно-	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Інженер з ремонту	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Механік	ІТП	2	1	1	8 годин/5 днів	1а
Слюсар-ремонтник	Робочий	10	5	1	12 годин/7 днів	1б
Електрогазозварювальник	Робочий	2	1	1	12 годин/7 днів	1б
Токар	Робочий	2	1	1	12 годин/7 днів	1б
<b>Усього, чол:</b>		<b>19</b>				
<i>Енергетичне обслуговування та пароводопостачання</i>						
Начальник	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Зам. начальника	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Інженер енергетик	ІТП	8	4	3	12 годин/7 днів	1а
Електромонтер з	Робочий	20	10	5	12 годин/7 днів	1б
машиніст	Робочий	20	10	5	12 годин/7 днів	1б
<b>Усього, чол:</b>		<b>50</b>				
<i>Лабораторія</i>						
Начальник лабораторії	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а

Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

Лист

144

Найменування служб та посад	Категорія персоналу	Кількість одиниць	Вахта	Зміна	Режим роботи	Група виробничих процесів
Інженер лаборант	ІТП	2	1	1	12 годин/7 днів	1а
Лаборант	Робочий	4	2	1	12 годин/7 днів	1б
Апаратник	Робочий	4	2	1	12 годин/7 днів	1б
<b>Усього, чол:</b>		<b>11</b>				
<b>Їдальня</b>						
Завідувач їдальні	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Шеф повар	ІТП	2	1	1	12 годин/7 днів	1а
Кухар	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
Мийник посуду	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
<b>Усього, чол:</b>		<b>19</b>				
<b>Установка Амінової Сіроочистки</b>						
Начальник УАСО	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Змінний інженер	ІТП	4	2	1	12 годин/7 днів	1а
Змінний інженер-технолог	ІТП	4	2	1	12 годин/7 днів	1а
Оператор пульта керування	Робочий	4	2	1	12 годин/7 днів	1б
Оператортехн. установок	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
Машиніст технологічних	Робочий	6	3	1	12 годин/7 днів	1б
<b>Усього, чол:</b>		<b>27</b>				
<b>НТС та Дожимна компресорна станція</b>						
Начальник НТС та ДКС	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Змінний інженер	ІТП	4	2	1	12 годин/7 днів	1а
інженер програміст	ІТП	4	2	1	12 годин/7 днів	1а
Змінний інженер-технолог	ІТП	4	2	1	12 годин/7 днів	1а
Оператор пульта керування	Робочий	4	2	1	12 годин/7 днів	1б
Оператортехн. установок	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
Машиніст технологічних	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
<b>Усього, чол:</b>		<b>33</b>				
<b>Установка стабілізації конденсату</b>						
Начальник УСК	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Змінний інженер	ІТП	4	2	1	12 годин/7 днів	1а
Оператор пульта керування	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
Оператортехн. установок	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
Машиніст технологічних	Робочий	4	2	1	12 годин/7 днів	1б
Машиніст технологічних	Робочий	4	2	1	12 годин/7 днів	1б
<b>Усього, чол:</b>		<b>29</b>				
<b>Товарний парк пропан-бутанової суміші та стабільного конденсату</b>						
Начальник товарний парк	ІТП	1	1	1	8 годин/5 днів	1а
Змінний інженер	ІТП	4	2	1	12 годин/7 днів	1а
Оператор товарний,	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
Оператор товарний,	Робочий	8	4	1	12 годин/7 днів	1б
Машиніст технологічних	Робочий	4	2	1	12 годин/7 днів	1б
<b>Усього, чол:</b>		<b>25</b>				
<b>Усього чол:</b>		<b>255</b>				
<b>В т.ч. ІТП</b>		<b>75</b>				
<b>В т.ч. Робочий</b>		<b>180</b>				
<b>Вахта</b>		<b>100</b>				

Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ

Лист

145

## 7.2 Система контролю якості на підприємстві

Система контролю якості продукції — це сукупність методів і засобів контролю та регулювання компонентів зовнішнього середовища, що визначають рівень якості продукції на стадіях стратегічного маркетингу, НДДКР і виробництва, а також технічного контролю на всіх стадіях виробничого процесу.

Компонентами зовнішнього середовища системи контролю якості продукції для рівня підприємства є результати маркетингових досліджень НДДКР, сировина, матеріали, з яких виготовляють вироби, параметри організаційно-технічного рівня виробництва і системи менеджменту підприємства.

Однією з умов підвищення ефективності контролю є регулярне функціонування системи менеджменту. Облік має бути організований за виконанням усіх планів, програм, завдань за такими параметрами, як кількість, якість, витрати, виконавці і строки. Облік витрат ресурсів бажано організовувати за всіма видами ресурсів, товарів, що випускаються, стадіями їхнього життєвого циклу і підрозділами фірми. Для складної техніки необхідно вести автоматизований облік відмов, витрат на експлуатацію, технічне обслуговування і ремонт. Мають виконуватися такі вимоги щодо обліку:

— забезпечення повноти, тобто ведення обліку за всіма підсистемами системи менеджменту, показниками якості, кількості і ресурсомісткості товарів, підрозділами фірми, товарними ринками та ін.;

— забезпечення динамічності, тобто облік показників у динаміці і використання результатів обліку для аналізу;

— забезпечення системності, тобто облік показників системи менеджменту та її зовнішнього середовища (макросередовище, інфраструктура регіону, мікросередовище фірми);

— автоматизація обліку на основі комп'ютерної техніки;

— забезпечення наступності, застосовності і перспективності обліку;

— використання результатів обліку для стимулювання якісної праці.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		146

Якщо в основному здійснюється облік кількісних показників і його результатів, то контрольна функція менеджменту дещо розширюється. Контроль, по-перше, може охоплювати кількісні показники та якісні вимоги, документи, інші предмети праці, по-друге, він може здійснюватися в різні періоди.

Контроль можна класифікувати за такими ознаками:

— стадіями життєвого циклу об'єкта — контроль на стадії стратегічного маркетингу, НДДКР, ОТПВ, виробництва, підготовки об'єкта до функціонування, експлуатації, технічного обслуговування і ремонту;

— об'єктами контролю — предмет праці, засоби виробництва, технологія, організація процесів, умови праці, праця, навколишнє середовище, параметри інфраструктури регіону, документи, інформація;

— виконавцями — самоконтроль, контроль з боку менеджера, контрольного майстра, відділу технічного контролю, інспекційний контроль, державний і міжнародний контроль;

— можливостями подальшого використання об'єкта контролю — контроль що руйнує об'єкт і контроль, що не руйнує об'єкт контролю;

— прийнятими рішеннями — активний (попереджувачий) і пасивний (за відхиленнями) контроль;

— ступенем охоплення контролем — суцільний і вибіркового контролю;

— режимом контролю — посилений (прискорений) і нормальний контроль;

— ступенем механізації — ручний, механізований, автоматизований і автоматичний контроль;

— часом контролю — попередній, поточний і заключний контроль;

— способом отримання й обробки інформації — розрахунково-аналітичний, статистичний і реєстраційний контроль;

— періодичністю виконання контрольних операцій — безперервний і періодичний контроль.

										Лист
										147
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

Порушення вимог, висунутих до якості виготовленої продукції, призводить до збільшення витрат виробництва і споживання. Тому своєчасне попередження можливого порушення вимог до якості є обов'язковою передумовою забезпечення заданого рівня якості продукції за мінімальних витрат на її виробництво. Це завдання вирішується на підприємствах за допомогою технічного контролю.

Технічним контролем називається перевірка дотримання технічних вимог до якості продукції на всіх стадіях її виготовлення, а також виробничих умов і чинників, що забезпечують необхідну якість. Об'єктами технічного контролю є матеріали і напівфабрикати, що надходять на підприємство зі сторони, продукція підприємства як у готовому вигляді, так і на всіх стадіях її виробництва, технологічні процеси, знаряддя праці, технологічна дисципліна і загальна культура виробництва. Технічний контроль має забезпечувати випуск продукції, що відповідає вимогам конструкторсько-технологічної документації, сприяти виготовленню продукції з найменшими витратами часу і засобів, надавати вихідні дані і матеріали, що можуть бути використані з метою розробки заходів щодо підвищення якості продукції та скорочення витрат.

Технічний контроль — це комплекс взаємозалежних і проведених відповідно до встановленого порядку контрольних операцій, більшість з яких є невід'ємною й обов'язковою частиною виробничого процесу і тому покладається на робітників, що виконують відповідну виробничу операцію. Разом з тим з метою забезпечення випуску продукції належної якості і попередження втрат у виробництві багато контрольних операцій виконується бригадами, майстрами і спеціальним персоналом — працівниками заводського відділу технічного контролю (ВТК).

Загальні принципи раціональної організації технічного контролю полягають у такому:

— технічний контроль має охоплювати всі елементи і стадії виробничого процесу;

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпись</i>	<i>Дата</i>		148



— техніка, методи й організаційні форми контролю повинні цілком відповідати особливостям техніки, технології й організації виробництва;

— ефективність раціональної організації технічного контролю в цілому й окремих її елементів має бути обґрунтована належними економічними розрахунками;

— система контролю має забезпечувати чіткий і обґрунтований розподіл обов'язків і відповідальності між окремими виконавцями та різними підрозділами підприємства;

— система контролю має використовувати ефективні методи статистичного контролю мотивації.

Залежно від конкретних завдань, технічного контролю виокремлюють такі основні його види; профілактичний, приймальний, комплексний і спеціальний.

Профілактичний контроль має на меті попередження появи браку в процесі виробництва продукції.

Приймальний контроль здійснюється з метою виявлення й ізоляції браку.

Комплексний контроль вирішує обидва завдання: і профілактики, і приймання.

Спеціальний контроль вирішує специфічні завдання, наприклад інспекційний контроль, контроль експлуатації продукції та ін.

Використовують такі методи контролю якості, як контроль налагодження; побіжний контроль; статистичні методи контролю; вибірковий або суцільний контроль; статистичний аналіз технологічного процесу, устаткування, якості продукції.

Залежно від особливостей контрольованих параметрів використовують класифікацію контрольних операцій за такими ознаками:

— контроль геометричних форм і розмірів;

— контроль зовнішнього вигляду продукції і документації;

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		149

— контроль фізико-механічних, хімічних та інших властивостей матеріалів і напівфабрикатів;

— контроль внутрішнього браку продукції (раковини, тріщини та ін.);

— контроль технологічних властивостей матеріалів;

— контроль-здавальні випробування;

— дотримання технологічної дисципліни.

Залежно від стадії виробництва виокремлюють попередній (вхідний), проміжний та остаточний контроль.

Залежно від ступеня охоплення контролем виробничих операцій розрізняють: поопераційний та груповий контроль, виконуваний після декількох виробничих операцій.

За місцем виконання є стаціонарні та ковзні контрольні операції, виконувані безпосередньо на робочих місцях.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		150

## 7.3 Методика розрахунку собівартості апарату.

### 7.3.1 Розрахунок собівартості та ціни колони деетанізації

Економічна частина - важливий розділ дипломного проекту. У ньому наводиться результат ухвалених у проекті рішень. З економічних даних доводиться доцільність здійснення дипломного проекту.

Техніко-економічні показники роботи проектованого апарату визначаються виходячи з всіх експлуатаційних розділів, повної собівартості апарату, у разі установки випарних апаратів.

Підвищення економічної ефективності нової техніки та технології є важливою частиною проблеми підвищення економічного ефекту суспільного виробництва.

#### 7.3.1.1 Витрати основні матеріали

$$M_o = \sum_{i=1}^n C_i N_i, \text{ грн.}$$

(7.1)

де  $N_i$  - норма витрати на одиницю виробу, кг;

$C_i$  - оптова ціна виду матеріалу, грн.;

$n$  – кількість видів матеріалів.

$$M = 10\,200 \cdot 190 = 1\,938\,000 \text{ грн.}$$

#### 7.3.1.2 Визначимо заробітну плату виробничих робітників:

$$Z_o = Z_k + Z_m + Z_{cl} + Z_{ce} + Z_{кот} + Z_{мал} + Z_p, \text{ грн.} \quad (7.2)$$

де  $Z_k$  – заробітна плата конструкторів

$$Z_k = Z_{к.в} + Z_k + Z_{илк}, \text{ грн.} \quad (7.3)$$

де  $Z_{к.в}$  – заробітна плата провідних конструкторів:

$$Z_{к.в(n)} = \frac{Z_m}{\Phi_n} \times K \times T, \text{ грн.} \quad (7.4)$$

$$Z_{к.в} = 18\,500 / 166,3 \cdot 3 \cdot 838,5 = 279\,836,14 \text{ грн.}$$

де  $Z_m = 18\,500$  - місячна заробітна плата, грн;

$\Phi = 166,3$  – середній місячний бюджет робочого дня, год/місяц;

									Лист
									151
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

$k=3$  – кількість осіб;

$\tau=838,5$  – кількість годин, які витрачені на цю роботу, год.

$Z_k$  - заробітна плата конструктора першої категорії:

$$Z_k=16\,000/166,3*2*352=67\,733,01 \text{ грн.}$$

$Z_{и}$  - заробітна плата інженера-конструктора:

$$Z_{и}=14\,000/166,3*2*350=58\,929,65 \text{ грн.}$$

Тоді:

$$Z_k=279\,836,14+67\,733,01+58\,929,65=406\,498,8 \text{ грн.}$$

$Z_t$  – заробітна плата токарів (п'ять токарів 3 розряду та п'ять токарів 4 розряду):

$$Z_t=20\,000/166,3*5*513+25\,000/166,3*5*513=694\,076,98 \text{ грн}$$

$Z_{сл}$  - заробітна плата слюсарів (п'ять слюсарів 3 розряду та п'ять слюсарів 4 розряду):

$$Z_{сл}=19\,000/166,3*5*200+21\,000/166,3*5*200=240\,529,15 \text{ грн}$$

$Z_{зв}$  – заробітна плата зварювальників (чотири зварювальника 3 розряду та чотири зварювальника 4 розряду):

$$Z_{зв}=23\,000/166,3*4*200+27\,000/166,3*4*200=240\,529,16 \text{ грн}$$

$Z_{кот}$  – заробітна плата котельників (чотири котельника 3 розряду та чотири котельника 5 розряду):

$$Z_{кот}=16\,000/166,3*4*250+19\,000/166,3*4*250=210\,463,01 \text{ грн}$$

$Z_{мал}$  - заробітна плата малярів (два маляра 3 розряду):

$$Z_{мал}=15\,000/166,3*2*72=12\,988,57 \text{ грн}$$

$Z_r$  - заробітна плата розмітників (два розмітника 2 розряди та два розмітника 3 розряду):

$$Z_r=15\,500/166,3*2*72+18\,500/166,3*2*72=29\,440,77 \text{ грн}$$

Підставимо значення у формулу (7.2):

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		152

$Z_o=406\ 498,8+694\ 076,98+240\ 529,15+240\ 529,16+210\ 463,01+12\ 988,57+29\ 440,77=1\ 834\ 526,44$  грн.

7.3.1.3 Додаткова заробітна плата виробничих робітників:

$$Z_{доп} = Z_o \times K_{доп}, \text{ грн.} \quad (7.5)$$

де  $K_{доп} = 0,17$  - коефіцієнт враховує розмір додаткової заробітної плати.

$$Z_{доп}=1\ 834\ 526,44*0,17=311\ 869,49 \text{ грн.}$$

7.3.1.4 Відрахування до фондів на соціальні потреби:

$$O_{соц} = (Z_o + Z_{доп}) \times K_{соц}, \text{ грн.} \quad (7.6)$$

де  $K_{соц}=0,375$  - коефіцієнт враховує розміри відрахувань на соціальні потреби.

$$O_{соц}=(1\ 834\ 526,44+311\ 869,49)*0,375=804\ 898,47 \text{ грн.}$$

7.3.1.5 Витрати на зношування інструменту:

$$P_{и} = Z_o \times K_{и}, \text{ грн.} \quad (7.7)$$

де  $K_{и} = 0,30$  - коефіцієнт враховує розміри витрат на спецпристосування та інструмент.

$$P_{и}=1\ 834\ 526,44*0,30=550\ 357,93 \text{ грн}$$

7.3.1.6 Витрати на утримання та експлуатацію обладнання:

$$P_{сзо} = Z_o \times K_{сзо}, \text{ грн.} \quad (7.8)$$

де  $K_{сзо} = 2,47$  - коефіцієнт враховує розміри витрат на утримання та експлуатацію обладнання.

$$P_{сзо}=1\ 834\ 526,44*2,47=4\ 531\ 280,31 \text{ грн}$$

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		153

7.3.1.7 Загальновиробничі витрати:

$$P_{зв} = Z_o \times K_{зв}, \text{ грн.} \quad (7.9)$$

де  $K_{оп}=1,45$  - коефіцієнт враховує витрати на загальновиробничі витрати.

$$P_{зв} = 1\,834\,526,44 * 1,45 = 2\,660\,063,34 \text{ грн.}$$

7.3.1.8 Загальногосподарські витрати (цехові):

$$P_{зг} = Z_o \times K_{зг}, \text{ грн.} \quad (7.10)$$

де  $K_{зг}=3,15$  - коефіцієнт враховує витрати на загальногосподарські витрати.

$$P_{зг} = 1\,834\,526,44 * 3,15 = 5\,778\,758,29 \text{ грн.}$$

7.3.1.9 Інші виробничі витрати

$$P_{ін} = C'_{ін} \times K_{ін}, \text{ грн.}$$

(7.11)

де  $K_{ін}=0,028$  - коефіцієнт враховує інші виробничі витрати;

$C_{ін}$ - Виробнича собівартість без урахування інших виробничих витрат.

$$C'_{ін} = M_o + Z_o + Z_{дон} + O_{соц} + P_{и} + P_{сво} + P_{зв} + P_{зг}. \text{ грн.} \quad (7.12)$$

$$C'_{ін} = 1\,938\,000 + 1\,834\,526,44 + 311\,869,49 + 804\,898,47 + 550\,357,93 + 4\,531\,280,31 + 2\,660\,063,34 + 5\,778\,758,29 = 18\,409\,754,27 \text{ грн.}$$

Тоді виробничі витрати становитимуть:

$$P_{ін} = 18\,409\,754,27 * 0,028 = 515\,473,12 \text{ грн.}$$

7.3.1.10 Виробнича собівартість

$$C_{вр} = C'_{ін} + P_{ін}, \text{ грн.} \quad (7.13)$$

$$C_{вр} = 18\,409\,754,27 + 515\,473,12 = 18\,925\,227,39 \text{ грн.}$$

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		154

7.3.1.11 Позавиробничі витрати

$$P_{пв} = C_{вп} \times K_{пв}, \text{ грн.} \quad (7.14)$$

де  $K_{пв} = 0,012$  - коефіцієнт враховує витрати на позавиробничі витрати.

$$P_{пв} = 18\,925\,227,39 \times 0,012 = 227\,102,73 \text{ грн.}$$

7.3.1.12 Повна собівартість

$$C = C_{вп} + P_{пв}, \text{ грн.} \quad (7.15)$$

$$C = 18\,925\,227,39 + 227\,102,73 = 19\,152\,330,12 \text{ грн.}$$

7.3.1.13 Планові накопичення

$$П = C \times K_{пл}, \text{ грн.} \quad (7.16)$$

де  $K_{пл} = 0,25$  - коефіцієнт враховує планові накопичення.

$$П = 19\,152\,330,12 \times 0,25 = 4\,788\,082,53 \text{ грн.}$$

7.3.1.14 Розрахунок оптової ціни апарату

$$Ц_{оп} = C + П, \text{ грн.} \quad (7.17)$$

$$Ц_{оп} = 19\,152\,330,12 + 4\,788\,082,53 = 23\,940\,412,65 \text{ грн.}$$

7.3.1.15 Розрахунок ціни апарату з ПДВ

$$Ц = Ц_{оп} + 20\%Ц_{оп}, \text{ грн.} \quad (7.18)$$

$$Ц = 23\,940\,412,65 + (23\,940\,412,65 \times 0,2) = 28\,728\,495,18 \text{ грн.}$$

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		155

### 7.3.2 Розрахунок окупності установки

#### 7.3.2.1 Визначення капітальних витрат

До капітальних витрат відносяться:

- вартість апарату;
- витрати на будівельно-монтажні роботи (10...25% від вартості апарату);
- витрати на пуско-налагоджувальні роботи (10 ... 12% від ціни апарату);

$$Z_{\text{кап}} = Ц + Z_{\text{б.мр}} + Z_{\text{п.н}}, \text{ грн.} \quad (7.19)$$

#### 7.3.2.2 Витрати на будівельно-монтажні роботи

$$Z_{\text{б.мр}} = Ц \times K_{\text{б.мр}}, \text{ грн.} \quad (7.20)$$

де  $K_{\text{б.мр}}=0,25$  - коефіцієнт враховує витрати на будівельно-монтажні роботи.

$$Z_{\text{б.мр}} = 28\,728\,495,18 \times 0,25 = 7\,182\,123,80 \text{ грн.}$$

#### 7.3.2.3 Витрати на пуско-налагоджувальні роботи

$$Z_{\text{п.н}} = Ц \times K_{\text{п.н}}, \text{ грн.} \quad (7.21)$$

де  $K_{\text{п.н}}=0,12$  - коефіцієнт враховує витрати на пуско-налагоджувальні роботи.

$$Z_{\text{п.н}} = 28\,728\,495,18 \times 0,12 = 3\,447\,419,42 \text{ грн.}$$

Тоді капітальні витрати становитимуть:

$$Z_{\text{кап}} = 28\,728\,495,18 + 7\,182\,123,80 + 3\,447\,419,42 = 39\,358\,038,4 \text{ грн.}$$

#### 7.3.2.4 Визначення поточних витрат

*До поточних витрат відносяться експлуатаційні витрати установки на сировину, заробітну плату обслуговуючого персоналу, амортизація тощо.*

									Лист
									156
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



7.3.2.4.1 Заробітна плата обслуговуючого персоналу

Таблиця 7.2 - Заробітна плата обслуговуючого персоналу

Найменування служб та посад	Категорія персоналу	Кількість одиниць	Заробітна плата в місяць, грн.	Заробітна плата в рік, грн.
<b>Установка стабілізації конденсату</b>				
Начальник УСК	ІТП	1	55 000	660 000
Змінний інженер	ІТП	2	35 000	840 000
Оператор пульта керування	Робочий	4	25 000	1 200 000
Оператортехн. установок	Робочий	4	20 000	960 000
Машиніст технологічних насосів	Робочий	2	18 000	432 000
Машиніст технологічних компресорів	Робочий	2	24 000	576 000
<b>Зк.о, грн./рік</b>				<b>4 668 000</b>

7.3.2.4.2 Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу складає 17% від основної заробітної плати обслуговуючого персоналу та визначається за формулою (7.5):

$$\text{Зк.доп}=4\,668\,000 \times 0,17 = 793\,560 \text{ грн.}$$

7.3.2.4.3 Витрати на газ, для підігріву теплоносія на УКПГ(в рік)

$$Z_g = G_g \times C_g, \text{ грн.} \quad (7.23)$$

де  $G_g$  - кількість газу, що використовується за рік експлуатації установки.

Витрата газу для проекту становить: 123 м<sup>3</sup>/год (згідно з технологічним розрахунком)  $\times 24 \times 365 \times 0,95 = 1\,023\,606$  м<sup>3</sup>/рік.

$C_g$  - вартість газу дорівнює 25 грн./м<sup>3</sup>.

$$Z_g = 1\,023\,606 \times 25 = 25\,590\,150 \text{ грн.}$$

7.3.2.4.4 Витрати електроенергії на УКПГ (в рік)

$$Z_{ел} = G_{ел} \times C_{ел}, \text{ грн.} \quad (7.24)$$

де  $G_{ел}$  – кількість електроенергії витраченої протягом року експлуатації установки, дорівнює 670кВт/год (згідно з технологічним розрахунком)  $\times 24 \times 365 \times 0,95 = 5\,575\,740$  кВт/рік;

$C_{ел}$  – вартість електроенергії, 7 грн./кВт.

$$Z_{ел} = 5\,575\,740 \times 7 = 39\,030\,180 \text{ грн.}$$

#### 7.3.2.4.5 Амортизація

$$A = \frac{Z_{кап}}{T}, \text{ грн.} \quad (7.25)$$

де  $T = 20$  років - термін експлуатації установки.

$$A = 39\,358\,038,4 / 20 = 1\,967\,901,92 \text{ грн.}$$

#### 7.3.2.4.6 Поточні витрати

$$Z_n = Z_{к.о} + Z_{к.рем} + Z_e + Z_{ел} + A, \text{ грн.} \quad (7.26)$$

$$Z_n = 4\,668\,000 + 793\,560 + 25\,590\,150 + 39\,030\,180 + 1\,967\,901,92 = 72\,049\,791,92 \text{ грн.}$$

#### 7.3.2.5 Наведені витрати

$$Z_{наб} = Z_{кап} + \sum \frac{Z_n}{(1+P)^T} + \sum \frac{Z_{к.р}}{(1+P)^T}, \text{ грн.} \quad (7.27)$$

де  $Z_{к.р}$  - витрати на капітальний ремонт, приймаються 12% від ціни апарату, відповідно рівні  $Z_{п.н.} = 3\,447\,419,42$  грн.;

$P = 0,5$  - ставка НБУ.

$$\begin{aligned} Z_{наб} = & 39\,358\,038,4 + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^1} + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^2} + \\ & + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^3} + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^4} + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^5} + \dots \\ & \dots + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^9} + \frac{72\,049\,791,92 + 3\,447\,419,42}{(1+0,5)^{10}} + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^{11}} + \dots \end{aligned}$$

										Лист
										158
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ					

$$\dots + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^{18}} + \frac{72\,049\,791,92}{(1+0,5)^{19}} + \frac{72\,049\,791,92 + 3\,447\,419,42}{(1+0,5)^{20}} =$$

=183 475 107,63 грн.

### 7.3.2.6 Розрахунок прибутку

#### 7.3.2.6.1 Вартість газу, як продукції УКПГ (в рік)

$$Пг = Gг \times Cг, \text{ грн.} \quad (7.28)$$

де  $Gг$  – кількість електроенергії витраченої протягом року експлуатації установки, дорівнює  $3745\text{кг/год} = 4\,682\text{м}^3/\text{год}$  (згідно з технологічним розрахунком)  $\times 24 \times 365 \times 0,95 = 38\,963\,604\text{ м}^3/\text{рік}$ ;

$Cг$  - вартість газу дорівнює 25 грн./м<sup>3</sup>.

$$Пг = 38\,963\,604 \times 25 = 974\,090\,100 \text{ грн.}$$

#### 7.3.2.6.2 Вартість пропан-бутану, як продукції УКПГ (в рік)

$$Ппб = Gпб \times Cпб, \text{ грн.} \quad (7.29)$$

де  $Gпб$  – кількість електроенергії витраченої протягом року експлуатації установки, дорівнює  $6842\text{кг/год} = 12\,440\text{ л/год}$  (згідно з технологічним розрахунком)  $\times 24 \times 365 \times 0,95 = 103\,525\,680\text{ л/рік}$ ;

$Cпб$  - вартість пропан-бутану дорівнює 26 грн./л.

$$Ппб = 103\,525\,680 \times 26 = 2\,691\,667\,680 \text{ грн.}$$

#### 7.3.2.6.3 Вартість стабільного конденсату, як продукції УКПГ (в рік)

$$Пкон = Gкон \times Cкон, \text{ грн.} \quad (7.30)$$

де  $Gкон$  – кількість електроенергії витраченої протягом року експлуатації установки, дорівнює  $1354\text{кг/год} = 2\text{м}^3/\text{год}$  (згідно з технологічним розрахунком)  $\times 24 \times 365 \times 0,95 = 16\,644\text{ м}^3/\text{рік}$ ;

$Cкон$  - вартість стабільного конденсату дорівнює 40 000 грн./м<sup>3</sup>

$$Пкон = 16\,644 \times 40\,000 = 665\,760\,000 \text{ грн.}$$

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	Лист
						159
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		

7.3.2.6.4 Загальний прибуток

$$П=Пг+Ппб+Пкон, \text{ грн.} \quad (7.31)$$

$$П=974\,090\,100+2\,691\,667\,680+665\,760\,000=4\,331\,517\,780,00 \text{ грн.}$$

7.3.2.7 Розрахунок окупності проекту

$$О=Знав/П, \text{ років} \quad (7.32)$$

$$О=183\,475\,107,63/4\,331\,517\,780,00=0,04 \text{ роки}$$

Зведемо основні техніко-економічні показники за проектом у таблицю 7.1

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						160
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблиця 7.3 - Техніко-економічні показники

№ п/п	Найменування показників, одиниці виміру	Розмірність	Показник
1.	Продуктивність по газу	кг/год	3 745
2.	Продуктивність по пропан-бутану	кг/год	6 842
3.	Продуктивність по стабільному конденсату	кг/год	1 354
4.	Споживання газу	м3/год	123
5.	Споживання електроенергії	кВт/год	670
6.	Оптова ціна апарату	грн.	23 940 412,65
7.	Капітальні витрати споживача, в тому числі: – вартість апарату; – витрати на будівельно-монтажні роботи; – витрати на пуско-налагоджувальні роботи.	грн.	<b>39 358 038,40</b> 28 728 495,18 7 182 123,80 3 447 419,42
8.	Поточний прибуток за рік, в тому числі: – прибуток від продажу газу – прибуток від продажу пропан-бутану – прибуток від продажу стабільного конденсату	грн./рік	<b>4 331 517 780,00</b> 974 090 100,00 2 691 667 680,00 665 760 000,00
9.	Питомі поточні витрати за рік, в тому числі: – зарплата обслуговуючого персоналу; – додаткова зарплата обслуговуючого персоналу; – витрати на газ, для підігріву теплоносія; – витрати на електроенергію; – амортизація.	грн./рік	<b>72 049 791,92</b> 4 668 000,00 793 560,00 25 590 150,00 39 030 180,00 1 967 901,92
10.	Наведені витрати	грн.	<b>183 475 107,63</b>
11.	Окупність проекту	роки	<b>0,04</b>

## Висновок

Розглянута в даній роботі технологія Установки стабілізації конденсата (УСК) має практичне застосування для газоконденсатного родовища Мингбулак в Республіці Узбекистан. УСК є однією з багатьох об'єктів Установки комплексної підготовки газу, яка призначена для підготовки 1,5 млн.м3/сут природного газу, а саме очистки його від сірководню та підготовці точці роси природного газу во вуглеводням та воді. Отримання в процесі широка фракція легких вуглеводнів (ШФЛВ) надалі переробляється на УСК в цільові продукти: газ (особистого використання), стабільний конденсат, та пропан-бутан.

В даній роботі виконаний практичний розрахунок колони деетанізації, яка призначена для вилучення залишків метану та етану в ШФЛВ з подальшим розділенням отриманої в нижній частині колони фракції на пропан-бутан та стабільний конденсат у другій колоні, так званій стабілізаційній.

Виконані розрахунки на мацність обладнання з підтвердженням працездатності його під тиском в робочих умовах при вказаних конструктивних параметрах та матеріальному виконанні.

При виконанні роботи були задіяні програмні комплекси:

- Aspen Hysys для розрахунку матеріально-теплого балансу технологічної схеми УСК, а також для розрахунку балансу колони деетанізації та конструктивних її параметрів;
- Пассат 3.04.0.5 для розрахунку апарату на міцність, надійність та стійкість при робочих умовах (під тиском та температурному навантаженні).

Описана система автоматичного керування технологічним процесом УСК в цілому, система вищого рівня автоматизації та контролю.

Згідно з нормативами було виконано та описано компоувальні рішення основного та допоміжного обладнання. Також розглянуто монтаж та ремонт обладнання.

Виконані розрахунки собівартості та ціни обладнання, а саме колони деетанізації. Також були визначені капітальні витрати на будівництво та

									Лист
									162
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ				

введення в експлуатацію Установки Стабілізації Конденсату (УСК). На базі цих розрахунків ми змогли умовно вирахувати «наведені витрати» за 20 років експлуатації УСК.

Також ми провели розрахунок прибутку від продажу продукції, яку отримали на УСК. Після цього ми вираховували умовний термін окупності об'єкта будівництва УСК, в свою чергу отримали **термін 0,04 роки**.

Ми розуміємо, що термін окупності дуже швидкий, та це і зрозуміло, що основний прибуток Замовник отримує від продажу ключових продуктів які отримує на УСК, а для того щоб працювала вся УКПГ і в тому числі УСК, потрібно враховувати будівництво та експлуатацію всіх інших об'єктів УКПГ, та врахувати прибуток від продажу основного потоку підготованого природного газу.

Враховуюче вище сказане ми розуміємо що для оцінки економічної ефективності, а саме окупності та рентабельності, потрібно розрахувати весь комплекс УКПГ тим самим розробити повноцінне ТЕО. Як правило об'єкт вважається рентабельним, якщо окупність (приведена) **дорівнює 8-10 років**, з урахуванням дисконтної ставки.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		163

## Список літератури

1. Врагов А. П. Матеріали до розрахунків процесів та обладнання хімічних і газонафтопереробних виробництв: навчальний посібник / А. П. Изм. Лист № докум. Подпись Дата Лист 71 ХІ.Р.00.00.00 ПЗ Врагов, Я. Е. Михайловський, С. І. Якушко. – Суми: Вид-во СумДУ, 2008. – 170 с.
2. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи зі спеціальності 133 «Галузеве машинобудування» освітньої програми «Обладнання хімічних виробництв і підприємств будівельних матеріалів»: для студ. денної, заочної та дистанційної форм навчання / В. І. Склабінський, Я. Е. Михайловський, Р. О. Острога, М. С. Скиданенко. – Суми : СумДУ, 2019. – 53 с
3. Врагов А. П. Масообмінні процеси та обладнання хімічних і газонафтопереробних виробництв : навчальний посібник / А. П. Врагов. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2007. – 284 с.
4. Склабінський В.І., Ляпощенко О.О., Артюхов А.Є. Технологічні основи нафто- та газопереробки. - Суми : СумДУ, 2011. — 187 с.
5. Марочник сталей и сплавов / В. Г. Сорокин, А. В. Волосникова, С. А. Вяткин [и др.]. – Под общ. ред. Сорокина В. Г. – Машиностроение, 1989. – 640 с.
6. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологий. – Химия, 1987. – 576с.
7. Каган А.М. Контактные насадки промышленных теплообменных аппаратов. Казань: Отечество, 2013. 454 с.
8. Сокол Б.А. Насадки массообменных колонн. Инфохим, 2009. 358 с.
9. Maćkowiak J. Fluid dynamics of packed columns; principles of the fluid dynamic of column for gas/liquid and liquid/liquid systems. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. 355 p.
10. ЛАПТЕВ А.Г., ФАРАХОВ М.И., ЛАПТЕВА Е.А., МИНИГУЛОВ Р.М. Гидравлические характеристики рулонной гофрированной теплообменной насадки. Энергосбережение и водоподготовка. 2010. № 1 (63). С. 35-37.

					ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		164



11. Васильев А.В., Бальчугов А.В. Разработка новой регулярной насадки с эффектом эжектирования для тепло- и массообменных процессов. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2011. № 3 (31). С. 135-139.

12. Ворошин А.В. Разделение бикомпонентной смеси в ректификационной установке непрерывного действия с пакетной вихревой насадкой: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.17.08. Иваново, 2013. 16 с.

13. Ворошин А.В., Чагин О.В., Блиничев В.П. Анализ конструктивного оформления ректификационных колонн. Химическая промышленность сегодня. 2013. № 9. С. 23-28.

14. Жандос С. Разработка и расчет тепломассообменных аппаратов с подвижной насадкой с учетом масштабного перехода: дис. докт. философии: 6D072400. Шымкент, 2014. 140 с.

15. Марценюк А.С. Интенсификация массообмена в аппаратах с регулярными насадками. Капельно-плёночное течение жидкости. Lambert Academic Publishing. 2012. 244 с.

16. Марценюк А.С. Интенсификация массообмена в плёночных аппаратах организацией капельно-плёночного течения. Научные труды Одесской национальной академии пищевых технологий. 2013. № 2 (43). С. 29-34.

17. Pavlenko A., Pecherkin N., Chekhovich V., Volodin O. Hydrodynamics in falling liquid films on surfaces with complex geometry. Microgravity Sci. Technology. 2009. № 1 (21). P. 207.

18. Kuzmenko I., Prokopets R. Experimental and theoretical investigation of mass transfer in a cooling tower. Energetika. 2014. № 1 (60). P. 27-35.

19. Дмитриева Г.Б, Беренгартен М.Г., Каган А.М., Пушнов А.С., Климов А.Г. Сравнение тарельчатых и насадочных контактных устройств колонных аппаратов. Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2007. № 1. С. 9-10.

20. Алексеенко С.В., Гузанов В.В., Маркович Д.М., Харламов С.М.

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		165

Характеристики уединенных трехмерных волн на вертикально стекающих плёнках жидкости. Письма в ЖТФ. 2010. № 22 (36). С. 1-8.

21. Yoshiyuki I., Xi C. Development of numerical prediction of liquid film flows on packing elements in absorbers. IHI engineering review. 2012. № 2 (44). P. 78-85.

22. Туз В.Е., Лебедь Н.Л., Лебедь И.К. Гидродинамика сепарационных устройств технологического оборудования АЭС. Ядерна та радіаційна безпека. 2014. № 2 (62). С. 22-25.

23. Doroshenko A.V., Vasyutynsky S.I. The modernization of heat and mass transfer apparatus for energy systems. Problemele energeticii regionale. 2008. № 2 (7). P. 50-54.

24. Каган А.М., Юдина Л.А., Пушнов А.С. О повышении предельно допустимых нагрузок при работе массообменных аппаратов с насадочными устройствами. Химическая промышленность. 2001. № 4. С. 46-48.

25. Decanini E. Packings E., Decanini G., Nardini A. Ind. Eng. Chem. Res. 2000. Vol. 39, №. 12. P. 5003-5011.

26. Fitz C.W., Kunesh J.G., Shariat A. Performance of structured packing in a commercial-scale column at pressures of 0.02-27.6 bar. Ind. Eng. Chem. Res. 1999. Vol. 38, № 2. P. 512-518.

27. Roha J.A., Bravo J.L., Fair J.R. Distillation columns containing structured packings: a comprehensive model for their performance. 2. Mass transfer models. Ind. Eng. Chem. Res. 1996. Vol. 35, № 5. P. 1660-1667.

28. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Альянс, 2007. 576 с.

29. Шарафиев А.Ш. Гидродинамика и массообмен на крупнодырчатых провальных тарелках со стабилизатором газожидкостного слоя активного типа: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.17.08. Шимкент, 2000. 27 с.

30. Син Лю, Цючен Ван, Юньхао Вэнь и др. Сравнение процессов восстановления этана из бедного газа на основе совместной модели. Журнал чистого производства. 2023, стр.139.

					<i>ПОХНВ.Д.00.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		166