

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Навчально-науковий інститут
«Український державний хіміко-технологічний університет»
(назва навчально-наукового інституту)

Харчових та хімічних технологій

(повна назва факультету)

Технологій палив, полімерних та поліграфічних матеріалів

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до дипломного проекту / роботи

магістра

(освітній рівень)

на тему: «Технологія підготовки нафти до переробки,
потужністю 5,5 млн. т/рік»

Виконав: студент 6 курсу, групи 6-ТВМС-97
(ХТП) спеціальності

161 Хімічні технології та інженерія

(код і назва спеціальності)

Радзімовський Станіслав

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник: Калініченко О.О.

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Дніпро – 2026 року

Український державний університет науки і технологій

(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут

«Український державний хіміко-технологічний університет»

(назва навчально-наукового інституту)

Факультет, відділення: Харчових та хімічних технологій

Кафедра: Технологій палив, полімерних та поліграфічних матеріалів

Освітній рівень: Магістр

Спеціальність: 161 Хімічні технології та інженерія

(код і назва)

Спеціалізація: Хімічні технології переробки нафти, газу, вуглецевих та альтернативних енергоресурсів

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____

" ____ " _____ 2026 р.

З А В Д А Н Н Я

НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ СТУДЕНТУ

Радзімовському Станіславу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) «Технологія підготовки нафти до переробки».

керівник проєкту: Калініченко О.О, канд. техн. наук, доцент.

затверджена наказом по університету від " ____ " _____ 2026 р. № ____.

2. Строк подання студентом роботи _____

3. Вихідні дані до роботи _____.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): аналітичний огляд літератури; фізико-хімічні основи процесу; характеристика сировини, реагентів, каталізаторів та готової продукції; вибір, обґрунтування та опис технологічної схеми; матеріальний баланс процесу; технологічний розрахунок основного устаткування; технологічний розрахунок допоміжного устаткування; автоматизація систем контролю технологічного процесу; охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях; організаційно-економічна частина.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): технологічна схема – 1 аркуш; електродегідратор – 1 аркуш; теплообмінник – 1 аркуш; схема автоматизації та контролю технологічного процесу – 1 аркуш; інформаційні таблиці (за завданням керівника) – 2 аркуша.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Технологічна частина, спеціальна частина</i>	Калініченко О.О.		
<i>Автоматизація систем контролю технологічного процесу</i>			
<i>Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях</i>			
<i>Організаційно-економічна частина</i>			

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	<i>Вступ; аналітичний огляд літератури; фізико-хімічні основи процесу</i>		
2	<i>Характеристика сировини, реагентів, каталізаторів та готової продукції.</i>		
3	<i>Вибір, обґрунтування та опис технологічної схеми.</i>		
4	<i>Матеріальний баланс процесу; технологічний розрахунок апарату; конструктивний розрахунок основного та допоміжного апарату.</i>		
5	<i>Автоматизація систем контролю технологічного процесу.</i>		
6	<i>Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях; організаційно-економічна частина; висновок; список літератури.</i>		
7	<i>Оформлення пояснювальної записки.</i>		
8	<i>Виконання креслень</i>		

Студент

_____ (підпис)

_____ (ініціали, прізвище)

Керівник проекту (роботи)

_____ (підпис)

_____ (ініціали, прізвище)

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ						
№ п/п	Формат	Позначення	Найменування	Кіл. аркушів	№ ЕКЗ-РУ	Примітка
			<u>ДОКУМЕНТАЦІЯ</u>			
			<u>ЗАГАЛЬНА</u>			
			ЗАНОВО РОЗРОБЛЕНА			
	A4	6-ТВМС-97.026.161.001. ДП.ПЗ	ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА			
	A1	6-ТВМС-97.026.161.002. ДП.ТС	СХЕМА ТЕХНОЛОГІЧНА	1		
	A1		МАТЕРІАЛЬНИЙ БАЛАНС	1		
	A1		ХАРАКТЕРИСТИКА СИРОВИНИ ТА ПРОДУКЦІЇ	1		
	A1	6-ТВМС-97.026.161.005. ДП.	СХЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ	1		
			<u>ДОКУМЕНТАЦІЯ ПО</u>			
			<u>ЗБІРНИХ ОДИНИЦЯХ</u>			
			ЗАНОВО РОЗРОБЛЕНА			
	A1	6-ТВМС-97.026.161.003. ДП.ЗВ	ВАКУУМНА КОЛОНА	1		
			ЗАГАЛЬНИЙ ВИД			
	A1	6-ТВМС-97.026.161.004. ДП.ЗВ	ТЕПЛООБМІННИК	1		
			ЗАГАЛЬНИЙ ВИД			

					6-ТВМС-97.026.161.001.ДП.ПЗ			
Змн.	Арк.	№ Докум	Підпис.	Дата	Технологія підготовки нафти до переробки потужністю 5,5 млн. т/рік.	Літер	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Радзімовський С.						
Перевір.		Калініченко О.				УДУНТ, ННІ “УДХТУ”, каф. ТПП та ПМ		
Рецензент								
Н. Контр.								
Затверд.		Сухий К.М.						

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 133 с., 30 табл., 11 рис., 17 літературних джерел.

НАФТА, ЕЛЗУ, ЗНЕВОДНЕННЯ, ЗНЕСОЛЕННЯ, ДЕЕМУЛЬГАТОР, МАТЕРІАЛЬНИЙ БАЛАНС, ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗРАХУНОК, ТЕПЛООБМІННИК, КОНСТРУКТИВНИЙ РОЗРАХУНОК

Об'єкт дослідження – процес знесолення та зневоднення нафти.

Мета роботи – розглянути технологію електричного знесолення нафти, розробити схему, виконати матеріальні, теплові та конструктивні розрахунки при продуктивності установки 5,5 млн. т/год.

Методи дослідження – розрахункові, економічні, літературні.

В технологічній частині дипломного проекту розглянуті загальні положення і схеми знесолення і зневоднення нафти, фактори, що впливають на режим даного процесу, розроблена і описана технологічна схема знесолення і зневоднення нафти.

В спеціальній частині проекту наведено розрахунок матеріального балансу установки підготовки нафти, виконані всі необхідні технологічні, теплові, механічні розрахунки основного та допоміжного обладнання.

Матеріальний баланс розраховано на потужність 5,5 млн. тонн/рік. Обране основне та допоміжне технологічне устаткування, проведені його технологічні розрахунки.

Визначено необхідний рівень автоматизації і вказані параметри.

У розділі охорони навколишнього середовища проведений аналіз шкідливих викидів підприємства та визначено напрямки їх утилізації.

Також розраховані необхідні техніко-економічні показники.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	8
1.1 Аналітичний огляд методів виробництва.....	8
1.2 Фізико-хімічні основи процесу знесолення нафти.....	30
1.2.1 Вплив технологічних факторів.....	31
1.3 Характеристика сировини, деемульгатора та готової продукції.....	34
1.3.1. Науково-дослідна частина. Механізм формування та стабілізації нафтових емульсій.....	37
1.4 Опис технологічної схеми.....	37
2 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	51
2.1 Матеріальний баланс блоку ЕЛЗУ.....	51
2.1.1. Матеріальний баланс I ступені.....	51
2.1.2. Матеріальний баланс II ступені.....	53
2.2 Технологічні розрахунки.....	56
2.2.1 Теплові розрахунки.....	56
2.2.1.1 Тепловий баланс I ступені.....	57
2.2.1.2 Тепловий баланс II ступені.....	57
2.2.2 Конструктивний розрахунок електродегідраторів.....	59
2.2.2.1 Розрахунок електродегідратора I ступені.....	59
2.2.2.2 Розрахунок електродегідраторів II ступені.....	60
2.3 Технологічний розрахунок теплообмінника.....	62
2.4 Автоматичний контроль і управління процесом.....	72
2.4.1 Аналіз об'єкта керування.....	72
2.4.1.1 Короткий опис об'єкта керування.....	73
2.4.1.2 Норми технологічного режиму.....	75
2.4.1.3 Задачі контролю та керування технологічним процесом.....	77
2.4.2 Розробка автоматизованої системи керування технологічним процесом.....	79

2.4.2.1	Призначення, цілі та функції автоматизованої системи керування.....	80
2.4.2.2	Вибір та обґрунтування методів автоматичного контролю технологічних параметрів.....	82
2.4.2.3	Вибір комплексу технічних засобів.....	83
2.4.2.4	Опис функціональної схеми автоматизації.....	85
2.5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	90
2.5.1	Характеристика об'єкта, що проектується, та місця його розташування.....	91
2.5.2	Характеристика негативних факторів проектного об'єкта.....	75
2.5.3	Оцінка стану проектного об'єкта в надзвичайних ситуаціях.....	76
2.5.4	Заходи зі створення безпечних та здорових умов праці, передбачені проектом.....	80
2.5.5	Протипожежні заходи.....	87
2.6.	Охорона навколишнього середовища і раціональне використання природних ресурсів.....	92
2.7	Організаційно–економічна частина.....	96
2.7.1	Дослідження ринку та розрахунок виробничої програми цеху з випуску продукції.....	96
2.7.2	Обґрунтування режиму роботи цеху та розрахунок його виробничої потужності.....	98
2.7.3.	Розрахунок капітальних інвестицій в модернізацію цеху та річної суми амортизаційних відрахувань.....	100
2.7.4.	Обґрунтування чисельності персоналу цеху та розрахунок фонду оплати праці.....	102
2.7.5.	Розрахунок собівартості продукції.....	107
2.7.6	Визначення ефективності проекту реконструкції цеху.....	115
	ВИСНОВКИ.....	129
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	130

ВСТУП

Підготовка до переробки нафти здійснюється шляхом видалення з неї води, мінеральних солей і механічних домішок. При видобутку нафти неминучий її супутник - пластова вода (від 1 до 80-90% по масі), яка, диспергуючись в нафті, утворює з нею емульсії типу "вода в нафті" (дисперсійна фаза-нафта, дисперсна - вода). Їх формуванню та стабілізації сприяють присутні в нафті природні емульгатори (асфальтени, нафтени, смоли) і диспергуючих механічних домішок (частки глини, піску, вапна, металів). Пластова вода, як правило, в значній мірі мінералізована хлоридами Na, Mg і Ca (до 2500 мг/л солей навіть при наявності в нафти всього 1% води), а також сульфатами і гідрокарбонатами і містить механічні домішки.

За останній час робота ЕЛЗУ перетерпіла значних змін: застосовуються більш досконалі апарати й сполучаються електричний і термохімічний способи дегідратації і деемульсації.

Апарати ЕЛЗУ, у яких відбувається основне зневоднювання і знесолення, називають електродегідраторами [1].

ЕЛЗУ можуть працювати як самостійно, так і в комбінації з установками первинної перегонки нафти. При роботі на ЕЛЗУ керуються технологічною картою. Автоматичне регулювання й автоблокування забезпечують безпеку роботи, відключаючи електричний струм високої напруги при створенні аварійного положення.

Надходження на НПЗ добре підготовленої нафти полегшує її глибоке знесолення на заводських ЕЛЗУ – потрібно менше ступенів знесолення, знижується кількість солей, що скидаються зі стічною водою.

Зниження вмісту солей у нафті, що надходить з промислів, впровадження ефективних деемульгаторів і більш досконалих електродегідраторів дозволило досягти більш глибокого знесолення нафти на промислових ЕЛЗУ.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Аналітичний огляд методів виробництва

Результати порівняльних розрахунків підтверджують ефективність пропонуваного підходу до оцінки реологічних властивостей нафтовмісних систем (B_2 становить $>95\%$ у кожному інтервалі).

Представляється доцільним по ефективності застосування того або іншого варіанта характеристичного хвильового рівняння по мінімуму експериментального матеріалу комп'ютерним розрахунком визначати ньютонівську й неньютоновську області реологічної характеристики відповідних нафт.

Нагнітання значної кількості води, що має різні фізико-хімічні й мікробіологічні властивості, веде до істотних змін сполуки нафти (внаслідок дії розчиненого у воді кисню), утворюванню асоціатів САВ і коагуляції високомолекулярних парафінів. У результаті протікання окисних процесів у залишковій нафті збільшується частка поліциклічних фрагментів і окиснених груп. Наявність полярних асфальтосмолистих речовин фази, що й кристалізується, парафінів впливає на структурно-механічні властивості крапель і плівок нафти й значно погіршує рухливість нафти в шарі, а, отже, приводить до зниження нафтовидобування [2].

На даний момент запропоновані принципово нові схеми будови ПДВ і визначені відповідні до цих схем коефіцієнти дисперсної будови, на підставі яких вони підрозділяють нафти Ромашкінського родовища на три групи. У першої дисперсна будова характеризується низкою часток асфальтенового ядра (від 0,09 до 0,16), низьким вмістом дисперсної фази ($K \sim 3,7-5,9$), низькою густиною дисперсійного середовища й найвищими значеннями товщини сольватного шару.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

Для другої групи характерне збільшення частки ядра дисперсної фази до 0,20-5-0,35 і зменшення товщини сольватного шару ($S_{см}$, асф <4); в'язкість - 20-25 мм²/с. Третя група нафт випадає із загальної залежності в'язкості від частки ядра ССЕ. Зміна енергії активації в них при збільшенні температури носить поліекстремальний характер.

Для нафт першої групи (з більш високими значеннями відношення смол до асфальтенів) при підвищенні температури, відбувається відрив слабозв'язаних периферійних молекул смол, зменшення товщини сольватної оболонки та «оголення» ядра дисперсної фази, що веде до переформування структури. Для другої групи нафт характерний більш міцний зв'язок молекул асфальтенів з молекулами смол і як наслідок переформування структури ССЕ (при невисоких температурах) маловірогідно

Випадіння АСПО характерно при наявності таких ознак: в складі нафт значний вміст нормальних та ізопреноїдних вуглеводнів та знижений вміст окислених груп; відносно висока масова доля периферійних заміщувачів в ароматичних структурах; знижена концентрація оливних фракцій при більш високому вмісті бензинових фракцій.

Обов'язковою умовою стабілізації частин асфальтенів вважається подібність структури молекул внутрішньої сольватної оболонки молекулам ядра, а зовнішній – молекулам дисперсійного середовища нафтової дисперсної системи. Для інтервалу температури 20-80⁰С маємо критичне відношення вмісту смол та асфальтенів нижче якого складні структурні одиниці є стійкими незалежно від температури.

В той же час необхідно враховувати властивості міжфазних шарів нафти, що сформувалися на поверхні парових каналів колекторів.

Загалом вихідні та техногенні нафти єднає якісний склад, а різняться вони кількісним, тобто структурно-груповим перерозподіленням інгредієнтів. Ця обставина підкреслює, що дія різноманітних технологій обробки нафтовмісних систем у шарі відбувається й проявляється одночасно

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

й на нано- і макрорівнях. Це друга сторона загального базису різних методів стимуляції нафтовидобування.

Отже, оскільки результуючі реологічні характеристики нафтовмісних систем визначені спільно зовнішніми умовами і внутрішньою асоціативністю, принципових відмінностей в інтенсифікації видобутку й підготовки вихідних і техногенно змінених нафт з одного ярусу (тим більше горизонту) конкретного родовища немає. При цьому необхідно враховувати ньютонівські й неньютонівські області поведінки нафт, внесок яких залежить від ступеня техногенного впливу.

Підсумовуючи вище сказане, необхідно підкреслити наступне:

При виборі принципового напрямку розвитку того або іншого комплексу процесів завжди доводиться виходити із взаємовиключних, у певній мірі, один одного підходів: або в головну ціль необхідно ставити насущні потреби, або перспективу; або базуватися на існуючих технологіях, або - на фундаментальній науці. Якщо керуватися другими складовими обох підходів, то в перспективі доцільно використовувати хвильові технології видобутку й підготовки нафти. Однак у найближчі 10-20 років перевага віддається хімічним засобам і їх комбінаціям із хвильовими технологіями, оскільки їх застосування (у тому числі, у різних комбінаціях) не вимагає радикальних змін устаткування й інфраструктури нафтових промислів.

У довгостроковій перспективі застосування екстремальних техногенних впливів недоцільно.

Застосовувані технології стимуляції витягу й підготовки нафти, незважаючи на всю зовнішню відмінність (іноді величезне), об'єднані не тільки загальним функціональним призначенням, але й близькими механізмами дії на нанорівні (оскільки мають єдину матеріально-хвильову природу), що проявляються в тих самих по своїй природі усереднених результуючих характеристиках (природно, з різними кількісними значеннями) об'єктах впливу.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Для пригнічування гідролізу залишкових хлоридів солей, а також руйнування хлорорганічних сполук, що потрапляють у нафту при її видобутку, вже знесолену її обробляють розчином лугу, який, в свою чергу нейтралізує шкідливі хлориди солей.

У вітчизняній [3,4] і світовій [5] практиці прийняте, що максимальна подача лугу в знесолену нафту не повинна перевищувати 5-10 г на тону нафти, тому що більша кількість може приводити до отруєння каталізаторів, використовуваних на установках глибокої переробки нафти (висбрекінг, каталітичний крекінг і ін.) і погіршенню якості залишкових нафтопродуктів (зокрема, зольності мазуту й електродного коксу) [6].

У зв'язку із цим, при залужуванні нафти велика увага повинна приділятися правильному вибору точки введення водяного розчину лугу, ефективності його змішання зі знесоленою нафтою й відповідно обладнанням для введення й змішувачам. Промисловий досвід показує, що при введенні водяного розчину луги в зони низької турбулентності спостерігається підвищення крихкості сталевих трубопроводів і апаратів, що стикаються із залуженою нафтою [3].

Для забезпечення диспергування водяного розчину лугу пропонується, зокрема, здійснювати їхнє попереднє змішання із частиною нафти ($\gg 1\%$) [4] або використовувати форсунки різної конфігурації [3]. Як показує досвід, ефективність обох методів невисока. Крім того, їм властиві недоліки, пов'язані з необхідністю обслуговування змішувачів і їх регулювання при зміні величини потоків нафти й розчину луги.

Фірмою "Зульцер Хемтек" (Швейцарія) розроблені й широко застосовуються в хімічній і нафтопереробній промисловості статичні змішувачі різного функціонального призначення [7].

Статичні змішувачі в порівнянні з іншими мають значні експлуатаційні переваги за рахунок:

- відсутності частин, що рухаються, і, як наслідок, мінімізації обслуговування;

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

- компактності й простоти монтажу;
- стабільної якості змішання навіть при мінливих у порівняно широких межах параметрах процесу;
- малого перепаду тиску й пов'язаних із цим малих витрат енергії;
- передбачуваності в диспергуванні крапель води, що дає можливість конструювання змішувача для експлуатації в широкому діапазоні витрат, рідин, що змішуються.

Ціль проведених дослідно-промислових випробувань — дослідження ефективності змішання водяного розчину луку зі знесолоною нафтою за допомогою статичного змішувача фірми "Зульцер Хемтек", оцінка можливості зниження витрати луку, для забезпечення необхідного рівня сучасного хіміко-технологічного захисту конденсаційно-холодильного устаткування АВТ (із застосуванням плівкового інгібітору корозії й органічного нейтралізатора), а також дослідження взаємозв'язку витрат луку, інгібітору корозії й нейтралізатора, їх спільного впливу на такі показники ефективності захисту від корозії, як вміст іонів розчиненого заліза і хлор-іона у воді рефлюксних ємностей і рН води [5,6].

Внаслідок обмежених технічних можливостей існуючої технологічної схеми ЕЛЗУ АВТ-6 ТОВ "ПО " Киришинефтет Оргсинтез", статичний змішувач був установлений після блоку ЕЛЗУ тільки на одному із трьох потоків знесолоної нафти — після електродегідратора. При цьому, у змішувач подавалося розрахункова (на весь об'єм знесолоної нафти) кількість луку. Потім потік обробленої нафти (35%) змішувався з іншими двома потоками нафти (перед теплообмінниками).

У період випробувань на установку надходила суміш західносибірських нафт з вихідним вмістом хлоридів у межах 61-98 мг/дм³, яка знесолювалась на блоці ЕЛЗУ до залишкового змісту хлоридів 4,3-4,8 мг/дм³. Зміст сірки в нафті становило в середньому 1,26% травні. Кислотність знесолоної нафти перебувала в інтервалі 4,2-4,5 мг КОН/100 г нафти.

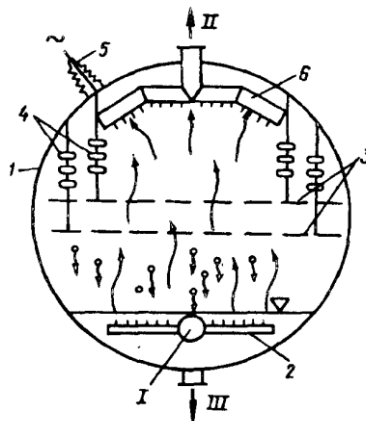
					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Для хіміко-технологічного захисту конденсаційно-холодильного устаткування в період випробувань у колони подавався інгібітор "Кор Клиар 100" і нейтралізатор "Геркулес 54505".

Під час випробувань контролювали вміст хлоридів і води в знесоленій нафті і її кислотність, вміст іонів хлору й розчиненого заліза у воді рефлюксних ємностей, а також величину рН води.

Основними апаратами ЕЛЗУ є електродегідратори. Вони можуть бути різноманітними за будовою (шарові, вертикальні циліндричні, горизонтальні циліндричні), але найбільше розповсюдження набули горизонтальні електродегідратори ВНДІ нафтомаш типу 2 ЕГ-160 (рис.1.1). Вони мають діаметр 3,4 м, довжину близько 18 м розраховані на тиск 1,8 МПа і включають два решітчасті електроди, що підвішені через ізолятори до корпусу апарата.

Електроди представляють собою горизонтальні решітки, зварені з металічних прутів діаметром 15-18 мм, з вікном решітки 150 на 150 мм або 200 на 200 мм. Одна з решіток з'єднана з корпусом апарата (нульовий електрод), а до іншого підведена висока напруга (20-30 кВ).

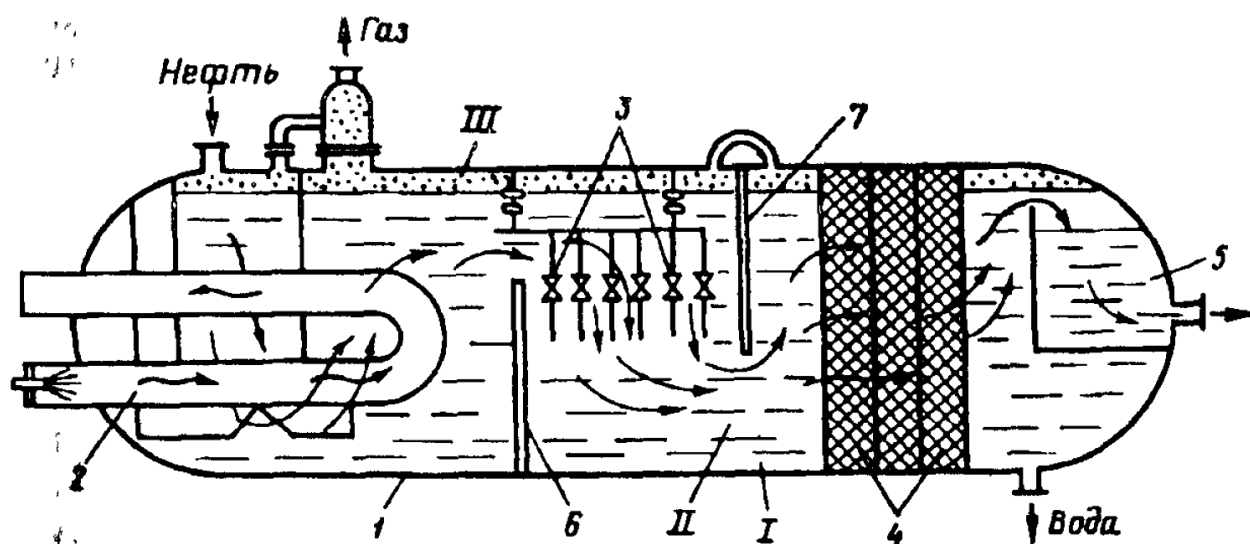


1-корпус, 2-маточник вводу нафти, 3-решітчасті електроди, 4-підвіски електродів, 5-прохідний високовольтний ізолятор, 6-колектор для виводу нафти, І-ІІ -сира та зневоднена нафта, ІІІ-дренажна вода

Рисунок 1.1 - Схема будови електродегідратора 2ЕГ-160 (поперечний перетин) [9]

Будова електродегідраторів, що застосовуються при промисловій підготовці нафти (зневодненні), дещо інша, і також відрізняється більшим різноманіттям. Схема такого електродегідратора показана на рисунку 1.2.

В апараті суміщено три зони, зліва від перегородки 6 - термічна, де нафта нагрівається і великі краплі осідають, між перегородками 6, 7, де для коалісценції крапель використовується електричне поле, і з права від перегородки 7 - зона механічної коалесценції за рахунок фільтрації нафти через пакети гофрованих пластин з полістирола. Поєднання цих зон є ефективним, як по продуктивності апарата, так і по глибині зневоднення нафти. Температура нафти після зони нагріву 65-70 °С. При початковій обводненості нафти 9-10% (мас.) на виході такого апарата вміст води складає не більш як 0,3%.



1-корпус, 2-вогнева нагрівальна труба, 3-електроди, 4-пакет коалесцюючих пластин, 5-карман відводу зневодненої нафти, 6,7-перегородки, І - водний шар, ІІ - нафта, ІІІ - газова подушка.

Рисунок 1.2 - Промисловий електродегідратор нафти

Технологічний режим глибокого зневоднення та знесолення нафти на ЕЛЗУ залежить від конкретної нафти, від її складу та властивостей.

Якщо нафта має в своєму складі велику кількість органічних кислот, то в нафту (після ЕЛЗУ або на її останню ступінь) подають розчин лугу.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Важливим елементом технології установок ЕЛЗУ є промивна вода. Для того, щоб зкоротити або ж звести до нуля використання прісної води з навколишніх джерел (водопроводу або річки), в якості свіжої води на ЕЛЗУ подають технологічні конденсати водяного пару, що утворилися на установці перегонки нафти, до складу якої входить блок ЕЛЗУ, а також конденсати з інших установок (каталітичного крекінга, гідроочистки і т.д) Конденсат з установки перегонки нафти звичайно використовують без спеціальної обробки, конденсати з інших установок часто мають у своєму складі сульфіді і гідросульфіді амонія, які при нагріванні розпадаються на сірководень та аміак. Такі конденсати перед подачею на ЕЛЗУ продувають водяним паром для віддувки сірководню та аміака.

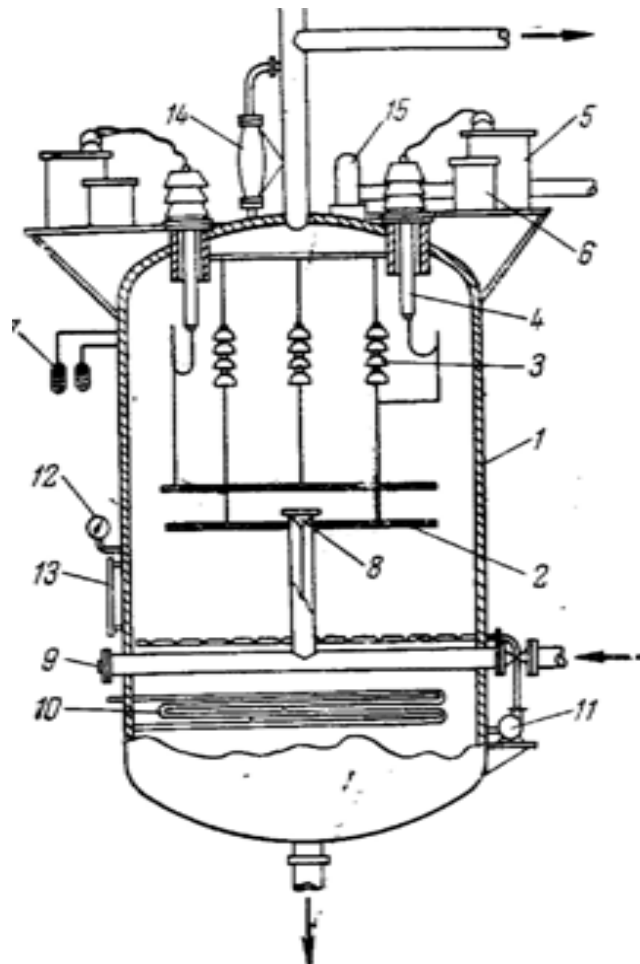
Вертикальні електродегідратори

Вертикальний електродегідратор (рис. 1.3.) являє собою вертикальну циліндричну ємність діаметром 3 л, висотою 5 м і об'ємом 30 м³ з напівсферичними днищами. Електродегідратор розрахований на надлишковий тиск 4 ат і температуру не вище 80-90⁰С. Сировина в електродегідратор вводиться через вертикально вмонтовану по його осі трубу, що закінчувалася на половині висоти апарату - розподільчої головкою, що забезпечує надходження сировини вигляді тонкої віялоподібного горизонтального струменя.

Зневоднена нафта виводиться в центрі верхнього днища електродегідратора, а відстояла вода - через нижнє днище. У середині апарату, над розподільною головкою і під нею, є по одному горизонтальному електроду. Електроди підвішені на ізоляторах та живляться від двох високовольтних трансформаторів потужністю але 5 т. Напруга між електродами зазвичай 15 - 33 кв. Під впливом напруження між ними виникає відповідне електричне поле, в якому і обробляється емульсія, потім надходить в міжелектродний простір.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Діаметр електродів залежно від стійкості надходить емульсії і її електропровідності дорівнюють 1,3-2,7 м. Із збільшенням діаметра електродів при одній і тій же продуктивності апарату збільшуються розміри електричного поля і час перебування емульсії в ньому, що сприяє більш повному її руйнуванню. Однак при збільшенні діаметру електродів сила струму зростає пропорційно його.



1-корпус, 2-електроди, 3-підвісні ізолятори, 4-прохідні ізолятори, 5- трансформатори, 6-реактивні котушки, 7-сигнальні лампи, 8- розподільча голівка, 9-тяга для регулювання щілини в розподільчій голівці, 10-змійовики, 11-шламовий насос, 12-манометр, 13-мірне скло, 14-поплашковий вимикач, 15-запобіжний клапан

Рисунок 1.3 - Вертикальний електродегідратор

При надмірному збільшенні сили струму знижується напруга між електродами, внаслідок падіння напруги в реактивних котушках, включених послідовно з первинними обмотками трансформаторів для захисту їх від перевантаження і струмів короткого замикання. При цьому знижується напруженість електричного поля і ефективність його дії на емульсію. Тому бажано в кожному окремому випадку експериментально підбирати оптимальні розміри електродів. Діаметр електродів можна змінити, додаючи або віднімаючи але кілька кілець у кожному з них.

Велике значення має відстань між електродами, що становить 10-14 см. При цьому напруженість електричного поля, що дорівнює напрузі, що додається до електродів, поділеному на відстань між ними, коливається в межах 1,5-2,4 кВ / см. Зміна відстані між електродами істотно впливає на роботу електродегідратори. Зі збільшенням міжелектродної відстані збільшується обсяг емульсії нафти, що знаходиться в електричному полі, а отже, час перебування її в цій зоні електродегідратори, що може значно прискорити процес де-емульгування.

Сила струму при збільшенні відстані між електродами знижується, тому що опір із збільшенням стовпа рідини підвищується. Збільшення опору в даному випадку залежить не тільки від величини стовпа рідини між електродами, а й від наявності ланцюжків з крапельок води, ймовірність утворення яких знижується зі збільшенням відстані між електродами. Однак незважаючи на те, що при розрядженні електродів тривалість дії електричного поля на емульсію збільшується, а сила струму зменшується, не можна занадто збільшувати відстань між ними, оскільки із збільшенням відстані між електродами відповідно знижується напруженість електричного поля. По цьому відстань між електродами підбирають експериментально. І більшості випадків у вертикальних електродегідратори воно залишає 11 -12 см, а напруженість електричного поля 2 см².

Час перебування емульсії в електричному полі становить кілька хвилин. Продуктивність типового вертикального електродегідратору

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

становить 15-25 м³ / год, а в деяких випадках 30 м³ / год. Якщо знехтувати наявністю в нафті деякої кількості води, яка під дією поля осідає вниз, і прийняти, що вся яка надходить в електродегідратор рідину в зоні між електродами рухається вгору по всьому перетину апарату без завихрень і мертвих зон, то лінійну швидкість підйому нафти можна отримати, розділивши продуктивність електродегідратори на його перетин. Таким чином, лінійна швидкість руху нафти між електродами становить близько 2-4 м / год, або 3-6 см / хв.

Роль розподільної головки в електродегідраторі вельми різноманітна: вона повинна не тільки забезпечувати віялоподібне надходження сировини в зону між електродами, а й повідомляти протікаючій з неї рідини значну швидкість, щоб ця рідина, отримавши відповідний запас кінетичної енергії, рухалася в міжелектродному просторі від центру до стінок апарату.

При цьому забезпечується, по-перше, рівномірна завантаження емульсією всього електричного поля, створюваного електродами, по-друге, поперечний рух рідини в зоні між електродами. При русі по горизонталі, перпендикулярно електричним силовим лініям поля руйнуються водяні ланцюжка, що утворюються вздовж цих ліній і негативно впливають на процес деемульгування нафти. При наявності великої кількості ланцюжків значно підвищується електропровідність стовпа рідини між електродами, отже, різко збільшується сила струму. При утворенні суцільних ланцюжків від електроду до електроду виникає коротке замикання.

Руйнування ланцюжків струменем нафти дає можливість застосовувати в високообводненній і солоного середовища електричне поле з досить високим градієнтом (2-3 см²).

Однак не можна допускати дуже швидкого витікання емульсії з розподільної головки, так як це призводить до подальшого роздрібнення містяться в ній глобул води. Для кожної нафти підбирають оптимальну швидкість струменя експериментально, що регулюють ∇p перепад тиску перекриттям щілини в розподільній голівці. Останній підтримують залежно

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

від якості нафти в межах 0,2-1,0 ат. Про величину перепаду тиску на розподіл $\neg$ Тривалість голівці судять за різницею між показаннями манометрів, встановлених на входному колекторі електродегідратори (тиск до головки) і на самому апараті.

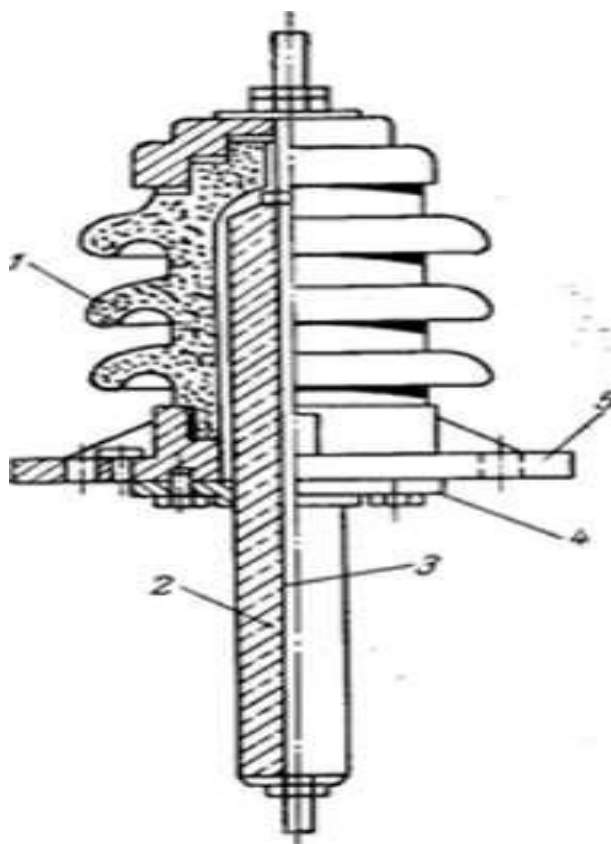
Величину щілини в розподільній голівці регулюють, піднімаючи або опускаючи конус головки за допомогою системи тяг, виведених назовні [10]. Важливими і дуже вразливими елементами електродегідратори є підвісні та прохідні ізолятори. Підвісні ізолятори служать для підвіски електродів всередині апарату, прохідні ізолятори (бушинги) - для введення в апарат до електродів високої напруги від трансформаторів, встановлених нагорі електродегідратору. Кожен електрод підвішують всередині апарату на трьох гірляндах з підвісних ізоляторів. У кожній гірлянді є чотири стандартних ізолятора - порцелянових типу ІІ-4,5 або скляних типу ІІС-4.5. Напруга до електродів подається через прохідні ізолятори (рис. 1.4.), що представляють собою ебонітові втулки з струмоведучих стрижнем всередині. На втулку надітий сталевий фланець, за допомогою якого вона встановлена в штуцер апарату. Зовнішня верхня частина ебонітовою втулки захищена від атмосферних опадів ребристою порцеляндовою покритиш $\neg$ кою, а нижня частина втулки занурена в нафту. Ебонітові, порцелянові і скляні ізолятори дуже часто виходять з ладу в результаті поверхневих розрядів, що руйнують структуру діелектрика.

Умови роботи підвісних і прохідних ізоляторів в електродегідраторі дуже важкі і зовсім відрізняються від тих, в яких зазвичай працюють ізолятори високовольтних електроустановок. Ізолятори в електродегідраторі працюють в середовищі гарячої нафти, яка містить солону воду і механічні домішки. Для багатьох нафт, особливо з великим вмістом механічних домішок. ізолятори з перерахованих вище матеріалів зовсім непридатні, так як вони дуже швидко руйнуються. Це відбувається від того, що механічні домішки і солонна вода, випадково опинившись поблизу ізолятора, поляризуються під впливом електричного поля, в якому він сам знаходиться

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

і, потрапляючи на поверхню діелектрика, утворюють на ньому дрібні струмоведучі містки, що різко знижують електричну міцність ізолятора і призводять до місцевих разрядів. З часом ці розряди посилюються внаслідок обвуглення діелектрика, і вздовж виникають окремих вольтів дуг відбувається суцільне перекриття ізолятора, його поверхневий пробій, що веде до короткого замикання електрода на корпус апарату.

Для забезпечення надійної роботи підвісних і особливо прохідних ізоляторів стежать за повним зануренням в нафту внутрішньої їх частини (нижче фланця).



1-порцелянова покривка, 2-ізоляційна втулка, 3-струмоведуче стерно, 4,5-фланці.

Рисунок 1.4 - Прохідний ізолятор

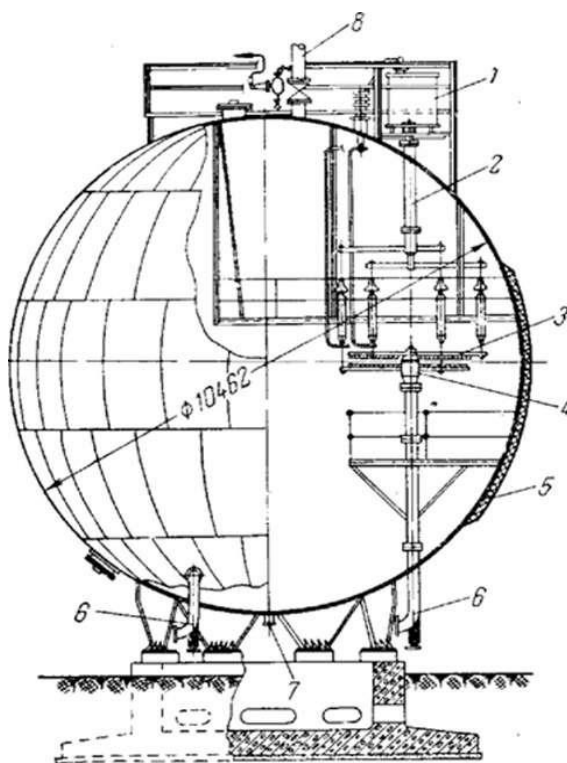
Кульові електродегідратори

У зв'язку зі збільшенням видобутку та переробки нафти вертикальні електродегідратори виявилися занадто малими. Для знесолювання всієї

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

нафти, що надходить на сучасний нафтопереробний завод, потрібно кілька установок ЕЛЗУ, кожна з яких складається з батареї електродегідратори. Експлуатація багатьох невеликих апаратів дуже незручна, вимагає значної кількості обслуговуючого персоналу і вельми неекономічна. Тому виникла необхідність створення укрупненого електродегідратору, що володіє великою пропускною здатністю.

На одному з НПЗ була розроблена і освоєна конструкція сферичного електродегідратора великої продуктивності, яка лягла в основу типового кульового електродегідратора, до складу укрупнених установок ЕЛЗУ (рис. 1.5).



де 1 - трансформатор; 2 - пристрій для регулювання відстані між електродами; 3 - електрод, 4 - розподільна головка, 5 - теплоізоляція; 6 - штуцер для введення сирової нафти; 7 - дренажний штуцер; 8 - штуцер для виведення знесоленої нафти

Рисунок 1.5 - Кульовий електродегідратор

Діаметр цього електродегідратора 10,5 м, а обсяг апарату 600 ма. Апарат розрахований на надмірний робочий тиск 6 ат. Принцип дії цього

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

електродегідратору той же, що і вертикального, тільки замість одного стояка з розподільчої головою для введення сировини і одної пари електродів в кульовому електродегідраторі їх відповідно по три. Розподільні головки стояків розташовані симетрично до екваторіальної площини кулі на відстані 3 м. від його вертикальної осі [10].

Відповідно трьом вводам з розподільними головками всередині електродегідратори підвішені на ізоляторах три пари горизонтальних електродів діаметром 2-3 м. Кожній голівці відповідає своя пара електродів, підвішених, як і у вертикальних електродегідраторі, один під іншим але центру головок. Верхній електрод кожної пари розташований над відповідною головою, нижній електрод - під нею. Відстань між верхнім і нижнім електродами кожної пари 13-17 см. Нафта надходить в електродегідратор по всіх трьох вводам відповідно через три розподільні голівки. Горизонтальні щілини останніх направляють кожний потік нафти перпендикулярно силовим лініям електричного поля, створюється відповідної парою електродів. Розмір щілин у голівках регулюється штурвалами, розташованими під апаратом.

Електроди піддаються струму високого напруження від трансформаторів типу ОМ-66/35 потужністю по 50 кВА, встановлених на майданчику, змонтованої нагорі апарату. Напруження всередину електродегідратора подається через прохідні ізолятори, встановленим у верхньому днищі апарату. Всього є шість трансформаторів і шість прохідних ізоляторів - по два на кожну пару електродів. Номінальна напруга на первинних обмотках трансформаторів 380 В. Напруга на вторинних обмотках в залежності від способу з'єднання одно I, 16,5 або 22 кВ. Трансформатори живляться від мережі трифазного струму 3х380 ст. Три пари трансформаторів підключені відповідно до трьох лінійним напруженням мережі, що забезпечує її рівномірну загрузку

Живлення різних пар електродів різними по фазі напруженнями не має істотного значення для роботи електродегідратора, так як відстані між

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

різними парами електродів більші (близько 2,5 м). Кожна пара трансформаторів включена в ланцюг так само, як у вертикальних електродегідраторів: первинні обмотки трансформаторів підключені до напруги протилежні під кінцями, внаслідок чого і полярність високовольтних обмоток протилежна.

Початки цих обмоток заземлені. Кінці обмоток через прохідні ізолятори підключені до електродів. Зважаючи на різні полярності до електродів підводиться подвійна напруга. Напруга між електродами, зазвичай дорівнює 33 кВ - 44 кВ у, напруженість електричного поля 2-3 кВ. Для обмеження сили струму та захисту електрообладнання від короткого замикання в ланцюг первинних обмоток кожного трансформатора включені реактивні котушки типу РОМ-50/05.

При нормальній роботі кульового електродегідратору сила струму одного трансформатора не перевищує 30-35 А. На деяких ЕЛЗУ єднують усі верхні електроди, підводячи до них напругу від одного трансформатора. Аналогічно здійснюють харчування трьох нижніх електродів від другого трансформатора, вивільняючи таким чином чотири трансформатора, чотири реактивні котушки до них, чотири прохідних ізолятора та інше електрообладнання. Така система живлення електродів значно простіше. До її недоліків варто віднести те, що при падінні напруги в результаті на одному з верхніх або нижніх електродів інші два теж опиняються без напруги, і електродегідратор необхідно зупиняти.

Як і у вертикальних електродегідраторах, у верхній частині кульового знаходиться вивід обробленої нафти, встановлений запобіжний клапан, що відкривається при перевищенні тиску, і вмонтований поплавковий вимикач для відключення напруги при утворенні газової подушки в апараті. Відстояна вода спускається через нижній штуцер в апараті.

Таким чином, кульової і вертикальний електродегідратори за принципом дії мало відрізняються між собою. Можна вважати, що кульової електродегідратор складається з трьох паралельно встановлених по

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

трикутнику і стосуються вертикальних електродегідраторів ємністю 200 л. Тому сказане раніше але приводу особливостей роботи вертикальних електродегідраторів відноситься до кульових.

Слід зазначити, що кульові електродегідратори, незважаючи на їх велику продуктивність, мають ряд недоліків. Вони громіздкі і трудомісткі у виготовленні. Зважаючи на великі габарити їх доставляють на місце призначення у вигляді 22 пелюсток, які на місці зварюють вручну. Крім того, кульові електродегідратори не можуть працювати при високій температурі і тиску, оскільки це пов'язано зі значним збільшенням товщини їх стінок. Товщина стінки типового кульового електродегідратору ємністю 600 м³. розрахованого на 90-100°C і надлишковий тиск 6 ат, дорівнює 24 мм.

Така велика товщина стінки визвана значним діаметром апарату (10,5 м). Вага апарату близько 70 т, а разом з майданчиками, сходами і електроустаткуванням - 100 т. Витрати показують, що кульової електродегідратор, призначений для роботи при більш високій температурі, наприклад 140 °C, що потребує надлишкового робочого тиску в апараті близько 10 ат, повинен мати товщину стінки 40 мм і загальна вага 140 т. Зварювання пелюсток зазначеної товщини пов'язана з великими труднощами, тому що при цьому потрібна термічна обробка на місці монтажу електродегідратор [9,10].

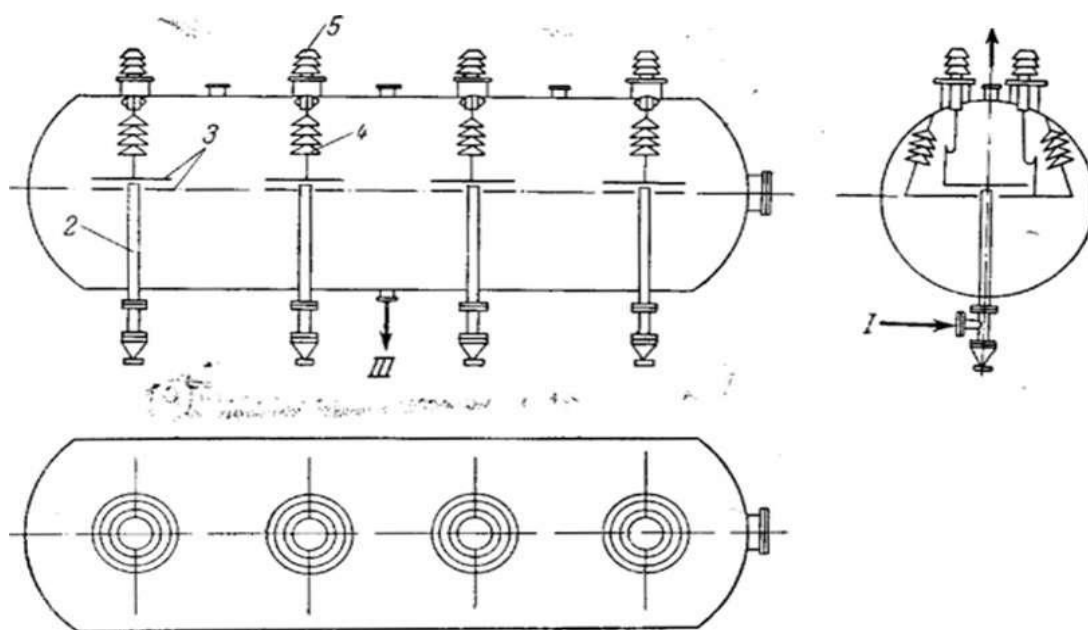
Горизонтальні електродегідратори

У СНД і за кордоном стали будувати горизонтальні електродегідратори, діаметр яких приблизно в 3 рази менше діаметра кульового, внаслідок чого при одному і тому ж тиску розрахункова товщина їх стінки в 1,5 рази менше товщини стінки кульового електродегідратора. У США будують горизонтальні електро-дегідратори діаметром 3,0-3,6 м і довжиною, яка визначається потужністю установки. Ці апарати розраховані в основному на температуру 135-150°C і тиск до 20 ат. Зазначені електродегідратори в більшості випадків працюють безпосередньо в схемі

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

установок первинної переробки нафти. У Радянському Союзі перший горизонтальні електродегідратори були побудовані на ЕЛЗУ Красноводського НПЗ. В даний час на ЕЛЗУ багатьох нафтопереробних заводів на нафтопромислах працюють горизонтальні електродегідратори діаметром 3,0-3,4 м і об'ємом 80-160, розраховані на температуру до 100°C і надлишковий тиск 6 ат.

Принцип роботи і конструкція зазначених електродегідраторів приблизно такі ж, як вертикальних і кульових. Уздовж апарату (рис. 1.6) по осі на рівних відстанях один від одного встановлені вертикальні стояки, що закінчуються на половині його висоти розподільчими голівками для введення сировини.



1 — корпус; 2 — стояки з розподільчими голівками для вводу сировини; 3 — електроди; 4 — підвісні ізолятори; 5 — прохідні ізолятори; I — сира нафта; II — знесолена нафта; III — вода

Рисунок 1.6 - Горизонтальний електродегідратор

Над та під кожною голівкою підвішені електроди, що створюють електричне поле навколо голівок. Кожна пара електродів живиться через свої бу-шинги від окремої пари трансформаторів типу ОМ 5 / 1 потужністю 5 кВт.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Все допоміжне технологічне та електричне устаткування аналогічно устаткуванню описаного вище вертикального електродегідратора. Таким чином, зазначений горизонтальний електродегідратор по суті складається з декількох встановлених в ряд вертикальних електродегідраторів ємністю по 20-25. ІЗ п висотою 3,0-3,2 м.

Гіпронефтемашем розроблено дві конструкції типових - горизонтальних електродегідраторів: діаметром 3,0 і 3,4 м, відповідно розраховані на надмірний робочий тиск 10 ат і температуру 140°C. Сировина також подається через розподільні голівки в міжелектродний простір відповідних пар електродів. Різниця полягає в тому, що всі верхні і всі нижні електроди об'єднані між собою, живлять їх відповідно два трансформатора типу ОМ-66/35 потужністю по 50 кВт, що включаються протилежними кінцями, щоб їх напруга додавалася.

Таблиця 1.1 – Порівняння електродегідраторів традиційної і нової конструкції

Проект	Електродегідратор					
	Традиційний (ВНДІНафтомаш)			Електродинамічний ЕДД (пропозиція фірми NATCO)		
	Число ступе- нів	Об'єм електро- дегідра- торів, м ³	Число електро- дегідрато- рів	Кільк сту- пенів	Об'єм електро- дегідра- торів, м ³	Число електро- дегідрато- рів
ЕЛЗУ-АВТ-12, 12 млн. т/рік	2	200	8	1	300	2
ЕЛЗУ-АВТ-7, 7 млн. т/рік	3	160	12	2	200	4
ЕЛЗУ-АТ-7, 4 млн. т /рік (Туркменбаши)	3	160	6	2	200	2
ЕЛЗУ-АТ-2, 2,5 млн. т/рік	2	160	2	1	120	1

Для зменшення витрати прісної води і кількості стоків на ряді ЕЛЗУ прісну воду подають тільки на останню ступінь, а потім повторно використовують дренажну воду з попередньої ступені для промивки нафти. Така схема промивки нафти з поверненням води з ступені на ступінь дозволяє значно (в 2-3 рази) знизити використання прісної води і кількість забруднених стоків без збитку для якості знесолювання. Подальше скорочення витрати прісної води і кількість стоків на ЕЛЗУ може бути досягнуто при умові повторного використання не тільки з ступені на ступінь, але і всередині ступені, при рециркуляції дренажної води.

Застосування дренажної води всередині ступені, на ряду з поверненням води з ступені на ступінь, можна забезпечити глибоке знесолювання нафти до залишкового вмісту солей $1-3 \text{ мг/дм}^3$ при загальній витраті прісної води всього 1-2% (для важко знесолюючих нафтей з високим вмістом солей – до 5%). Така схема представляє значний інтерес для заводів, на ЕЛЗУ яких не досягається необхідної глибини знесолювання нафти із-за неможливості подавати необхідну кількість прісної води в якості обмеження її ресурсів [9, 10].

Змішування нафти з промивною водою. В процесі знесолення нафти велике значення для повноти вимивання солей має оптимальне змішування нафти з промивною водою і деемульгатором. Для досягнення глибокого знесолювання необхідне досить інтенсивне перемішування промивної води з нафтою, забезпечуючи необхідний контакт між капельками прісної промивної і соленої пластової води. В той же час інтенсивне змішування нафти з промивною водою може привести до утворення досить стійкої, погано руйнуючої емульсії. Як наслідок, для керування процесом зневоднення необхідно мати регулюючий змішувач нафти з водою, що дозволило б для кожного окремого випадку встановлювати оптимальну ступінь змішування.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

В наш час для змішування нафти з промивною водою на електрознесолюючих установках використовуються змішувальні клапани, інжектори, регулюючі змішувачі нафти з водою типа РСНВ, вахлярні змішувачі, змішувачі з форсунками і з тангентальним вводом промивної води.

Найбільш поширеним регулюючим змішувачем є змішувальний клапан - в порівнянні простий пристрій, що дозволяє регулювати інтенсивність змішування води з нафтою в широких межах. До недоліку змішуючого клапана відносять те, що змішування відбувається за рахунок перепаду тиску на потоці води, який міняється на діючих ЕЛЗУ в межах від 0,5 до 1,5 кгс/см², що зв'язано з значними енергетичними затратами для забезпечення необхідної продуктивності електрознесолювальних установок по нафті, причому гідравлічні втрати суттєво збільшуються при промивці тяжких і в'язких нафт.

Цього недоліку немає змішувальний комплекс: змішувальний клапан плюс статистичний змішувач фірми «Зульцер Хемтех». Проведені дослідження показали, що при однаковому перепаді тиску, рівному 0,6 кгс/см², при застосуванні змішувального комплексу досягається більш глибокого знесолювання нафти – приблизно 3,7 мг/дм³ (після першої ступені) проти 7,1 мг/дм³ при застосуванні тільки змішувального клапана.

Статистичні змішувальні клапани, прості в монтажі, не потребують обслуговування із-за відсутності нерухомих частин, забезпечують стабільну якість змішування при змінних навантаженнях по нафті і промивній воді. Із введенням дозволяє, як показали результати дослідів і промислового застосування, знизити витрату енергії на процес за рахунок зменшення необхідного перепаду тиску на змішувачах, а також забезпечити більш стабільне глибоке знесолювання нафти. В наш час змішувальні комплекси вводяться (рекомендовані до введення) на ЕЛЗУ ряду НПЗ (Туркменбашинського, Орьського, Лисичанського та ін.) [11].

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

1.2 Фізико-хімічні основи процесу знесолення нафти

Процес знесолення як і процес зневоднення, оснований на руйнуванні водяної емульсії, її деемульгування, при якому із емульсійної нафти видаляється пластова вода.

Водо-нафтові емульсії є досить стійкими системами, і як правило під дією одної тільки сили тяжіння не розшаровуються. Щоб їх зруйнувати необхідні певні умови, які сприяють зіткненню і злиттю диспергованих в нафті капель води і виведення їх з неї. Чим кращі умови для руху капель, тим легше руйнуються емульсії. Тому, розглянемо фактори від яких залежить швидкість руху взвішеної в нафті капельки води.

Опинившись під дією певної сили, капля спочатку рухається прискорено, так як діюча на неї сила перевищує гальмуючу силу тертя. По мірі збільшення швидкості рух, сили тертя все більше збільшується, і при певній швидкості дві сили урівноважуються: рух каплі стає рівномірним. Приймаючи в першому припущенні що капля має сферичну форму, скористаємося відомою формулою Стокса. Згідно цієї формули, встановлена під дією сили F і в'язкості рідкого середовища η рівномірна швидкість руху u сферичної каплі радіусом r рівна:

$$u = F / 6\pi\eta r \quad (1.1)$$

В деякій частині, швидкість осідання в нафті сферичної каплі води під дією сили тяжіння з врахуванням Архімедової втрати в масі складає:

$$u = 4/3\pi r^3(\rho - d)g / 6\pi\eta r = 2r^2(\rho - d)g / 9\eta \quad (1.2)$$

де $4/3 \pi r^3$ – об'єм краплі;

ρ і d – відповідно густина води і нафти;

g – прискорення земного падіння.

Як видно швидкість осідання капель води в нафтовому середовищі прямо пропорційна квадрату їх радіусу, різниці густин води і нафти,

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

прискореній силі падіння і обернено пропорційна в'язкості нафти. Як наслідок, розмір капель і різниця густин води і нафти незначні, а в'язкість нафти невисока, то швидкість випадання досить низька, і практично емульсія не розшаровується при довгій тривалості часу. І навпаки, при великому розмірі капель, значної різниці густини і низької в'язкості нафти розшаровування емульсії проходить досить швидко.

Тому для прискорення процесу руйнування емульсії її, разом з відстоюванням, одночасно піддають і іншим методам: підігріву (термообробка), введенням в неї деемульгатора (хімічна обробка), застосуванням електричного поля (електрообробка) [2].

При попаданні емульсії в змінне електричне поле частинки води, заряджені негативно, рухаються всередині елементарної каплі, надаючи їй грушоподібну форму, гострий кінець якої направлений до позитивно зарядженого електроду. З переміною полярності електродів капля витягується гострим кінцем в протилежну сторону. Якщо частота змінного струму рівна 50 Гц, капля буди змінювати свою конфігурацію 50 раз за секунду. Під дією сил тяжіння окремі каплі, які направляються до позитивного електроду, зіштовхуються одна з другою, і при досить високому потенціалі заряду проходить пробій діелектричної оболонки капель, цьому сприяє деемульгатор, поступово розмиваючи цю оболонку. В результаті дрібні каплі води зливаються і збільшуються, що сприяє їх осадженню в електродегідраторі.

1.2.1 Вплив технологічних факторів

Основними технологічними параметрами процесу електрознесолення нафти є: температура, тиск, витрата промивної води і ступінь її змішення з нафтою, зумовлена перепадом тиску на змішувальному пристрою, витрата деемульгатора і питома продуктивність електродегідраторів.

Підігрів нафти до певної оптимальної температури знижує в'язкість нафти, що полегшує осадження капель води, сприяє більшій розчинності в

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

нафті абсорбційних плівок і тим самим пониженню їх механічної міцності. Одночасно при підвищенні температури збільшується швидкість руху капель і ймовірність їх зіткнення, що в кінцевому результаті прискорює їх коаліценцію.

В той же час з підвищенням температури росте пружність парів і відповідно підвищується тиск в апаратах, різко збільшується витрата електроенергії в електродегідраторах внаслідок підвищення електропровідності нафти, значно ускладнюється робота підвісних і прохідних ізоляторів. Крім того, підвищення температури тягне за собою додаткові витрати на охолодження дренажної із електродегідраторів води перед її скидом в каналізацію. Для кожної нафти, в залежності від її властивостей, є відповідний технологічний і техніко-економічний оптимум температури знесолення.

Тиск в електродегідраторах зумовлюється пружністю нафтових парів, необхідними межами тиску між ступенями ЕЛЗУ, гідравлічним опором частин технологічної схеми після блока ЕЛЗУ і не повинен перевищувати тиск на який розрахований електродегідратор (див. табл.1.1).

В якості деемульгаторів використовують ПАР, головним чином, неіоногенні.

При використанні водорозчинних деемульгаторів подача їх тільки на першу ступінь не є оптимальною, так як частина деемульгатора переходить в дренажну воду, його вміст в нафті з кожною ступеню зменшується і може виявитись недостатнім для зруйнування водо нафтової емульсії. В зв'язку з цим для забезпечення нормальної роботи всіх ступенів деемульгатор доводиться подавати в надлишку, що збільшує затрати на знесолення. Більш раціональною є подача водорозчинного деемульгатора окремо по ступенях.

Водорозчинні деемульгатори подаються у вигляді 1-2%-их розчинів. Нерозчинні в воді деемульгатори застосовують в товарному виді і подають в нафту без розбавлення. Така подача менш трудомістка і більш технологічна,

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

так як не вимагає наявності масштабного вузла приготування розчину і забезпечує безперебійну подачу заданої кількості деемульгатора.

Деемульгатори доцільно подавати в нафту разом з промивною водою, що забезпечує їх більш рівномірне розподілення в об'ємі нафти.

Для глибокого знесолення нафт, при промивці яких утвориться дренажна вода з низькою величиною рН разом з деемульгатором необхідна подача лугу в межах, для забезпечення доведення рН до 7,0-7,5. Орієнтована витрата лугу в ступені, необхідна для підвищення рН дренажної води на одиницю, складає 10 г/т [4].

Для скорочення витрати прісної води і кількості стоків на ЕЛЗУ прісну воду подають тільки на останню ступінь, якщо повторно використовують воду не тільки з ступені на ступінь, але і в середині ступенів, при рециркуляції дренажної води. В цьому випадку можна забезпечити глибоке знесолення нафти до залишкового вмісту солей 1-3 мг/л при загальній витраті прісної води всього 1-4% (для важкознесолюваних нафтей з високим вмістом солей – до 7%).

Для забезпечення глибокого знесолення нафти (до 3 мг/л) вміст хлоридів в воді, що подається на ЕЛЗУ не повинно перевищувати 300 мг/л (в перерахунку на хлористий натрій). Така вимога до якості промивної води визвано тим, що в знесоленій нафті завжди залишається деяка кількість води, а разом з нею і солі.

Вміст сульфатів і карбонатів в воді також не повинен перевищувати 300 мг/г для запобігання утворення залишків в комунікаціях і теплообмінній апаратурі ЕЛЗУ.

Вміст сірководню в промивній воді для запобігання корозії не повинно перевищувати 20 мг/л.

Обмежений вміст фенолів і аміака в промивній воді може складати до 50 мг/л.

Середовище промивної води повинне бути нейтральне або слабо лужне. При значеннях рН дренажної води нижче 6 процес вимивання солей

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

йде погано, при значення рН вище 8 в ній підвищується вміст нафтопродуктів, збільшується забруднення стоків ЕЛЗУ [2].

На ЕЛЗУ зазвичай використовується річна вода. Внаслідок посилювання вимог по охороні навколишнього середовища знаходяться інші джерела води (оборотна вода, технологічні конденсати, ін.).

Проте в конденсатах знаходяться сульфіді і гідросульфіді амонія, які при нагріванні розпадаються на сірководень і аміак. Їх вміст коливається від десятків до декількох тисяч міліграмів на літр, тому технологічний конденсат може використовуватись на ЕЛЗУ тільки після спеціальної очистки, наприклад, віддувкою з нього сірководню і аміаку водяним паром або вуглеводневим газом.

В процесі знесолення нафти велике значення має оптимальне змішання нафти з промивною водою і деемульгатором.

1.3 Характеристика сировини, деемульгатора та готової продукції

Сировиною установки знесолення та зневоднення нафти являється сира нафта.

Реагент – деемульгатор.

Продукцією, яка виготовляється на ЕЛЗУ є знесолена та зневоднена нафта до визначеної стандартами кількості солей та води.

Характеристика сировини, реагентів та характеристика виготовленої продукції представлена в таблицях 1.2- 1.4.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Характеристика сировини

№ п/п	Показники	Сира нафта
1	Густина, г/см ³	0,8575-0,8720
2	Кінематична в'язкість, при 20 °С, м ² /с	12,810 ⁻⁶ -25,0 10 ⁻⁶
	(сст)	(12,8-25,0)
3	Температура застигання, °С	5-14
4	Вміст парафінів, % ваг.	5,11-8,85
5	Вміст асфальтенів, % ваг.	2,38-3,06
6	Вміст смол силикогелевих, % ваг.	11,52-14,67
7	Вміст золи, % ваг.	0,012-0,034
8	Вміст сірки, % ваг.	1,43-2,15
9	Вміст механічних домішок, % ваг.	0,001-0,05
10	Вміст акцизної смоли, % ваг.	-
11	Вміст коксу, % ваг.	3,23-5,61
12	Вміст води, % ваг, не більше 1 група 2 група	0,5 1,0
13	Вміст хлористих солей, мг/л, не більше 1 група 2 група	100 300

Таблиця 1.3 – Характеристика реагентів

Назва реагента	Номер державного чи галузевого стандарту, технічні умови	Показники якості, обов'язкові для перевірки	Норма
Деземulgатор	За специфікацією	1. Зовнішній вигляд 2. Вміст активної речовини, % 3. Кінематична в'язкість, при 20 °C, мм ² /с Температура застигання, °C	Прозора рідина від світло-жовтого до коричневого 24, не менше 100, не більше мінус 40, не вище
Нейтралізатор корозії Тип: «Геркулес 54505», марка А	ТУ 38.401-58-238-01	1. Зовнішній вигляд 2. Густина при 20 ⁰ C, г/см ³ 3. Температура застигання, °C 4. Нейтралізуюча здатність, л/г-екв HCl	Однорідна прозора рідина від безбарвного до бурштинового кольору від 0,850 до 0,890 мінус 40, не вище 0,3, не вище
Інгібітор корозії Тип: «Геркулес 30617»	ТУ 38.401-58-237-2003	1. Зовнішній вигляд 2. Густина при 15 ⁰ C, г/см ³ 3. Температура застигання, °C	Однорідна рідина від світло – коричневого до коричневого кольору від 0,8834 до 0,9533 мінус 40, не вище
Лужний розчин, 2%-ий	Технологічний регламент установки ЕЛЗУ-АВТ-8	1. Масова доля гідроокиси натрію, % 2. Густина при 20 °C, кг/м ³	2,0, не більше Не нормується

1.3.1. Науково-дослідна частина. Механізм формування та стабілізації нафтових емульсій

Нафтові емульсії, що утворюються під час видобутку та транспортування нафти, переважно належать до термодинамічно нестабільних ліюфобних систем типу «вода в нафті» (W/O). Висока агрегативна та кінетична стійкість таких систем зумовлена наявністю в нафті природних високомолекулярних стабілізаторів (паре) — асфальтенів, смол та високомолекулярних парафінів.

У процесі диспергування пластової води в нафтовому середовищі ці компоненти адсорбуються на міжфазній поверхні «нафта–вода», утворюючи міцні, структуровані, гелеподібні міжфазні захисні оболонки (МЗО). Асфальтени, володіючи найбільшою поверхневою активністю серед компонентів нафти, формують на межі розділу фаз яскраво виражений структурно-механічний бар'єр, який перешкоджає зближенню та злиттю мікрокрапель води під дією теплового руху. Існує декілька способів руйнування емульсій, розглянемо їх.

Термічний метод дестабілізації

Термічний вплив є базовим інтенсифікуючим етапом руйнування високодисперсних водонафтових емульсій. Фізико-хімічна сутність методу полягає в цілеспрямованій термодинамічній дестабілізації МЗО. Механізм термічного впливу:

1. Зниження в'язкості: при нагріванні системи до 80–160°C експоненціально знижується динамічна в'язкість нафтової дисперсійної середи. Згідно із законом Стокса, це суттєво інтенсифікує гідродинамічну рухливість крапель води та швидкість їх гравітаційного осадження.

2. Деструкція МЗО: нагрівання викликає теплову деструкцію, розрідження та часткову десорбцію структурованих міжфазних захисних шарів асфальтено-смолистих речовин, критично знижуючи їхню структурно-механічну бар'єрну міцність.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

3. Активація коалесценції: одночасно зростає кінетична енергія Броунівського руху мікрокрапель води, що збільшує частоту їх ефективних зіткнень у зоні дії електричного поля ЕЛЗУ. У результаті деградації захисних оболонок зіткнення крапель завершується їх спонтанним злиттям (коалесценцією).

Хімічний метод

Хімічний метод є найбільш ефективним способом глибокого зневоднення нафти. Як деемульгатори використовуються спеціально синтезовані поверхнево-активні речовини (ПАР), які мають вищу поверхневу активність на межі «нафта–вода», ніж природні стабілізатори нафти. Класифікація за типом гідрофільної частини:

- Аніоноактивні: дисоціюють у воді з утворенням негативно зарядженого поверхнево-активного іона (наприклад, сульфонати, алкілсульфати). Мають обмежене застосування через високу чутливість до мінералізації пластових вод.
- Катіоноактивні (катіонні): Утворюють позитивно заряджений іон (четвертинні амонієві солі). Мають гарні бактерицидні властивості, але можуть викликати корозійну активність.
- Неіоногенні (НПАР): Найбільш затребуваний та ефективний клас деемульгаторів (оксиетильовані та окипропильовані алкілфеноли, спирти, гліколи). Вони не дисоціюють на іони, є стабільними в середовищах із будь-якою мінералізацією та жорсткістю води, а їхні властивості легко регулювати змінюючи співвідношення гідрофільних (оксиетильних) та гідрофобних (окипропильних) груп.

Колоїдно-хімічний механізм дії деемульгатора

Ефективне руйнування емульсії хімічним реагентом відбувається за наступною схемою:

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Дифузія реагенту в об'ємі нафти



Адсорбційне заміщення асфальтенів на межі фаз



Флокуляція мікрокрапель води



Коалесценція (злиття крапель)



Седиментація

При адсорбційному заміщенні молекули деемульгатора дифундують через нафтову фазу до крапель води, проникають крізь захисну асфальтено-смолисту оболонку та витісняють природні стабілізатори з межі розділу фаз завдяки вищій поверхневій активності.

Наступним етапом іде зміна змочуваності, коли деемульгатор руйнує жорстку структуру МЗО, перетворюючи її на рухливу, гідрофільну плівку, яка легко розривається при зіткненні крапель.

Після цього настає флокуляція та коалесценція, коли очищені від броні мікрокраплі води спочатку агрегують у флокули, після чого зливаються в більші глобули коалесценція, які швидко осідають на дно апарату під дією сили тяжіння.

Класифікація сучасних реагентів-деемульгаторів

Ефективність руйнування стійких водонафтових емульсій хімічним методом безпосередньо залежить від правильного підбору хімічної структури реагенту. Сучасні деемульгатори за своєю природою є синтетичними поверхнево-активними речовинами (ПАР), колоїдно-хімічні властивості яких визначаються співвідношенням та будовою їхніх гідрофільних та гідрофобних частин.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Загальноприйнята в нафтохімічній галузі класифікація деемульгаторів базується на здатності молекул реагенту до дисоціації у водному середовищі. За цією ознакою всі промислові деемульгатори поділяють на дві великі групи: іонегенні та неіонегенні.

Іоногенні деемульгатори

Іоногенні реагенти під час розчинення у воді дисоціюють на іони. Залежно від того, який саме іон (катіон чи аніон) несе в собі поверхнево-активну функцію, вони поділяються на три підгрупи:

- Аніоноактивні ПАВ: Розпадаються з утворенням негативно зарядженого поверхнево-активного органічного аніона та гідрофільного катіона металу (наприклад, Na^+ , K^+). Основними представниками є натрієві та калієві солі вищих жирних кислот, сульфонати, алкілсульфати, нафтові сульфокислоти. Вони мають низьку ефективність за умов високої мінералізації пластових вод, оскільки взаємодіють із солями твердості (Ca^{2+} , Mg^{2+}) з утворенням нерозчинних осадів, що призводить до втрати деемульгуючої здатності.

- Катіоноактивні ПАВ: Дисоціюють з утворенням позитивно зарядженого поверхнево-активного катіона. Основними представниками є четвертинні амонієві солі, аміни та їхні похідні. Окрім деемульгуючої дії, часто виявляють сильні бактерицидні властивості (пригнічують життєдіяльність сульфатвідновлювальних бактерій у нафтових пластах) та інгібують корозію, проте є порівняно дорогими та токсичними.

- Амфолітні ПАВ: Залежно від рН середовища виявляють властивості або аніонних (в лужному середовищі), або катіонних (в кислому середовищі) ПАВ. У промислових процесах підготовки нафти використовуються рідко через високу вартість.

Неіоногенні деемульгатори (НПАР)

У сучасній світовій практиці нафтопереробки понад 95% усіх застосовуваних деемульгаторів є неіоногенними. Вони не дисоціюють на іони у водних розчинах, а їхня розчинність зумовлена наявністю в молекулі сильних гідрофільних ефірних груп (переважно оксиетильних фаз). До переваг НПАР можна віднести:

1. Інертність до солей: Вони абсолютно стабільні у пластових водах будь-якого ступеня мінералізації та жорсткості, не вступають у реакції з катіонами металів.

2. Керована структура: Шляхом зміни співвідношення оксиетильних (гідрофільних) та оксипропильних (гідрофобних) груп можна синтезувати реагент з наперед заданим ГЛБ (гідрофільно-ліпофільним балансом) під конкретний тип нафти.

3. Висока питома активність: Мають колосальну здатність до адсорбційного заміщення природних стабілізаторів (асфальтенів) на межі розділу фаз.

1.3.2. Аналіз ефективності та вибір композиційних неіоногенних ПАР

Сучасний асортимент неіоногенних деемульгаторів базується на продуктах блок-сополімеризації оксидів етилену та пропілену на основі різних стартових речовин. У нафтохімічній практиці вибір реагенту базується на трьох головних параметрах:

- ГЛБ (гідрофільно-ліпофільний баланс),
- молекулярна маса (M_w)
- архітектура молекули (лінійна, розгалужена чи зіркоподібна).

В таблиці 1.4 представлена характеристика промислових неіоногенних деемульгаторів різних типів.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Таблиця 1.4 Техніко-хімічна характеристика промислових неіоногенних деемульгаторів

Клас та хімічна структура реагенту	Діапазон ГЛБ	Молекулярна маса, M_w (г/моль)	Архітектура молекули та швидкість дифузії	Ефективність руйнування міцних МЗО	Оптимальні умови застосування та рекомендація
Блок - сополімери на основі гліколей (Проксаноли / Pluronic / ОП-10)	4–8 (переважно ліпофільні)	2000–4500	Лінійна. Мають найвищу швидкість дифузії в нафтовій фазі завдяки малим розмірам.	Середня. Швидко проникають, але можуть не повністю витіснити важкі асфальтени.	Рекомендовано для легких і середніх нафт із низьким вмістом смол та температураю процесу 40–60°C.
Оксиалкільовані алкілфенолформальдегідні смоли (Проксаміни)	8–12 (збалансовані)	4000–8000	Олігомерна ланцюгова. Мають високу жорсткість структури,	Максимальна. Жорстке ароматичне кільце	Найкращий вибір для важких, високов'

			дифундують помірно.	реагенту ідеально взаємодіє з асфальтами, повністю витісняючи їх.	язких нафт та нафт із критично міцними проміжними шарами на ЕЛЗУ.
Поліоксиалкіловані похідні поліолів (Реопони на основі гліцерину)	10–14 (помірно гідрофільні)	5000–10000	Розгалужена (трипроменева). Створюють об'ємну сітку на міжфазній поверхні.	Висока. Ефективно знижують міжфазний натяг, викликають швидку флокуляцію.	Рекомендовано як універсальний деемульгатор для середніх нафт за умов високого обводнення сировини.
Поліоксиал-	12 – 15	8000 –	Зіркоподіб-	Висока	Ідеально

кільовані похідні амінів (Дипроксамі ни на основі етиленді- аміну)	(гідрофіл ьні)	15000	на (чотирипро менева). Величезні молекули з високою питомою площею охоплення.	кінетик- на швид- кість. Миттєво збира- ють мікро- краплі води у великі глобули.	для глибоко- го зневодне ння та знесо- лення в комбіна- ції з терміч- ним та електрик- -ним впливом на ЕЛЗУ.
--	-------------------	-------	---	--	---

На основі проведеного аналізу фізико-хімічних характеристик неіоногенних ПАР, для інтенсифікації процесу зневоднення нафти на установках ЕЛЗУ рекомендується використання композиційного деемульгатора, що поєднує оксиалкільовані алкілфенолформальдегідні смоли (типу Проксамін) та зіркоподібні блок-сополімери на основі амінів (типу Дипроксамін).

Такий синергетичний підхід забезпечує одночасне виконання двох критичних кінетичних умов:

1) Смоляна складова за рахунок своєї структурної жорсткості здійснює швидке адсорбційне заміщення та деструкцію міцної асфальтенової броні на межі розділу фаз;

2) Розгалужена амінна складова з високою молекулярною масою миттєво ініціює флокуляцію та коалесценцію (злиття) очищених мікрокрапель води в зоні дії електричного поля при температурах 80–120°C.

Нижче наведено зведену порівняльну таблицю 1.5. для популярних брендів деемульгаторів, що аналізуються за однакових умов $T = 60^{\circ}\text{C}$, час відстоювання 120 хв для нафти з початковою обводненістю $W_0 = 10\%$.

Таблиця 1.5. Порівняльна характеристика деемульгаторів

№ п/п	Торгова марка / Реагент	Хімічна основа (тип ПАР)	Дозу- вання реагент- ту, г/т	Залиш- кова обводне- ність нафти, %	Залиш- ковий вміст хлори- дів, мг/дм ³	Примітка / Ефектив- ність
—	Холостий дослід	Без реагенту (природний відстій)	0	4.50	1200	Мінімальне природне розшаруван- ня
1	Dissolvan 4411 (Clariant)	Блок- сополімер оксидів етилену та пропілену	30	0.05	15	Світовий еталон, глибоке зневодненн- я
2	Tretolite DEM-11 (Baker Hughes)	Оксиалкіль ована фенолформ альдегідна смола	35	0.08	24	Висока швидкість відділення води

3	Seporavit (BASF)	Поліефір на основі пропіленглі колю	30	0.06	18	Ефективни й для смолистих нафт
4	Petrolite 22 (Англія)	Оксиетильо ваний алкілфенол	40	0.10	30	Стабільний результат, середня швидкість
5	СНПХ- 4114	Композиція неіоногенн их ПАР у розчинника х	45	0.12	38	Потребує вищої питомої витрати
6	Реапон- 4В	Оксиетильо вані алкілфенол и	50	0.15	45	Класичний аніоно/неіо ногенний реагент
7	Проксан ол-186	Блок- сополімер на основі етилендіамі ну	40	0.11	35	Добре руйнує проміжні шари емульсій
8	Геркулес 1017	Модифіков аний поліалкілен гліколь	35	0.07	20	Висока деемульгую ча здатність

9	Дофен	Композиція оксиалкіль ованих сполук	45	0.14	42	Стабільна робота при низьких температура х
10	ОП-10	Продукт конденсації оксиду етилену	60	0.28	85	Застарілий реагент, низька ефектив- ність

Аналіз ефективності хімічної структури показав, що найкращі результати глибокого зневоднення (залишкова обводненість 0,1%) показують неіоногенні ПАР на основі блок-сополімерів оксидів етилену та пропілену (Dissolvan 4411, Seporavit, Геркулес). Це зумовлено їхньою здатністю швидко заміщувати природні стабілізатори емульсії (асфальтени та смоли) на межі розділу фаз.

Обґрунтування оптимуму: Реагент Dissolvan 4411 при дозуванні 30 г/т забезпечує залишковий вміст води 0,05%, що повністю задовольняє жорсткі вимоги до нафти перед її подачею на ректифікацію ($W=0,1\%$).

1.3.2. Моделювання впливу деемульгаторів на швидкість седиментації.

Ефективність роботи електродегідраторів установки ЕЛЗУ критично залежить від швидкості відділення дисперсної фази (води) від дисперсійного середовища (нафти). З колоїдно-хімічної точки зору, введення деемульгатора призводить до деструкції міцних міжфазних захисних оболонок (МЗО) асфальтено-смолистих речовин, що інтенсифікує процес коалесценції — злиття дрібних крапель у більші глобули.

Для теоретичної оцінки кінетики розшарування водонафтової емульсії та обґрунтування вибору реагенту використано класичне рівняння гравітаційного осадження Стокса. Швидкість осадження глобул води (u , м/с) визначається за формулою:

$$u = \frac{2r^2(\rho_v - \rho_n)g}{9\eta_n} \quad (1.3)$$

де:

r — радіус глобул (крапель) води, м;

ρ_v — густина промивної та пластової води при температурі процесу ($T=60^\circ\text{C}$), $\rho_v=1015 \text{ кг/м}^3$;

ρ_n — густина нафти при $T=60^\circ\text{C}$, $\rho_n=835 \text{ кг/м}^3$;

g — прискорення вільного падіння, $g=9.81 \text{ м/с}^2$;

η_n — динамічна в'язкість нафти при $T=60^\circ\text{C}$, $\eta_n=0.0058 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ($5.8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$).

Головним чинником, на який впливає деемульгатор, є середній радіус крапель r , що формується в результаті руйнування бар'єру МЗО. Проведемо порівняльний розрахунок швидкості седиментації для трьох випадків.

Розрахунок для холостого дослід (без деемульгатора)

У стабільній емульсії без хімічного впливу МЗО надійно захищає краплі від злиття. Середній радіус крапель води у високодисперсній емульсії становить $r_1 = 5 \text{ мкм} = 5 \cdot 10^{-6} \text{ м}$.

$$u_1 = \frac{2 \cdot (5 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (1015 - 835) \cdot 9.81}{9 \cdot 0.0058} = 1.69 \cdot 10^{-6} \text{ м/с} \quad (1.4)$$

Швидкість осадження вкрай низька (0.006 м/год), що підтверджує високу агрегативну стійкість системи та неможливість промислового зневоднення без реагентів.

Розрахунок при використанні реагенту ОП-10

При введенні технічного ПАР типу ОП-10 відбувається часткове руйнування МЗО. Краплі коалесують обмежено, досягаючи середнього радіуса $r_2 = 25 \text{ мкм} = 2.5 \cdot 10^{-5} \text{ м}$.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$u_2 = \frac{2 \cdot (2,5 \cdot 10^{-5})^2 \cdot (1015 - 835) \cdot 9,81}{9 \cdot 0,0058} = 4,22 \cdot 10^{-5} \text{ м/с} \quad (1.5)$$

Швидкість осадження зростає до 0,15 м/год, проте залишається недостатньою для повного розділення фаз у промислових апаратах об'ємного типу.

Розрахунок при використанні реагенту Dissolvan 4411

Високоактивний блок-сополімер Dissolvan 4411 повністю витісняє природні стабілізатори з межі розділу фаз. Це призводить до лавиноподібної коалесценції з утворенням великих глобул води із середнім радіусом $r_3 = 75 \text{ мкм} = 7,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}$.

$$u_2 = \frac{2 \cdot (7,5 \cdot 10^{-5})^2 \cdot (1015 - 835) \cdot 9,81}{9 \cdot 0,0058} = 3,8 \cdot 10^{-4} \text{ м/с} \quad (1.6)$$

Швидкість седиментації досягає 1,37 м/год, що у 225 разів вище, ніж у холостому досліді, та в 9 разів більше ніж з ОП-10.

На основі аналізу колоїдно-хімічних властивостей водо-нафтових систем показано, що висока агрегативна стійкість емульсій типу W/O для досліджуваного типу нафти зумовлена формуванням міцних міжфазних захисних оболонок (МЗО) на основі високомолекулярних асфальтено-смолистих компонентів, які створюють структурно-механічний бар'єр на межі розділу фаз.

Шляхом теоретичного узагальнення науково-технічних та промислових даних систематизовано класифікацію сучасних неіоногенних поверхнево-активних речовин (НПАР). Встановлено, що найбільш перспективними деемульгаторами для руйнування стійких бронуючих шарів є високомолекулярні блок-сополімери оксидів етилену та пропілену, які мають високу міжфазну активність і здатність до ефективного заміщення природних стабілізаторів на межі «нафта–вода».

Виконано моделювання кінетики гравітаційного осадження глобул дисперсної фази за законом Стокса для умов роботи установки ЕЛЗУ. Розрахунково підтверджено, що застосування оптимального деемульгатора

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

класу блок-сополімерів (на прикладі *Dissolvan 4411*) забезпечує інтенсивну коалесценцію зі збільшенням розрахункового радіуса крапель води до 75 мкм. Це дозволяє підвищити швидкість седиментації вологи до 1,368 м/год, що у 225 разів перевищує показники природного відстоювання (холостого досліду) та забезпечує глибину зневоднення на рівні залишкової обводненості 0,1% мас., повністю задовольняючи вимоги підготовки сировини до переробки.

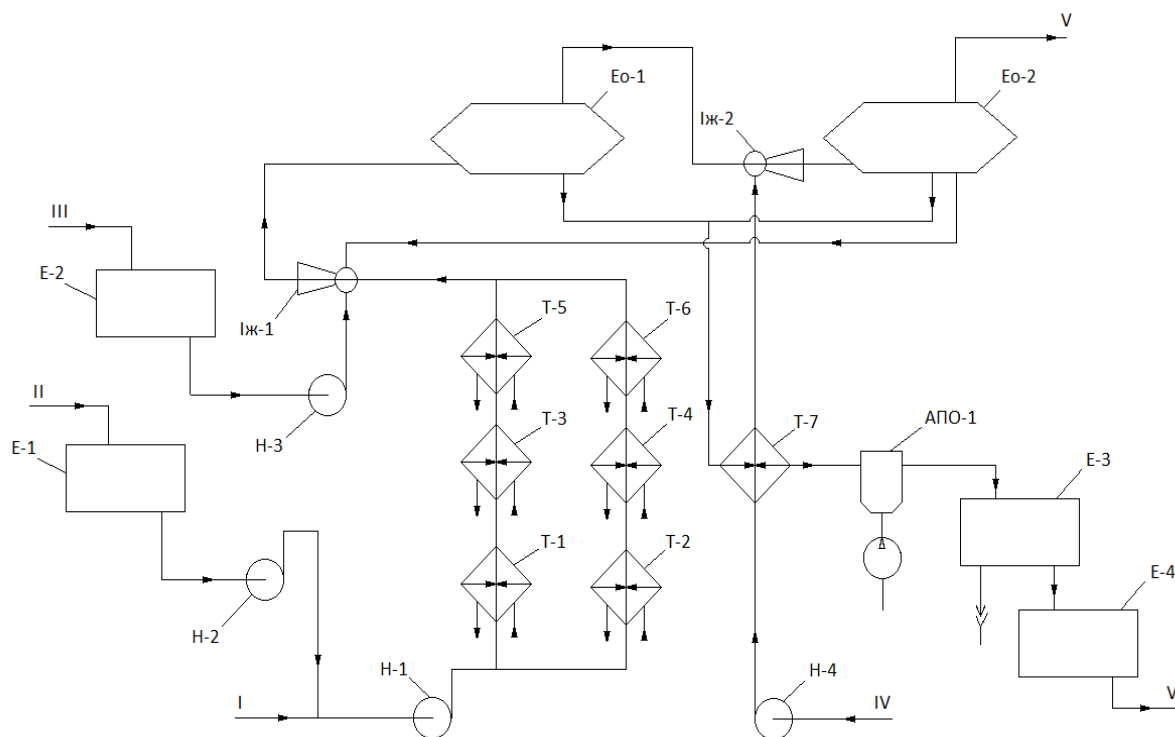
Таблиця 1.6 – Характеристика виготовленої продукції

Назва виготовленої продукції	Номер державного чи галузевого стандарту, технічні умови	Показники якості, обов'язкові для перевірки	Норма
Нафта знесолена та зневоднена	ТУУ 00149943.52 5-99	1.Густина при 20 °С, кг/м ³	850-895
		2.Масова частка парафіну, %	6, не більше
		3.Масова частка води, %	0,1 не більше
		4.Масова концентрація хлористих солей, мг/дм ³	5,0 не більше

1.4 Опис технологічної схеми

Схеми блоку ЕЛЗУ відрізняються кількістю ступеней знесолення (одно-, двох-, трьохступеневі), типом основного апарата (вертикальні, кульові, горизонтальні), способом подачі промивної води (на кожен ступінь чи тільки на другу ступінь). Приймаємо двохступінчасту схему з подачею промивної води на другу ступінь. В якості головного апарата використовують горизонтальний електродегідратор.

Вибрана схема є найбільш ефективною та економічною за рахунок покращення процесу знесолення і зменшення витрати свіжої води вдвічі. Дана схема представлена на рис. 1.7.



Н-1, Н-2, Н-3, Н-4 – насоси; Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5, Т-6, Т-7 – теплообмінники; Е-1, Е-2, Е-3, Е-4 – ємкості; Ео-1, Ео-2 – електродегідратори; АПО – апарат повітряного охолодження; Іж-1, Іж-2 – іжектори.

І – сира нафта; ІІ – деемульгатор; ІІІ – розчин лугу; ІV – свіжа вода; V – знесолена нафта

Рисунок 1.7 – Технологічна схема блоку ЕЛЗУ

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

По схемі сира нафта з резервуарного парку поступає на прийом насоса Н-1. Від насоса Н-1 потік сирої нафти ділиться на два потоки:

- І-ий потік нафти проходить послідовно через теплообмінник Т-1, Т-3, Т-5, де нагрівається до 130°C, за рахунок відведення тепла гасу, мазуту та циркуляційного зрошення колони;

- ІІ-ий потік нафти проходить послідовно через теплообмінники Т-2, Т-4, Т-6, де нагрівається до 130°C, за рахунок відведення тепла циркуляційного зрошення, мазуту, дизельного палива.

Об'єднаний потік сирої нафти після теплообмінників Т-1,3,5 і Т-2,4,6 поступає в інжектор Іж-1 і в електродегідратор Ео-1 на І ступінь знесолення.

Для покращення умов знесолення на прийом насоса Н-101,р подається лужний розчин з ємності Е-1 насосом Н-2, а в нафту перед інжектором Іж-1 насосом Н-3, подається розчин деемульгатора з ємності Е-2.

Схема ЕЛЗУ прийнята протиточна. Промивна вода з ІІ-го ступеню знесолення з Ео-2 поступає в інжектор Іж-1 першого ступеня, а свіжа вода для промивки нафти насосом Н-4, через теплообмінник Т-7 подається на другу ступінь в інжектор Іж-2.

Нафта з електродегідратора І-ї ступені Ео-1 поступає через інжектор Іж-2 в електродегідратор ІІ-ї ступені Ео-2 звідки знесолена і зневоднена нафта подається в блок АТ.

Водно-соляний розчин з електродегідраторів Ео-1 і частково з Ео-2 через теплообмінник Т-7, де нагрівається свіжа промивна вода, і холодильник повітряного охолодження Х-1 поступає в відстійник нафти Е-3. Нафта, що відстоялася, з ємності Е-3 подається в дренажну ємність Е-4, а водно-соляний розчин скидається в каналізацію стоків ЕЛЗУ.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

2 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Матеріальний баланс блоку ЕЛЗУ

Приймаємо, що установка працює 365 днів.

Вміст води в нафті визначається по формулі

$$G_{\text{в}} = G_{\text{н}} \cdot \frac{a'_{\text{в}} - a_{\text{в}}}{100}, \quad (2.1)$$

де $G_{\text{н}}$ – кількість нафти на рік., т/рік.;

$a'_{\text{в}}$ – кількість води в нафті до ЕЛЗУ, %;

$a_{\text{в}}$ – кількість води в нафті після ЕЛЗУ, %.

$$G_{\text{в}} = 5559970,03 \cdot \frac{1-0,1}{100} = 50039,73 \text{ т/рік.}$$

Вміст солей в нафті визначаємо по формулі:

$$G_{\text{с}} = G_{\text{н}} \cdot \frac{a'_{\text{с}} - a_{\text{с}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (2.2)$$

де $a'_{\text{с}}$ – кількість солей в нафті до ЕЛЗУ, мг/м³;

$a_{\text{с}}$ – кількість солей в нафті після ЕЛЗУ, мг/м³;

$\rho_{\text{н}}$ – густина нафти, кг/м³.

$$G_{\text{с}} = 5559970,03 \cdot \frac{350-3}{869} = 2153,25 \text{ т/рік.}$$

Втрати установки складають 0,14 %

$$G_{\text{вт}} = 5559970,03 \cdot \frac{0,14}{100} = 7783,95 \text{ т/рік.}$$

Визначаємо кількість збездвоженої і знесоленої нафти:

$$G_{\text{зб.н.}} = G_{\text{н}} - (G_{\text{в}} + G_{\text{с}} + G_{\text{пот.}}) \quad (2.3)$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_{\text{зб.н.}} = 5559970,03 - (50039,73 + 2153,25 + 7783,95) = 5500000 \text{ т/рік.}$$

Розрахунок зводимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Матеріальний баланс блоку ЕЛЗУ

Найменуван	% мас.	т/рік	т/добу	кг/год
Взято:				
Сира нафта	100,00	5559976,94	16352,87	681369,72
Всього:	100,00	5559976,94	16352,87	681369,72
Одержано:				
Знесолена нафта	98,92	5500000,00	16176,47	674019,61
Вода	0,90	50039,73	147,18	6132,32
Солі	0,04	2153,25	6,33	263,88
Втрати	0,14	7783,96	22,89	953,92
Разом:	100,00	5559976,94	16352,87	681369,72

Знесолення і зневоднення нафти проходить в дві ступені, складемо матеріальний баланс по ступеням.

2.1.1. Матеріальний баланс I ступені

Для знесолення нафти на I ступені застосовуємо гарячу воду в кількості 5% на нафту:

$$5559976,94 \cdot 0,05 = 277998,85 \text{ т/рік}$$

На I ступені виділяється 65% солей:

$$2153,25 \cdot 0,65 = 1399,61 \text{ т/рік.}$$

Води виділяється 80%:

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$277998,85 \cdot 0,8 = 222399,08 \text{ т/рік.}$$

Втрати складають половину всіх втрат:

$$7783,96 \cdot 0,5 = 3891,98 \text{ т/рік.}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Матеріальний баланс I ступені

Найменування	% мас.	т/рік	т/добу	кг/год
Взято:				
Сира нафта	100,00	5559976,94	16352,87	681369,72
Вода	5,00	277998,85	817,64	34068,49
Всього:	105,00	5837975,78	17170,52	715438,21
Одержано:				
Частково знесолена нафта	98,92	5500000,00	16176,47	674019,61
Вода	5,98	332684,19	978,48	40770,12
Солі	0,03	1399,61	4,12	171,52
Втрати	0,07	3891,98	11,45	476,96
Разом:	105,00	5837975,78	17170,52	715438,21

2.1.2. Матеріальний баланс II ступені

Приймаємо кількість гарячої води 5% на нафту:

$$5500000 \cdot 0,05 = 275000 \text{ т/рік}$$

На II ступені виділяється 35% солей:

$$2153,25 \cdot 0,35 = 753,64 \text{ т/рік.}$$

Води – 20%:

$$50039,73 \cdot 0,2 = 10007,95 \text{ т/рік}$$

Втрати:

$$7783,96 \cdot 0,5 = 3891,98 \text{ т/рік.}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Матеріальний баланс II ступені

Найменування	% мас.	т/рік	т/добу	кг/год
Взято:				
Частково знесолена нафта	100,00	5500000,00	16176,47	674019,61
Вода	5,00	275000,00	808,82	33700,98
Всього:	105,00	5775000,00	16985,29	707720,59
Одержано:				
Знесолена нафта	99,73	5485346,44	16133,37	672223,83
Вода	5,18	285007,95	838,26	34927,44
Солі	0,01	753,64	2,22	92,36
Втрати	0,07	3891,98	11,45	476,96
Разом:	105,00	5775000,00	16985,29	707720,59

2.2 Технологічні розрахунки

2.2.1 Теплові розрахунки

Тепловий баланс оснований на законі збереження енергії і складається на основі розрахованих в матеріальному балансі матеріальних потоків. Тепловий баланс складаємо по ступенях.

2.2.1.1 Тепловий баланс I ступені

Кількість тепла для нафти визначаємо по формулі:

$$Q = G \cdot I, \quad (2.4)$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де G – кількість нафти, кг/год;

I – ентальпія нафти при заданій температурі, кДж/кг.

Для сирової нафти:

$$Q = 681369,72 \cdot 159,17 = 108453618,7 \text{ кДж/год.}$$

Для знесоленої нафти:

$$Q_{\text{зн.н}} = 674019,61 \cdot 159,17 = 107283701 \text{ кДж/год.}$$

Для води:

$$Q = G \cdot C \cdot t, \quad (2.5)$$

де C – теплоємність води при заданій температурі, кДж/кг · °К;

t – робоча температура, °К

Для поступаючої води:

$$Q_1 = 34068,48613 \cdot 1,815 \cdot 363 = 22445851,74 \text{ кДж/год.}$$

Для вихідної води:

$$Q_2 = 40770,122 \cdot 1,804 \cdot 363 = 26698395,7 \text{ кДж/год.}$$

Результати розрахунків запишемо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Тепловий баланс I ступені

Взято					Одержано				
Потоки	$t, ^\circ\text{C}$	$G, \text{кг/год}$	$I, \text{с}$	$Q, \text{кДж/год}$	Потоки	$t, ^\circ\text{C}$	$G, \text{кг/год}$	$I, \text{с}$	$Q, \text{кДж/год}$
Сира нафта	80	681369,72	159,17 кДж/кг	108453618,7	Частково знесоле-на нафта	80	674019,6	159,17 кДж/кг	107283701
Вода	90	34068,48	1,815 кДж/кг·°К	22445851,7	Вода	80	40770,12	1,804 кДж/кг·°К	26698395,7
Разом:				130899470,5	Разом:				133982096,7

Нев'язка балансу $\Delta = 130899470,5 - 133982096,7 = 3082626,21$ кДж/год, відносимо до втрат тепла в навколишнє середовище.

2.2.1.2 Тепловий баланс II ступені

Кількість тепла для нафти визначається по формулі 2.4

Для частково знесоленої нафти:

$$Q_{\text{ч.зн.н}} = 674019,61 \cdot 159,17 = 107283701 \text{ кДж/год.}$$

Для знесоленої нафти:

$$Q_{\text{зн.н}} = 672223,83 \cdot 159,17 = 106997866,7 \text{ кДж/год.}$$

Для води: $Q_1 = 33700,98 \cdot 4,19 \cdot 90 = 12708639,71 \text{ кДж/год.}$

$$Q_2 = 34927,44 \cdot 4,19 \cdot 80 = 11707679,35 \text{ кДж/год.}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Тепловий баланс II ступені

Взято					Одержано				
Потоки	t, °C	G, кг/год	I, с	Q, кДж/год	Потоки	t, °C	G, кг/год	I, с	Q, кДж/год
Частково знесолена нафта	80	674019,6	159,17 кДж/кг	107283701	Знесолена нафта	80	672223,8	159,17 кДж/кг	106997866,7
Вода	90	33700,98	4,19 кДж/кг·°C	12708639,7	Вода	80	34927,4	4,19 кДж/кг·°C	11707679,35
Разом:				119992340,7	Разом:				118705546,1

Нав'язання балансу складає:

$$\Delta = 119992340,7 - 118705546,1 = 1286794,594 \text{ кДж/год.}$$

Відносимо до втрат тепла в навколишнє середовище.

2.2.2 Конструктивний розрахунок електродегідраторів

Електродегідратор – основний апарат проектуємої установки, який служить для знесолення і зневоднення нафти.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.2.1 Розрахунок електродегідратора І ступені

Приймаємо в якості електродегідратора стандартний апарат – горизонтальний циліндричний відстійник типу 2ЕГ-160-2Р слідуючих розмірів: $L = 23,45$ м, $D = 3,4$ м.

Максимальна поверхня осадження в такому апараті дорівнює:

$$S = L \cdot D = 23,45 \cdot 3,4 = 79,73 \text{ м}^2 \quad (2.6)$$

Швидкість осадження крапель в нерухомості середовища при ламінарному характеру руху ($2 < Re < 10^{-4}$) визначається по формулі Стокса:

$$U_{\text{кап.}} = d \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) / 18 \cdot \nu_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} \quad (2.7)$$

де d – діаметр найменших крапель води, м; $d = 2,2 \cdot 10^{-4}$ м

$\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}$ – густина води і нафти відповідно при температурі відстою, кг/м^3

$\nu_{\text{н}}$ – кінематична в'язкість нафти при температурі відстою, $\text{м}^2/\text{с}$.

Густина води і нафти при робочій температурі 100°C визначимо по формулі:

$$\rho_t = \rho_{20} - \alpha \cdot (t - 20^\circ\text{C}) \quad (2.8)$$

де $\alpha = 0,000712$ температурна поправка

$$\rho_{100} = 896 - 0,000712 \cdot (100 - 20) = 895,944 \text{ кг/м}^3.$$

Густина води при 100°C дорівнює $972,8 \text{ кг/м}^3$.

В'язкість нафти розраховуємо по формулі Просса:

$$\text{Lg } \nu_{t1}/\nu_{t2} = \text{ReLg } t_1/t_2 \quad (2.9)$$

$$\nu_{t1} = \nu_{t20} = 12,62 \text{ сСт}$$

$$\nu_{t2} = \nu_{t50} = 5,61 \text{ сСт}$$

$$\text{Re} = \text{Lg } \nu_{20}/\nu_{50} / \text{Lg } 50/20 = 0,88$$

Розраховуємо в'язкість нафти при 100°C

$$\text{Lg } \nu_{50}/\nu_{100} = \text{ReLg } t_{100}/t_{50}$$

$$\text{Lg } \nu_{50}/\nu_{100} = 0,265$$

$$\nu_{100} = 5,61/2,65 = 2,12 \text{ сСт} = 2,12 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

$$U_{\text{кап}} = (2,2 \cdot 10^{-4})^{-2} \cdot 9,81 \cdot (972,8 - 896) / 18 \cdot 2,12 \cdot 10^{-6} \cdot 895,944 = 0,00106 \text{ м/с}$$

Визначаємо значення числа Re по формулі:

$$Re = U_{\text{кап}} \cdot d / \nu_{\text{н}} \quad (2.10)$$

$$Re = 0,00106 \cdot 2,2 \cdot 10^{-4} / 2,12 \cdot 10^{-6} = 0,11$$

Тобто $Re < 0,88$, отже використання формули Стокса для визначення $U_{\text{кап}}$ справедлива.

Швидкість руху нафти при низькій її подачі визначаємо по формулі:

$$U_{\text{н}} = h_{\text{е}} / \tau, \quad (2.11)$$

де $h_{\text{е}}$ – висота шару емульсії, м

$$h_{\text{е}} = 0,5 D - h_1, \quad (2.12)$$

де h_1 – відстань від дна електродегідратора до поверхні розділу фаз, м (1 м);

τ – час відстою, (40 хвилин = 0,67 год.).

$$h_{\text{е}} = 0,5 \cdot 3,4 - 1,0 = 0,7$$

$$U_{\text{н}} = 0,7 / 0,67 = 1,04 \text{ м/год} = 0,0003 \text{ м/с}$$

Фактична швидкість осадження крапель води в потік висхідної нафти складе:

$$U_{\text{ф}} = U_{\text{кап}} - U_{\text{н}} \quad (2.13)$$

$$U_{\text{ф}} = 0,00106 - 0,0003 = 0,00076 \text{ м/с}$$

Продуктивність апарату визначається по формулі:

$$G_{\text{а}} = U_{\text{ф}} \cdot S \quad (2.14)$$

$$G_{\text{а}} = 0,00076 \cdot 79,73 \cdot 3600 = 218,14 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Об'єм витрати нафти і води

$$V_{\text{н}} = 3017213,1 / 895,94 = 3367,65 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V_{\text{в}} = 150860,7 / 972,8 = 155,08 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Визначаємо загальний об'ємний розхід нафти і води:

$$V_{\text{заг.}} = V_{\text{н}} + V_{\text{в}} \quad (2.15)$$

$$V_{\text{заг.}} = 3367,65 + 155,08 = 3522,73 \text{ м}^3/\text{год.}$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо число паралельно працюючих електродегідраторів:

$$n = \frac{V_{\text{заг.}}}{G_a}$$

(2.15)

$$n = \frac{3522,73}{218,14} = 16,15$$

приймаємо $n = 17$ шт.

2.2.2.2 Розрахунок електродегідраторів II ступені

Розрахунок проводиться аналогічно попередньому.

Продуктивність II ступені визначаємо по формулі (2.14).

Об'єм витрати нафти і води:

$$V_H = 3000000,0/895,94 = 3348,43 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V_B = 150000/972,8 = 154,19 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Загальний об'ємний розхід води і нафти:

$$V_{\text{заг.}} = 3348,43 + 154,19 = 3502,62 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Кількість паралельно працюючих апаратів:

$$n = \frac{3502,62}{218,14} = 16,05$$

приймаємо $n = 17$ шт.

Вибираємо стандартні апарати.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 – Характеристика електродегідраторів

Показники	I ступень	II ступень
Тип електродегідратора	2ЕГ-160-2Р	2ЕГ-160-2Р
Об'єм, V, м³	160	160
Діаметр, Д, (м)	3,4	3,4
Довжина, L, (м)	23,4	23,4
Розрахунковий тиск, мПа	1,8	1,8
Робоча температура, °С	160	160
Число електродегідраторів	2	2
Продуктивність, м³/год	550	550

2.3 Технологічний розрахунок теплообмінника

Процес теплопередачі в теплообміннику проходить у відповідності зі схемою безперервної теплопередачі, наведеній на рисунку 2.1 та описується основним рівнянням для цього випадку:

$$Q = K \cdot F \cdot \Delta t_{cp}, \quad (2.16)$$

де, Q – загальне теплове навантаження теплообмінника-підігрівача, Вт;

K – сумарний коефіцієнт теплопередачі, Вт/(К·м²);

F – поверхня теплопередачі, м²;

Δt_{cp} – середня різниця температур між теплоносіями, °С.

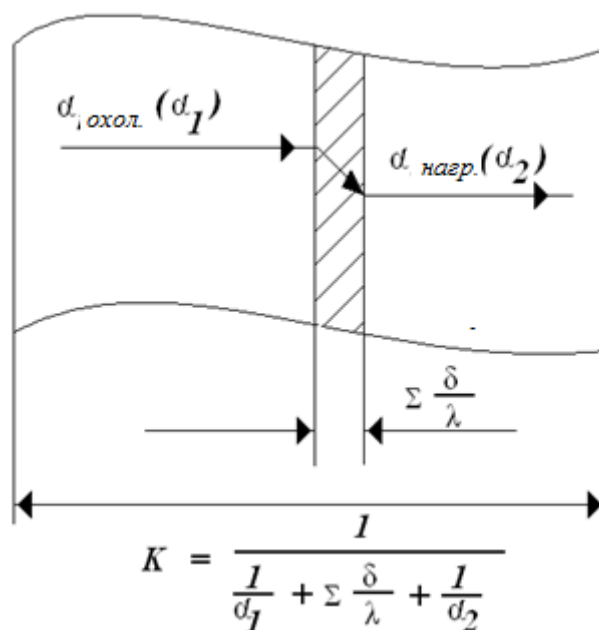


Рисунок 2.1 – Схема процесу теплопередачі в кожухотрубному теплообміннику

Складаємо температурну схему процесу, визначаємо середню різницю температур $\Delta t_{\text{ср}}$ між продуктовою сумішшю та сировиною. Продуктову суміш направляємо в міжтрубний простір, а сировину – в трубний. Обираємо схему руху теплоносіїв протитечією (рисунок 2.2).

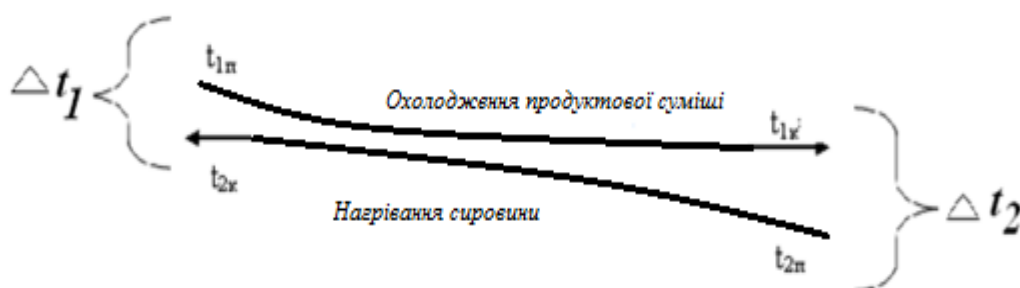


Рисунок 2.2 – Температурна схема теплоносіїв в теплообміннику

Приймаємо початкову та кінцеву температури сировини відповідно $t_{1\text{н}}=20^\circ\text{C}$ та $t_{1\text{к}}=130^\circ\text{C}$.

Визначаємо кількість тепла, яка передається сировині:

$$Q = G_2 \cdot C_2 \cdot (t_{2\text{к}} - t_{2\text{н}}), \quad (2.17)$$

де, G_2 – витрата потоку, кг/с;

C_2 – питома теплоємність сирої нафти.

Для розрахунку питомої теплоємності рідких нафтопродуктів використовують емпіричну формулу Крега:

$$C = (1,687 + 0,00339t) / \sqrt{\rho_{15}^{15}}$$

де C – істинна теплоємність, кДж/(кг·К),

t – температура, °С;

ρ_{15}^{15} – відносна густина речовини при температурі 15°С до густини води при температурі 15°С.

$$C = \frac{1,687 + 0,00339 \cdot 20}{\sqrt{6,212}} = 2,2150 \text{ кДж/(кг·К)}$$

$$Q = \frac{681369,7}{3600} \cdot 2215 \cdot (130 - 20) = 4,611 \cdot 10^7 \text{ Вт}$$

Знаходимо кінцеву температуру продуктової суміші приймаючи, що її витрата дорівнює витраті сировинного потоку ($681369,7/3600=189,27$ кг/с):

$$t_{1к} = t_{1п} - \frac{Q}{G_1 \cdot C_1} = 293 - \frac{4,611 \cdot 10^7}{189,27 \cdot 2630} = 200^\circ\text{С}$$

Визначаємо більшу та меншу різниці температур теплоносіїв:

$$\Delta t_6 = t_{1к} - t_{2н} = 200 - 20 = 180^\circ\text{С}$$

$$\Delta t_6 = t_{1н} - t_{2к} = 293 - 130 = 163^\circ\text{С}$$

Оскільки відношення $\Delta t_6 / \Delta t_m < 2$, середню різницю температур в апараті визначаємо за формулою (2.18):

$$\Delta t_{сер} = \frac{\Delta t_6 + \Delta t_m}{2}, \quad (2.18)$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

$$\Delta t_{\text{сер}} = \frac{180 + 163}{2} = 172^{\circ}\text{C}$$

Фізичні властивості сирої нафти визначаємо при середній температурі сировинного потоку $t_{2\text{сер}} = (20 + 130)/2 = 75^{\circ}\text{C}$ та зводимо в таблицю 2.7

Таблиця 2.7 – Фізичні властивості сирої нафти при $t_{2\text{сер}} = 75^{\circ}\text{C}$

Назва параметра, символ	Значення параметру, розмірність
Густина, ρ	723 кг/м^3
Динамічний коефіцієнт в'язкості, μ	$1,62 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$
Коефіцієнт теплопроводності, λ	$23,9 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$
Теплоємність, C	$2,215 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$

Фізичні властивості мазуту визначаємо при середній температурі даного потоку $t_{1\text{сер}} = (293 + 200)/2 = 247^{\circ}\text{C}$ та зводимо в таблицю 2.8

Таблиця 2.8 – Фізичні властивості мазуту при $t_{1\text{сер}} = 247^{\circ}\text{C}$

Назва параметру, символ	Значення параметру, розмірність
Густина, ρ	970 кг/м^3
Динамічний коефіцієнт в'язкості, μ	$2,02 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$
Коефіцієнт теплопроводності, λ	$9,7 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$
Теплоємність, C	$3,65 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$

Для попередньої оцінки необхідної поверхні теплообміну скористаємося орієнтовним значенням коефіцієнту теплопередачі K :

Від мазуту до нафти приймаємо $K = 272 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{К}$

Загальна орієнтовна поверхня теплообміну складає:

$$F_{\text{ор}} = \frac{4,611 \cdot 10^7}{272 \cdot 172} = 987,569 \text{ м}^2$$

Обираємо нормалізований теплообмінник. Задаючись числом $Re_2 = 15000$, визначаємо співвідношення n/z для теплообмінника з трубами $25 \times 2 \text{ мм}$.

$$\frac{n}{z} = \frac{4 \cdot G_2}{\pi \cdot d \cdot \mu_2 \cdot \text{Re}_2}$$

де n – загальна кількість труб,

z – число ходів по трубному простору,

d – внутрішній діаметр труб

$$\frac{n}{z} = \frac{4 \cdot 189,26}{3,14 \cdot 0,021 \cdot 1,62 \cdot 10^{-3} \cdot 15000} = 472$$

Обираємо кожухотрубний теплообмінник із близькими значеннями поверхні теплообміну та співвідношення n/z .

Характеристики обраного апарата:

- діаметр кожуха $D = 1000$ мм;
- число ходів $z = 6$;
- число труб $n = 642$;
- довжина труб $l = 6,0$ м;
- поверхня теплообміну $F = 712$ м²;

$$\frac{n}{z} = \frac{642}{6} = 107$$

Проводимо уточнюючий розрахунок поверхні теплопередачі.

Коефіцієнт теплопередачі K :

$$K_{\text{конд}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1^{\text{конд}}} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2.19)$$

де α_1 – коефіцієнт тепловіддачі продуктової суміші, до зовнішньої поверхні вертикально розташованих труб, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$;

$\sum \frac{\delta_i}{\lambda_i}$ – термічний опір стінки труб з урахуванням забруднень

зовнішньої та внутрішньої поверхні труб, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$;

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

α_2 – коефіцієнт тепловіддачі від стінки труб до сировинного потоку,
 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$.

Для розрахунку коефіцієнта тепловіддачі продуктової суміші до стінок труб скористаємося рівнянням:

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_1}{d_{\text{екв}}} \cdot Nu_1 \quad (2.20)$$

де d_3 – зовнішній діаметр труб, м;

λ_1 – коефіцієнт теплопроводності конденсата, Вт / м · К;

Критерій Нуссельта для міжтрубного простору визначається за формулою:

$$Nu_1 = 0,24 \cdot Re_1^{0,6} \cdot Pr_1^{0,36} \quad (2.21)$$

де Re_1 – критерій Рейнольдса для міжтрубного простору,

Pr_1 – критерій Прандтля для продуктової суміші.

$$Re_1 = \frac{G_1 \cdot d_n}{S \cdot \mu_1}; \quad (2.22)$$

де S – площа перерізу міжтрубного простору:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4} - n \cdot \frac{\pi \cdot d_n^2}{4} = \frac{\pi \cdot l^2}{4} - 642 \cdot \frac{\pi \cdot 0,025_n^2}{4} = 0,47 \text{ м}^2$$

$$Re_1 = \frac{189,27 \cdot 0,025}{0,47 \cdot 2,02 \cdot 10^{-3}} = 4983,921$$

Критерій Прандтля:

$$Pr_1 = \frac{c_1 \cdot \mu_1}{\lambda_1}; \quad (2.23)$$

$$Pr_1 = \frac{2,63 \cdot 10^3 \cdot 1,49 \cdot 10^{-3}}{0,202} = 76$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Nu_1 = 0,27 \cdot 4983,9^{0,6} \cdot 76^{0,36} = 189$$

Відповідно з визначенням критерію Нуссельта, коефіцієнт тепловіддачі від продуктової суміші до стінки складе:

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_1}{d_n} \cdot Nu_1; \quad (2.24)$$

$$\alpha_1 = \frac{0,097}{0,025} \cdot 189 = 732 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Термічний опір стінок труб, виготовлених з нержавіючої сталі з урахуванням забруднень з боку сировини та пари розраховується:

$$\sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} = r_1 + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + r_2. \quad (2.25)$$

У відповідності до даних теплопровідність забруднень з боку кубового залишку та пари складає:

$$\frac{1}{r_2} = \frac{1}{r_1} = 5800 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Коефіцієнт теплопровідності сталі $\lambda_{ст} = 17,5 \text{ Вт / м} \cdot \text{К}$.

Товщина стенки $\delta_{ст} = 0,002 \text{ м}$

$$\sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} = \frac{1}{5800} + \frac{0,002}{17,5} + \frac{1}{5800} = 4,59 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Режим руху в трубному пучку турбулентний. Для визначення коефіцієнта тепловіддачі α_2 використаємо рівняння:

$$Nu_2 = 0,023 \cdot Re_2^{0,8} \cdot Pr_2^{0,4} \quad (2.26)$$

де Re_2 – критерій Рейнольдса для трубного простору, 10179

Pr_2 – критерій Прандтля для сировинної суміші.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Pr_2 = \frac{c_2 \cdot \mu_2}{\lambda_2}; \quad (2.27)$$

$$Pr_2 = \frac{2,21 \cdot 10^3 \cdot 1,62 \cdot 10^{-3}}{0,239} = 15$$

$$Nu_2 = 0,023 \cdot 10179^{0,6} \cdot 15^{0,4} = 109$$

Відповідно з визначенням критерію Нуссельта, коефіцієнт тепловіддачі від стінки до сировини складе:

$$\alpha_2 = \frac{\lambda_2}{d_s} \cdot Nu_2; \quad (2.28)$$

$$\alpha_2 = \frac{0,239}{0,021} \cdot 109 = 1243 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Коефіцієнт теплопередачі складає:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{732} + 4,59 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{1243}} = 380 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Загальна розрахункова поверхня теплопередачі складає:

$$F = \frac{4,611 \cdot 10^7}{380 \cdot 172} = 706 м^2$$

Запас поверхні теплопередачі визначаємо з рівняння:

$$\Delta = \frac{F_{ст} - F}{F} \cdot 100\%; \quad (2.29)$$

$$\Delta = \frac{712 - 706}{706} \cdot 100\% = 0,8\%$$

Запас поверхні теплопередачі задовольняє умові теплообміну.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Визначаємо діаметри патрубків для підведення теплоносіїв. Діаметри штуцерів (патрубків) для підведення теплоносія визначають з рівняння об'ємної секундної витрати:

$$d_{шт.} = \sqrt{\frac{V_c}{0,785 \cdot \omega}}, \text{ м}, \quad (2.30)$$

де V_c – секундна об'ємна витрата теплоносія при робочих умовах (температурі та тиску) $\text{м}^3/\text{с}$;

ω – швидкість руху теплоносія, м.

Швидкість руху теплоносіїв приймаємо рівній 2 м/с

Об'ємна секундна витрата визначається за рівнянням:

$$V_c = \frac{G}{\rho}, \quad (2.31)$$

де G – масова секундна витрата теплоносія, $\text{кг}/\text{с}$;

ρ – густина теплоносія, визначена при t , $\text{кг}/\text{м}^3$.

Визначаємо об'ємну секундну витрату рідини у трубному просторі:

$$V_d = \frac{189,3}{790} = 0,239 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$d_{шт.} = \sqrt{\frac{0,239}{0,785 \cdot 2}} = 0,391 \text{ м}$$

Приймаємо стандартний діаметр $d = 200$ мм.

Визначаємо об'ємну секундну витрату рідини у міжтрубному просторі:

$$V_d = \frac{189,3}{970} = 0,195 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$d_{шт.} = \sqrt{\frac{0,195}{0,785 \cdot 2}} = 0,352 \text{ м}$$

Приймаємо стандартний діаметр $d = 200$ мм.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

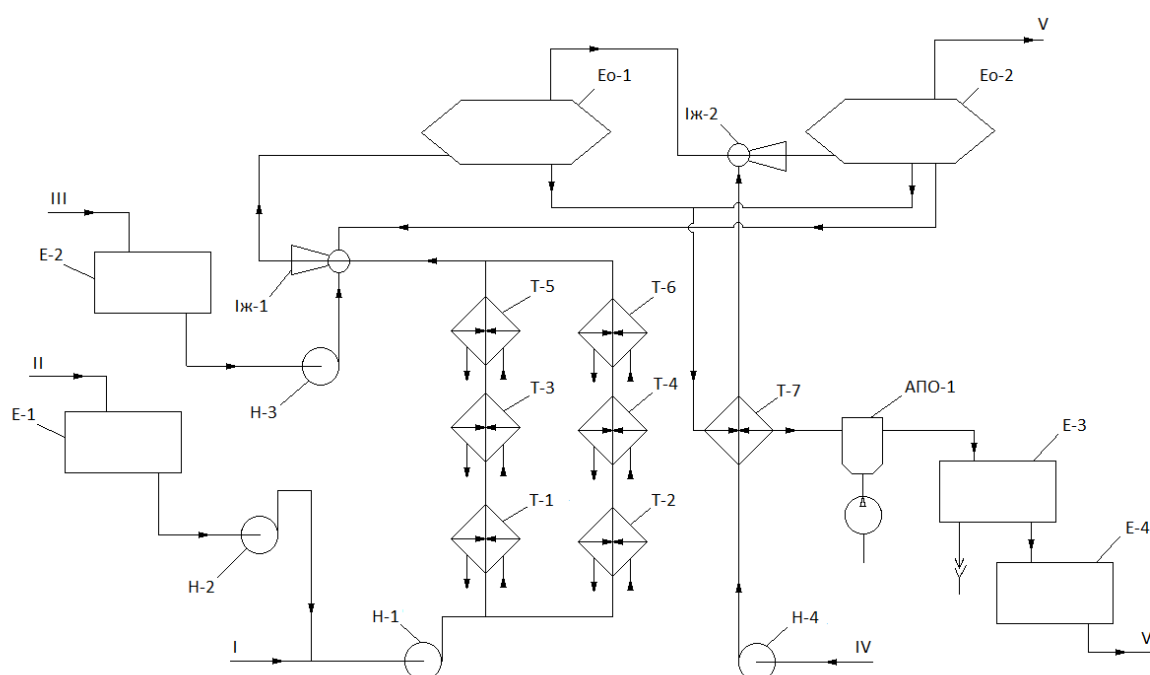
2.4 Автоматичний контроль і управління процесом

2.4.1 Аналіз об'єкта керування

2.4.1.1 Короткий опис об'єкта керування

Об'єктом керування є блок ЕЛЗУ з двома ступенями знесолення і з подачею промивної води на другу ступень. Основним апаратом блоку є горизонтальний електродегідратор.

Технологічна схема блоку представлена на рис. 2.3.



Технологічне обладнання: Н – насос, Т – теплообмінник, Е – ємність, Ео – електродегідратор, АПО – апарат повітряного охолодження, Іж – інжектор.

Матеріальні потоки: І – сира нафта; ІІ – деємульгатор; ІІІ – розчин лугу; ІV – свіжа вода; V – знесолена нафта.

Рис. 2.3 – Технологічна схема блоку ЕЛЗУ

Сира нафта з резервуарного парку надходить до насосу Н-1, після якого поділяється на два потоки. Перший потік проходить послідовно через теплообмінники Т-1, Т-3, Т-5, в яких нагрівається за рахунок відведення тепла гасу, мазуту та циркуляційного зрошення колони. Другий потік

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

проходить послідовно через теплообмінники Т-2, Т-4, Т-6, де нагрівається за рахунок відведення тепла циркуляційного зрошення, мазуту і дизельного палива.

Після теплообмінників потоки об'єднуються і надходять спочатку до інжектора Іж-1, а потім – в електродегідратор Ео-1 на першу ступень знесолення.

Для покращення умов знесолення за допомогою насосу Н-2 до нафти додається деемульгатор з ємності Е-1. Перед інжектором Іж-1 за допомогою насосу Н-3 до нафти додається двовідсотковий розчин луку з ємності Е-2.

Прийнято протиточну схему ЕЛЗУ. Промивна вода з другої ступені знесолення з Ео-2 поступає в інжектор Іж-1 першої ступені, а свіжа вода для промивки нафти насосом Н-4 через теплообмінник Т-7 подається на другу ступень в інжектор Іж-2.

Нафта з електродегідратора першої ступені Ео-1 через інжектор Іж-2 надходить в електродегідратор другої ступені Ео-2, після якого знесолена і зневоднена нафта подається в блок АТ.

Водно-соляний розчин з електродегідраторів Ео-1 і частково з Ео-2 через теплообмінник Т-7, в якому нагрівається свіжа промивна вода, і холодильник повітряного охолодження АПО-1 поступає у відстійник нафти Е-3. Нафта, що відстоялася, з ємності Е-3 подається в дренажну ємність Е-4, а водно-соляний розчин зливається в каналізацію стоків ЕЛЗУ.

2.4.1.2 Норми технологічного режиму

Для роботи всіх апаратів, якісного виконання процесів в блоці знесолення та зневоднення нафти, забезпечення оптимальної продуктивності обладнання і його працездатного стану, а також зменшення витрат необхідне дотримання норм технологічного режиму, що наведені в табл. 2.9.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

Табл. 2.9 - Норми технологічного режиму

Найменування стадії і позиції апарату	Найменування параметру, одиниця виміру	Одиниці виміру	Номінальне значення	Допустиме відхилення
1	2	3	4	5
Ємність Е-1	Рівень деемульгатора	%	20 – 80	2
Теплообмінники Т-1 – Т-5	Температура нафти	°С	130	2
	Тиск нафти	МПа	1,6	0,1
Інжектор Іж-2	Витрата води	м ³ /год	6	0,5
Електродегідратор Ео-1	Рівень поділу фаз	%	50	1
	Рівень	%	99	0,2
Електродегідратор Ео-2	Рівень поділу фаз	%	50	1
	Рівень	%	99	0,2
	Тиск знесоленої нафти	МПа	1,6	0,05
Ємність Е-2	Рівень розчину луку	%	20 – 80	2
Ємність Е-3	Рівень	%	20 – 80	2
	Тиск	МПа	1	0,05
Апарат повітряного охолодження АПО-1	Температура нафти	°С	45	0,5
	Тиск нафти	МПа	1,2	0,05

2.4.1.3 Задачі контролю та керування технологічним процесом

Результати параметричного синтезу системи автоматизованого керування наведені в табл. 2.10

Таблиця 2.10 – Перелік задач контролю та керування

Найменування стадії і позиції апарату	Найменування параметру, одиниця виміру	Одиниця вимірювання	Номінальне значення	Інформаційні функції			Керуючі функції		
				Відображення	Реєстрація	Сигналізація	Регулювання	Логічне керування	Гучне керування
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ємність Е-1	Рівень деемульгатора	%	20 – 80	+	-	+	-	+	+
Тепло-обмінники Т-1 – Т-5	Температура нафти	°С	130	+	+	-	-	-	-
	Тиск нафти	МПа	1,6	+	+	-	-	-	-
Інжектор Іж-2	Витрата води	м³/год	6	+	+	+	+	-	+
Електро-дегідратор Ео-1	Рівень поділу фаз	%	50	+	+	-	+	-	+
	Рівень	%	99	+	-	+	-	+	+
Електро-дегідратор Ео-2	Рівень поділу фаз	%	50	+	+	-	+	-	+
	Рівень	%	99	+	-	+	-	+	+
	Тиск знесоленої нафти	МПа	1,6	+	+	-	-	-	-
Ємність Е-2	Рівень розчину луку	%	20 – 80	+	-	+	-	+	+
Ємність Е-3	Рівень	%	20 – 80	+	-	+	-	+	+
	Тиск	МПа	1	+	-	+	+	-	+

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Апарат повітряного охолодження АПО-1	Температура нафти	°C	45	+	+	-	-	-	-
	Тиск нафти	МПа	1,2	+	-	-	-	-	-

Головною задачею при розробці системи керування є вибір параметрів, що беруть участь у керуванні – параметрів, які необхідно контролювати, регулювати, реєструвати, а також параметрів, які визначають аварійний стан об'єкта.

1) Контроль стану технологічного обладнання, відображення окремих технологічних параметрів:

- рівень деемульгатора в ємності Є-1, загальні рівні і рівні поділу фаз в електродегідраторах Ео-1 і Ео-2, рівень розчину луку в ємності Є-2, рівень в ємності Є-3;

- тиск нафти після теплообмінників Т-1 – Т-5, тиск знесоленої нафти після електродегідратора Ео-2, тиск в ємності Є-3, тиск нафти після апарату повітряного охолодження АПО-1;

- температура нафти після теплообмінників Т-1 – Т-5, температура нафти після апарату повітряного охолодження АПО-1;

- витрата води в інжектор Іж-2.

2) Документування інформації про хід технологічного процесу, реєстрація окремих технологічних параметрів:

- рівні поділу фаз в електродегідраторах Ео-1 і Ео-2;

- тиск нафти після теплообмінників Т-1 – Т-5, тиск знесоленої нафти після електродегідратора Ео-2;

- температура нафти після теплообмінників Т-1 – Т-5, температура нафти після апарату повітряного охолодження АПО-1;

- витрата води в інжектор Іж-2.

3) Попереджувальна і аварійна сигналізація:

- рівень деемульгатора в ємності Є-1, загальні рівні в електродегідраторах Ео-1 і Ео-2, рівень розчину луку в ємності Є-2, рівень в ємності Є-3;
- тиск в ємності Є-3;
- витрата води в інжектор Іж-2.

Основними керуючими функціями є:

1) Регулювання окремих технологічних параметрів:

- рівні поділу фаз в електродегідраторах Ео-1 і Ео-2;
- тиск в ємності Є-3;
- витрата води в інжектор Іж-2.

2) Логічне керування окремими технологічними параметрами:

- рівень деемульгатора в ємності Є-1, загальні рівні в електродегідраторах Ео-1 і Ео-2, рівень розчину луку в ємності Є-2, рівень в ємності Є-3.

Інформаційні функції виконуються в автоматичному режимі, а задачі керування – в автоматичному і в ручному режимах.

2.4.2 Розробка автоматизованої системи керування технологічним процесом

2.4.2.1 Призначення, цілі та функції автоматизованої системи керування

Призначення системи керування полягає у виконанні наступних задач:

- введення технологічного процесу в заданому технологічному режимі;
- підвищення оперативності керування;
- підтримка високої продуктивності апаратів.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

До основних цілей АСКТП належать [13]:

- зниження собівартості виготовлення продукції;
- зменшення зносу та підвищення надійності роботи основного технологічного обладнання;
- скорочення затрат ручної праці у керуванні та контролі технологічним процесом;
- покращення умов праці операторів та обслуговуючого персоналу;
- забезпечення безпеки функціонування об'єкта.

Практично мета керування реалізується шляхом стабілізації параметрів процесу та заданих параметрів готової продукції, узгодження режимів роботи установки.

Функції АСКТП, спрямовані на виконання поставлених цілей керування, реалізуються комплексом технічних засобів (КТЗ) та персоналом. Вони розділяються на інформаційні та керуючі функції.

Інформаційні функції забезпечують контроль основних параметрів процесу та сигналізацію про їх відхилення, вимірювання та реєстрацію за викликом; запит оператора; обчислення техніко-економічних показників; показників якості продукції та процесу; періодичну реєстрацію та інше. Сукупність інформаційних функцій складає інформаційну підсистему АСКТП.

Керуючі функції забезпечують вироблення та реалізацію керуючих впливів на об'єкт керування, стабілізацію параметрів, розподілення навантажень між агрегатами, керування пускачами тощо. Сукупність керуючих функцій складає керуючу підсистему АСКТП.

Керуюча підсистема призначена для визначення та реалізації керуючих дій на технологічний об'єкт. Вона виконує такі функції:

- регулювання технологічних змінних;
- логічне керування;
- дистанційне керування регулюючими органами.

2.4.2.2 Вибір та обґрунтування методів автоматичного контролю технологічних параметрів

Вибір того або іншого методу вимірювання обумовлений наступними факторами [14]:

- діапазоном вимірювання технологічного параметра;
- чутливістю вимірювання;
- лінійністю градувальної характеристики;
- похибкою вимірювання.

Необхідно вибрати найбільш ефективний метод вимірювання, що покладений в основу Державної системи контролю. Для цих цілей доцільно використовувати наступну формулу 2.32:

$$\sigma_N = \frac{\Delta\Psi}{\Psi} \cdot 100\% \quad (2.32)$$

де σ_N - припустима відносна похибка N-го первинного перетворювача;

$\Delta\Psi$ – допустиме відхилення технологічного параметра;

Ψ – номінальне значення технологічного параметра.

Температура нафти після теплообмінників Т-1 – Т-5 становить 130°C; абсолютна припустима похибка вимірювання $\pm 2^\circ\text{C}$. Припустима відносна похибка складає:

$$\sigma_t = \frac{2}{130} \cdot 100\% = 1,54\%.$$

Прилад для вимірювання цього рівня повинен мати похибку у 3-5 разів менше, ніж припустиме відносне відхилення, тобто $\sigma_t = 0,3 \dots 0,5\%$. Таку точність вимірювання можливо досягти застосуванням термоелектричного методу вимірювання.

Результати розрахунків відносних похибок технологічних параметрів наведені в табл. 2.11

За результатами розрахунків припустимих відносних похибок обрано наступні методи вимірювання технологічних параметрів:

- рівень – радарний метод;
- тиск – ємнісний;
- температура – термоелектричний метод з використанням термометрів опору;
- витрата – метод змінного перепаду тиску. Первинні вимірювальні перетворювачі – діафрагми.

Похибки обраних методів вимірювання наведені в табл. 2.11

Таблиця 2.11 - Похибки вимірювання технологічних параметрів

Назви технологічних параметрів	Припустиме відносне відхилення, %	Похибка методу вимірювання, %
Рівень деемульгатора в Е-1	0,5	0,01
Температура нафти після теплообмінників	0,3	0,15
Тиск нафти перед теплообмінниками	0,625	0,2
Витрата води в Іж-2	0,33	0,1
Рівень поділу фаз в Ео-1	0,4	0,01
Рівень в Ео-1	0,04	0,01
Рівень поділу фаз в Ео-2	0,4	0,01
Рівень в Ео-2	0,04	0,01
Тиск знесоленої нафти після Ео-2	0,625	0,2
Рівень розчину луку в Е-2	2,5	0,01
Рівень в Е-3	2,5	0,01

Тиск в Е-3	1	0,2
Температура нафти після АПО-1	0,22	0,15
Тиск нафти після АПО-1	0,83	0,2

2.4.2.3 Вибір комплексу технічних засобів

Обґрунтування і вибір технічних засобів включає:

- вибір первинних перетворювачів (датчиків);
- вибір перетворювачів сигналів;
- вибір мікропроцесорного контролеру (МПК);
- вибір засобів відображення і представлення інформації;
- вибір засобів введення оперативної і керуючої інформації;
- вибір виконуючих пристроїв (виконуючі механізми та регулюючі органи).

Рівень управління процесом представлений мікропроцесорним контролером SIMATIC S7-300 [15], що призначений для побудови систем автоматичного керування з підвищеними вимогами до надійності функціонування. Ці контролери широко використовуються у нафтопереробній і хімічній промисловості.

Для зв'язку з оператором будемо використовувати панель оператора SIMATIC MP 270B.

Вхідні сигнали контролера по шині PROFIBUS DP передаються в операторську станцію. Підсистема керування на базі мікропроцесорного контролера SIMATIC S7-300 представлена функціональними модулями FM 355 з ПІД-регуляторами; підсистема контролю, сигналізації і логічного керування – модулями аналогових входів SM331. Для зв'язку контролера з ПЕОМ з боку SIMATIC S7-300 використовують інтерфейс PROFIBUS DP S7-300, що працює в відповідності з протоколом PROFIBUS EN 501070. Швидкість передачі інформації – 1,5 Мбіт/с. Для виводу інформації оператору-технологу у складі робочого місця оператора-технолога

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

передбачені: кольорові дисплеї, що відображають інформацію про хід технологічного процесу в виді мнемосхем, оглядових кадрів, протоколів, таблиць параметрів. Також передбачено сигналізацію кольором відхилень параметрів від технологічних регламентних та передаварійних границь та голосовий вивід на синтезатор мови для сигналізації порушень та передаварійних ситуацій (для цих цілей в склад операторної станції вводиться синтезатор мови). Для сигналізації оператору про місце виникнення порушення на технологічній клавіатурі передбачена світлодіодна підсвітка об'єкта, в якому виникло порушення. Передача команд оператора-технолога відбувається за допомогою технологічної клавіатури.

Нижній рівень АСКТП представлений датчиками з уніфікованим вихідним сигналом та виконавчими пристроями з пневмоприводом. Перевага при виборі датчиків надавалась первинним вимірювальним перетворювачам, що мають вихідний струмовий сигнал 4-20 мА, оскільки це дає нам змогу не використовувати проміжні перетворювачі для узгодження вихідного сигналу датчику з вхідним сигналом МПК.

Для вимірювання температури обираємо термоперетворювач опору платиновий типу ТСП Метран-206 з уніфікованим вихідним сигналом 4-20 мА, який виробляє електротехнічна компанія «Метран» [16].

Тиск контролюється датчиком вимірювання надлишкового тиску Метран-150-CG5 [17]. Інтелектуальні датчики тиску серії Метран-150-CG мають вихідний сигнал 4-20 мА.

Контроль витрати здійснюється комплектом приладів, до складу якого входить стандартний звужуючий пристрій – діафрагма камерна типу ДКС-10-150 та інтелектуальний датчик різниці тиску типу Метран-150-CD-4 з вихідним уніфікованим сигналом 4-20 мА [17].

Для вимірювання рівня використовуємо радарний рівнемір типу Rosemount 5600 [18]. Діапазон вимірювання рівня 0-50 м. Rosemount 5600 – інтелектуальний 4-дротяний безконтактний радарний вимірник рівня. Високопродуктивний мікропроцесорний модуль дозволяє здійснювати

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

вдосконалену обробку сигналів і найточніше відстежування відображеного сигналу. Завдяки своїй високій чутливості, радарний рівнемір може знаходити і відстежувати всі рівні усередині резервуару, в тому числі і рівні поділу фаз.

При виборі виконуючого пристрою враховані наступні фактори:

- діаметр трубопроводу, на якому встановлюється пристрій;
- характеристики середовища у трубопроводі (температура, тиск, вид середовища);
- категорія виробництва за вибухопожежобезпекою.

В якості регулюючих органів використовуються односідельні клапани Fisher GX [19]. Клапан має вбудований пневматичний мембранний привід. Клапан GX оснащений контролером FIELDVUE серії DVC 2000 фірми Fisher, який перетворює вихідний сигнал контролера (4-20 мА) в стандартний пневматичний сигнал 20-100 кПа, що подається на вхід клапана для забезпечення керуючої дії. Пневматичні виконавчі механізми характеризуються безпекою застосування у вибухонебезпечних середовищах і високою надійністю.

Керування роботою насосів здійснюється за допомогою перетворювача частоти MICROMASTER 440 [20] виробництва фірми SIEMENS, що забезпечує високу точність керування електроприводом за допомогою вбудованої мікропроцесорної системи керування. У системі реалізований захист перетворювача і двигуна від перевантажень.

Для здійснення переключення з автоматичного режиму на ручний (і навпаки) та формування керуючого сигналу використано блок ручного керування БРУ-5 фірми МІКРОЛ. Даний пристрій використовується для перемикання ланцюгів керування виконавчими пристроями й механізмами, індикації режимів роботи. Обмін даними з керуючим контролером можливий за інтерфейсом RS-485. Технічні характеристики: комутаційна здатність контактів реле з магнітним блокуванням при 34 В, допустимий постійний струм становить 0,25 А, температура навколишнього середовища від -40 °С

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

до +70°C, напруга живлення 220 В частотою 50 Гц, споживана потужність не більше 7 Вт, маса блоку 1,5 кг.

Для відключення подання напруги на електродегідратори застосовуються контактори КМИ-10910. Малогабаритний контактор змінного струму загальнопромислового застосування. Область застосування – управління насосами. Номінальна робоча напруга – 230 В, номінальний робочий струм – 9 А. Ступінь захисту (IP) – 20. Діапазон робочих температур: -25 +50 °С. Виробник: «ІЕК».

Обрані прилади та засоби автоматизації занесені до замовної специфікації. Засоби вимірювальної техніки відповідають необхідним діапазонам вимірювання. Точність перевищує в 3 або більше разів значення допустимих відхилень, що встановлені в табл. 2.10.

2.4.2.4 Опис функціональної схеми автоматизації

Функціональна схема автоматизації блоку знесолення та зневоднення нафти виконана у відповідності до ДСТУ Б А.2.4-16:2008 [21]. Контури контролю та керування побудовано так, щоб реалізувати задачі АСКТП, які наведені у розділі 2.4.1.3.

Контур 1 – контур контролю і логічного керування рівнем деемульгатора у ємності Е-1. За рівнем в ємності здійснюється облік витрати деемульгатора. Уніфікований сигнал від радарного рівнеміра Rosemount 5600 (поз. 1-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення значення рівня, сигналізації максимального і мінімального граничних значень, логічного та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 1-2) та перетворювач частоти Micromaster 440 (поз. 1-3) надходить до насоса Н-2.

Контур 2 – контур контролю температури нафти після теплообмінників. Уніфікований сигнал від термоперетворювача опору Метран-206 (поз. 2-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення та реєстрації поточного значення температури.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

Контур 3 – контур контролю тиску нафти після теплообмінників. Уніфікований сигнал від датчика надлишкового тиску Метран-150-CG5 (поз. 3-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення та реєстрації поточного значення тиску.

Контур 4 – контур контролю та регулювання витрати води в інжектор Іж-2. При проходженні потоку через діафрагму ДКС-10-150 (поз. 4-1) виникає перепад тиску, який вимірюється датчиком різниці тисків Метран-150-CD-4 (поз. 4-2) із уніфікованим вихідним сигналом. Сигнал надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення і реєстрації значення витрати, сигналізації мінімального значення, регулювання та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 4-3) надходить до контролера FIELDVUE DVC 2000 (поз. 4-4), який змінює положення регулюючого органу GX на трубопроводі подачі води до інжектора Іж-2.

Контур 5 – контур контролю та регулювання рівня поділу фаз в електродегідраторі Ео-1. Уніфікований сигнал від радарного рівнеміра Rosemount 5600 (поз. 5-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення та реєстрації значення рівня, регулювання та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 5-2) надходить до контролера FIELDVUE DVC 2000 (поз. 5-3), який змінює положення регулюючого органу GX на трубопроводі відведення водно-сольового розчину з електродегідратора Ео-1.

Контур 6 – контур контролю та логічного керування рівнем в електродегідраторі Ео-1. Уніфікований сигнал від радарного рівнеміра Rosemount 5600 (поз. 6-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення значення рівня, сигналізації мінімального значення, логічного та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 6-2) надходить до контактора КМИ-10910 (поз. 6-3), який при зниженні рівня вимикає подання напруги на електродегідратор Ео-1.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

Контур 7 – контур контролю та регулювання рівня поділу фаз в електродегідраторі Ео-2. Уніфікований сигнал від радарного рівнеміра Rosemount 5600 (поз. 7-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення та реєстрації значення рівня, регулювання та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 7-2) надходить до контролера FIELDVUE DVC 2000 (поз. 7-3), який змінює положення регулюючого органу GX на трубопроводі відведення водно-сольового розчину з електродегідратора Ео-2.

Контур 8 – контур контролю та логічного керування рівнем в електродегідраторі Ео-2. Уніфікований сигнал від радарного рівнеміра Rosemount 5600 (поз. 8-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення значення рівня, сигналізації мінімального значення, логічного та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 8-2) надходить до контактора КМИ-10910 (поз. 8-3), який при зниженні рівня вимикає подання напруги на електродегідратор Ео-2.

Контур 9 – контур контролю тиску знесоленої нафти після електродегідратора Ео-2. Уніфікований сигнал від датчика надлишкового тиску Метран-150-CG5 (поз. 9-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення та реєстрації поточного значення тиску.

Контур 10 – контур контролю і логічного керування рівнем розчину луку в ємності Е-2. За рівнем в ємності здійснюється облік витрати луку. Уніфікований сигнал від радарного рівнеміра Rosemount 5600 (поз. 10-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення значення рівня, сигналізації максимального і мінімального граничних значень, логічного та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 10-2) та перетворювач частоти Micromaster 440 (поз. 10-3) надходить до насоса Н-3.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

Контур 11 – контур контролю і логічного керування рівнем в ємності Е-3. Уніфікований сигнал від радарного рівнеміра Rosemount 5600 (поз. 11-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення значення рівня, сигналізації максимального і мінімального граничних значень, логічного та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 11-2) надходить до контролера FIELDVUE DVC 2000 (поз. 11-3), який змінює положення регулюючого органу GX на трубопроводі відведення знесоленої нафти з ємності Е-3.

Контур 12 – контур контролю і регулювання тиску в ємності Е-3. Уніфікований сигнал від датчика надлишкового тиску Метран-150-CG5 (поз. 12-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення значення тиску, сигналізації максимального граничного значення, регулювання та ручного керування. Керуючий сигнал від контролера через блок ручного керування БРУ-5 (поз. 12-2) надходить до контролера FIELDVUE DVC 2000 (поз. 12-3), який змінює положення регулюючого органу GX на трубопроводі відведення водно-сольового розчину з ємності Е-3.

Контур 13 – контур контролю температури водно-сольового розчину після апарату повітряного охолодження АПО-1. Уніфікований сигнал від термоперетворювача опору Метран-206 (поз. 13-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення та реєстрації поточного значення температури.

Контур 14 – контур контролю тиску водно-сольового розчину після апарату повітряного охолодження АПО-1. Уніфікований сигнал від датчика надлишкового тиску Метран-150-CG5 (поз. 14-1) надходить до контролера і станції оператора, які реалізують функції відображення поточного значення тиску.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

2.5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

2.5.1 Характеристика об'єкта, що проектується, та місця його розташування

Підприємство відноситься до 1 класу шкідливості, внаслідок того, що воно негативно впливає на навколишнє середовище. Ширина захисної зони складає 10 км, що відповідає нормам. Підприємство розташоване до півночі від міста, та на цій території переважають північно-східні та східні вітри, роза вітрів кругова.

Підприємство розташовано на рівнині з невеликим нахилом, це забезпечує відвід поверхневої води.

Проектом передбачені санітарні зони між спорудами, які складають 15-20 м; вони необхідні для перешкодження розповсюдження пожежі на території підприємства. На території підприємства прокладають автомобільні шляхи з числом полос руху 1 та 2 при ширині дороги 4,5 та 6 м відповідно. Основний автомобільний шлях на території підприємства розташований з південної та східної сторони підприємства, а залізничні шляхи з північної без взаємного їх перехрещення.

До складів готової продукції наряду з залізничними коліями, передбачені і автомобільні під'їзди. Тупикові дороги закінчуються петлевидними об'їздами та майданчиками для розворотів автомобіля.

На підприємстві застосована система зворотного водопостачання. Промислові стоки по трубопроводах направляються на очисні споруди заводу. Після механічного та біологічного очищення, повертаються на установки заводу.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5.2 Характеристика негативних факторів проектного об'єкта

На проектованому блоці у якості сировини використовують нафту та деемульгатор.

Нафта, як і інші нафтопродукти при довготривалій дії на організм людини негативно впливає на шкіру, що може призвести до екземи, дерматиту. Вуглеводний та паливний гази являються нервовою отрутою, мають наркотичну дію, викликають запаморочення, тошноту, головний біль, слабкість. ГДК нафти у повітрі робочої зони 10 мг/м³. Клас небезпеки 3.

Деемульгатор представляє собою композицію з неіоногенних ПАВ з ароматичними і спиртовими розчинниками. Відповідно ця суміш буде викликати всі фактори негативного впливу складових компонентів суміші – отруєння, запаморочення, втрата свідомості тошноту, головний біль, слабкість.

Можливі фізичні небезпечні виробничі фактори відповідно до:

- призвести до механічних травм (удари, вивихи, переломи) можуть рухомі частини машин та механізмів;
- виникає можливість одержання опіків та гіпертермії обслуговуючого персоналу внаслідок підвищеної температури поверхні обладнання;
- підвищений рівень шуму на робочому місці, при роботі машини, тривалий вплив якого викликає професійне захворювання
- зміна порога сприйняття (туговухість). Шум також діє на центральну нервову систему, підвищує втому та дратівливість;
- наявність електроструму високої напруги (380 В) може призвести до травм від електричного струму та смертельного випадку;
- недостатнє освітлення робочої зони призводить до втрати гостроти зору, небезпечним ситуаціям та ін.

2.5.3 Оцінка стану проектного об'єкту в надзвичайних ситуаціях

На проектованому блоці використовується легкозаймиста рідина нафта та горюча рідина деємультатор.

Продуктами, що визначають пожежовибухонебезпечність установки, є: рідкі горючі речовини (нафта).

Основні показники пожежонебезпечності нафти наведені в таблиці 2.12

Таблиця 2.12 Основні показники пожежонебезпечності нафти

Речовина	Температура, °C		Нижня концентраційна межа вибухонебезпечності, % об.
	Спалаху	Самозаймання	
Нафта	мінус 27	280	0,92

Причинами загорання на установці можуть бути:

- виконання зварювальних робіт на непідготовленому місці;
- несправність електроустаткування й електропроводки;
- застосування на робочому місці інструмента, що може дати іскру;
- паління в недозволених місцях;
- відсутність чи несправність заземлення, блискавковідводів трубопроводів і устаткування;
- зберігання промасленого обтирального матеріалу з порушенням норм;
- недотримання правил охорони праці при виконанні ремонтних робіт;
- самозапалювання пірофорних з'єднань при контакті з киснем під час ремонту апаратів і трубопроводів;

Для визначення критеріїв вибухопожежної небезпеки слід розрахувати надлишковий тиск вибуху горючої суміші:

$$\Delta P = (P_{\max} - P_0) \cdot \frac{m \cdot Z}{V_g \cdot \rho_n} \cdot \frac{100}{C_{cm}} \cdot \frac{1}{K_n} \quad (2.33)$$

де P_{max} – максимальний тиск вибуху стехіометричної пароповітряної суміші, $\kappa\text{Па}$:

$$P_{max} = \frac{y \cdot P_0 \cdot T_e}{x \cdot T_0} \quad (2.34)$$

P_0 – початковий тиск, $101 \kappa\text{Па}$;

T_e – температура вибуху, для більшості речовин близько 1500 K ;

T_0 – початкова температура, 293 K ;

x – кількість молей речовин до вибуху, $11,5$;

y – кількість молей речовин після вибуху, 14 ;

$$P_{max} = \frac{14 \cdot 101 \cdot 1500}{11,5 \cdot 293} = 629,47 \kappa\text{Па}$$

m – розрахункова маса бензину, яка може потрапити у повітря приміщення за рахунок випаровування, кг :

$$m = W \cdot \tau \cdot S \quad (2.35)$$

де W – інтенсивність випаровування бензину, $0,000333 \text{ кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$;

τ – тривалість випаровування бензину, прийняти 3600 с ;

S – розрахункова площа випаровування бензину, який потрапив у приміщення внаслідок аварії, м^2 :

$$S = K \cdot V_p \quad (2.36)$$

де K – коефіцієнт розтікання, для бензину $1 \text{ м}^2 \cdot \text{л}^{-1}$;

V_p – об'єм бензину, що витік з апарату, 300 л ;

$$S = 1 \cdot 300 = 300 \text{ м}^2$$

Розрахункова площа випаровування S перевищує площу підлоги S_n , тому приймаємо $S=S_n=72 \text{ м}^2$.

$$m = 0,000333 \cdot 3600 \cdot 72 = 86,3 \text{ кг}$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

Маса бензину:

$$m_p = \rho * V_p \quad (2.37)$$

де ρ – густина бензину, $730,0 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$;

V_p – об'єм бензину, що витік з апарату, $0,3 \text{ м}^3$;

$$m_p = 730 * 0,3 = 219 \text{ кг}$$

Z – коефіцієнт, що характеризує ступінь участі бензину в утворенні вибухонебезпечної суміші, для пари бензину, $0,3$;

V_g – вільний об'єм приміщення, м^3 ; його можна прийняти як 80% від геометричного об'єму приміщення:

$$V_g = 0,8 * abh, \quad (2.38)$$

де a – довжина насосної, 42 м ;

b – ширина насосної, 12 м ;

h – висота насосної, $7,2 \text{ м}$.

$$V_g = 42 * 12 * 7,2 = 3628,8 \text{ м}^3$$

ρ_n – густина пари бензину;

$$\rho_n = \frac{M}{M_{нов}} \cdot \rho_{нов} \quad (2.39)$$

де M – молярна маса бензину, $98 \text{ кг} \cdot \text{кмоль}^{-1}$;

$M_{нов}$ – молярна маса повітря, $28,966 \text{ кг} \cdot \text{кмоль}^{-1}$;

$\rho_{нов}$ – густина повітря, $1,2 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$;

$$\rho_n = \frac{98}{29} * 1,2 = 4,06 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$$

C_{cm} – стехіометрична концентрація бензину, $\text{об.}\%$;

$$C_{cm} = \frac{100}{1 + 4,84 \cdot \beta} \quad (2.40)$$

де β – стехіометричний коефіцієнт кисню в реакції горіння:

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\beta = n_C + \frac{n_H - n_{\Gamma}}{4} - \frac{n_O}{2} \quad (2.41)$$

де n_C - кількість атомів вуглецю у молекулі бензину, 7;

n_H - кількість атомів водню у молекулі бензину, 14;

n_O - кількість атомів кисню у молекулі бензину, 0;

n_{Γ} - кількість атомів галогенів у молекулі бензину, 0.

$$\beta = 7 + \frac{14 - 0}{4} - \frac{0}{2} = 10,5$$

$$C_{\text{ст}} = \frac{100}{1 + 4,84 * 10,5} = 1,93 \text{ об. \%}$$

де K_H - коефіцієнт, який враховує негерметичність приміщення і недіабатичність процесу горіння, 3.

$$\Delta P = (629,47 - 101) * \frac{86,3 * 0,3}{3628,8 * 4,06} * \frac{100}{1,93} * \frac{1}{3} = 15,9 \text{ кПа}$$

При дії такого надлишкового тиску наслідки вибуху для обслуговуючого персоналу – безумовно смертельне ураження, а ступінь руйнування будівель та споруд – повна.

Таблиця 2.13 Класифікація приміщень за пожежо – та вибухонебезпекою.

Приміщення	Категорія [22]	Клас зони [23]
Блок електродегідраторів	А	2
Насосна	А	2

2.5.4 Заходи зі створення безпечних та здорових умов праці, передбачені проектом

Проектом передбачена повна комплексна автоматизація роботи устаткування у поєднанні з дистанційним керуванням процесу, що дозволяє вивести виробничий персонал із зони дії негативних факторів процесу.

Для попередження перегріву, або розривів апаратів при зайвих тисках та втрати продуктів, цим проектом передбачений автоматичний контроль

критичних значень технологічних параметрів, сигналізація, захист, управління та керування процесом; для цього використовується автоматична система керування заснована на базі логічного мікропроцесорного контролера.

Для забезпечення більше високого ступеню безпеки праці на блоці планується механізація важких процесів і транспортування рідких речовин; відбір проб та замір рівня в апаратах та ємностях.

Для полегшення праці обслуговуючого персоналу та виводу його з зон з високим ризиком використовується дистанційне обладнання. У якості регулюючих органів передбачується регулюючі клапани з мембранним пневматичним приводом та електропневматичним позиціонером.

На блоці планується використання огорожувальних пристроїв. Також огорожують люки, канави, ями, які знаходяться на робочих місцях.

З метою зниження шуму вібрації проектом передбачені методи захисту обслуговуючого персоналу:

- ізолювання джерел шуму та вібрації засобами звуко- та віброізоляції, звуко- та вібропоглинання;
- архітектурно-планові рішення передбачають раціональне розміщення апаратури;
- застосування засобів індивідуального захисту (спец одяг, рукавиці, каска, спец взуття).

Трубопроводи які застосовуються на блоці та комунікація виготовляється з вуглецевих та легованих сталей. Трубопроводи передбачено вкривати тепловою ізоляцією. У якості цього матеріалу застосовують скловату яка обтягується сіткою.

Для забезпечення електробезпеки використовують: захисне заземлення, занулення, захисне вимикання, малу напругу, ізоляцію й виконання відповідних відстаней до струмоведучих частин або шляхом їх закриття, відгороджування; використання розділюючі трансформаторів; блокування;

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

використання попереджувальної сигналізації, написів та плакатів, використання захисних засобів та пристосувань.

Захисне заземлення здійснюють за допомогою заземлювача – групи провідників, що знаходяться у безпосередньому зіткненні із землею, та заземлюючих металевих провідників, які з'єднують заземлювані частини із заземлювачем.

В якості заземлювачів вибираємо сталі стержні діаметром 12 мм, довжиною 7 м.

Визначаю опір розтіканню струму одного вертикального електроду:

$$R_e = \frac{\rho}{2\pi\ell} \left(\ln \frac{2\ell}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + \ell}{4t - \ell} \right) \quad (2.42)$$

де ρ – питомий опір ґрунту (суглинок) у місці розташування заземлювачів, 150 Ом*м;

ℓ – довжина стержневого електроду, 7 м;

d – діаметр стержневого електроду, 0,012 м;

t – глибина розташування середини електроду від поверхні землі, м;

$$t = t_0 + \ell/2 \quad (2.43)$$

де t_0 – відстань від верхньої точки стержневого заземлювача до поверхні землі, 0,79м;

$$t = 0,8 + 7/2 = 4,3 \text{ м}$$

$$R_e = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 7} \left(\ln \frac{2 \cdot 7}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 4,3 + 7}{4 \cdot 4,3 - 7} \right) = 25,571 \text{ Ом}$$

Знайдену величину R_e порівнюю із допустимим опором заземлюючого пристрою $R_{\text{дон}} = 4 \text{ Ом}$. Так як $R_e > 4$, шукаємо потрібну кількість вертикальних електродів.

Визначаємо попередню кількість заземлювачів:

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$n' = \frac{R_e}{R_{\text{дон}}} \quad (2.44)$$

$$n' = \frac{25,6}{4} = 6,4$$

Приймаю 7 штук.

Встановлюю потрібну кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{n'}{\eta_e}, \quad (2.45)$$

η_e – коефіцієнт використання вертикальних електродів, 0,77

$$n = 7 : 0,77 = 9,09$$

Приймаємо $n = 9$ шт.

Знаючи кількість заземлювачів, знаходжу довжину з'єднувальної штиби:

$$L = a * n * \ell \quad (2.46)$$

де a - відношення відстані між заземлювачами до їх довжини: $a = 3$,

$$L = 3 * 9 * 7 = 189 \text{ м}$$

Опір розтіканню струму з'єднувальної штиби без урахування екранування:

$$R_{\text{ш}} = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{2L^2}{bt_0} \quad (2.47)$$

де b – ширина з'єднувальної штиби, 0,012м

$$R_{\text{ш}} = \frac{150}{2 * 3,14 * 189} \ln \frac{2 * 189^2}{0,012 * 0,8} = 2,35 \text{ Ом}$$

Визначаю загальний опір заземлюючого пристрою R_z , який складається із опору вертикальних електродів та опору з'єднувальної штиби:

$$R_z = \frac{R_e * R_{\text{ш}}}{R_e * \eta_{\text{ш}} + R_{\text{ш}} * \eta_e * n} \quad (2.48)$$

де $\eta_{\text{ш}}$ – коефіцієнт використання з'єднувальної штиби, 0,58;

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

$$R_3 = \frac{25,6 * 2,35}{25,6 * 0,58 + 2,35 * 0,77 * 9} = 1,93 \text{ Ом}$$

Отримане значення R_3 не перевищує $R_{\text{доп.}}$, що відповідає нормативним умовам.

Всі апарати й окремі вузли секції, після ремонту, перед пуском повинні бути опресовані на герметичність.

Перед прийомом пари на установку необхідно відкрити всі дренажні на паропроводах і для прогріву систем поступово відкрити засувку на лінії подачі пари. Прийом пари до паропроводів, що мають розгалуження, виконують спочатку в центральну магістраль, а потім у кожне відгалуження окремо.

Щоб уникнути опіків обслуговуючого персоналу теплоізоляція всіх апаратів і трубопроводів з температурою, що перевищує 60 °С, повинна бути в справному стані, навколо реактора повинне бути встановлене огороження у вигляді металевої сітки чи ґрати висотою не менш 1,5м від підлоги робочого майданчика.

На установці застосоване оборотне водопостачання, тобто після охолодження продуктів у холодильниках нагріта вода охолоджується в градирнях блоку оборотного водопостачання і знову подається на установку.

В приміщенні насосів використовується два види освітлення: природне і штучне. Виробничі приміщення в денний час, як правило, освітлюються природним світлом. В операторній вид освітлення – боковий (вікна в зовні стінках). Штучне освітлення передбачене, коли недостатньо природного світла і в нічні години.

Для освітлення приміщення насосів вибираємо світильники РСП 20·250-121 для ламп ДРЛ-250. Вони мають пряме косинусне світло розподілення та захисний кут 15°.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		95

Розрахунок кількості світильників ведеться по коефіцієнту використання світлового потоку. Необхідна кількість світильників визначається за формулою:

$$N = \frac{E_{\min} * S * K * Z}{F * n * u} \quad (2.49)$$

де $E_{\min}$ – нормативна освітленість для III В розряду зорових робіт, 200 лк;

S – площа приміщення, 504 м² ;

K – коефіцієнт запасу, 1.5;

Z – поправочний коефіцієнт, 1,2;

F – світловий потік одної лампи, 8300 лм;

n – число ламп у світильнику, 1;

u – коефіцієнт використання освітлення.

Коефіцієнт u вибираємо із таблиці в залежності від показника приміщення та коефіцієнтів відбиття стін і стелі.

$$\varphi = \frac{a * b}{H * (a + b)} \quad (2.50)$$

де a – довжина приміщення, 42 м;

b – ширина приміщення, 12 м;

H – висота підвіски світильника, 7,2.

$$\varphi = \frac{42 * 12}{7,2 * (42 + 12)} = 2,7$$

$\rho_c = 50 \%$, $\rho_{cm} = 30 \%$ – стіни та стеля пофарбовані в сірий колір. При коефіцієнті відбиття стін і стелі $\varphi = 2,7$ коефіцієнт використання освітлення $u = 0,535$

$$N = \frac{200 * 504 * 1,5 * 1,2}{8300 * 1 * 0,535} = 45,54$$

Приймаємо $N = 46$ шт.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

У насосних приміщеннях передбачена загально обмінна приточно-витяжна вентиляція. Ця вентиляція має дві окремі системи: через одну повітря подається, через другу відводиться забруднене повітря.

Кількість повітря, яке необхідно вивести з приміщення насосної для забезпечення концентрації нафти не вище ГДК, розраховується за формулою:

$$L = \frac{1000000 * G}{Cq - Co} \quad (2.51)$$

де L – об’ємна швидкість повітря м³/год;

Cq – ГДК парів нафти у приміщенні, 10 мг/м³;

Co – концентрація парів нафти у чистому повітрі яке подається, 0,1 мг/м³.

G – валовій викид нафти у приміщенні.

Розрахуємо сумарний об’єм апаратури і комунікацій; розрахунок проведемо по формулі:

$$V_a = V_n + V_k \quad (2.52)$$

Об’єм насосів значно менший, ніж об’єм комунікацій, ним можна знехтувати. Тоді об’єм апаратури дорівнює, м³:

$$V_a = V_k = 2 * n * l * \frac{3,14 * d * d}{4} \quad (2.53)$$

де n – кількість насосів, 14;

l – безпечна відстань розміщення насосів від елементів будівлі, 1,5 м;

d – діаметр трубопроводу, 0,25 м.

$$V_a = 2 * 14 * 1,5 * \frac{3,14 * 0,25 * 0,25}{4} = 2,2 \text{ м}^3;$$

Кількість парів нафти в приміщенні визначаємо за формулою:

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G = \eta * c * V_a * \sqrt{M / T} \quad (2.54)$$

де η – коефіцієнт запасу, 2;

c – коефіцієнт, що характеризує залежність витоку речовини від тиску в апараті, 0,182 при тиску $P = 0,7$ МПа;

V_a – внутрішній сумарний об'єм апаратури і комунікацій, 2,2 м³;

M – молярна маса парів нафти, 240;

T – абсолютна температура середовища в апараті, 333 К;

$$G = 2 * 0,182 * 2,2 * \sqrt{\frac{240}{333}} = 0,68 \text{ кг/год};$$

$$L = (1000000 * 0,68) / (10 - 0,1) = 68686,8 \text{ м}^3/\text{год};$$

Вибираємо 2 вибухобезпечних центробіжних вентилятора типу ВЦ 4-76, номер вентилятору 10; продуктивність 36000 м³/год.

Для індивідуального захисту органів дихання на установці кожен працюючий повинен бути забезпечений засобами захисту органів дихання.

Індивідуальним засобом захисту органів дихання, є протигаз марки БКФ, фільтрувальна коробка захисного кольору. Передбачені також шлангові протигази марки ПШ-1. В виробничих приміщеннях повинні підтримуватися вимоги санітарної гігієни.

2.5.5 Протипожежні заходи

Проектом передбачена будівля II ступені вогнестійкості. У приміщенні є два евакуаційних виходи. Ширина коридорів евакуації 1,5 м; ширина дверей 1,2 м. Відстань від найбільш віддаленого місця до найближчого евакуаційного виходу 16 м. Евакуаційні виходи обладнані аварійним освітленням та мають напис „Вихід”.

Для виключення чи зменшення викидів шкідливих парів і газів необхідно:

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- не допускати пропусків нафтопродуктів через фланцеві з'єднання апаратів і трубопроводів, торцеві ущільнення насосів; негайно робити усунення пропусків при їхньому прояві;
- не допускати підвищення тиску в апаратах вище допустимого технологічною картою;
- вчасно прибирати розливи сировини, продуктів, реагентів;
- робити тільки закриті дренавання сировина, продуктів, реагентів у заглиблену ємність;
- не допускати роботи установки з несправними запобіжними клапанами;

Забороняється експлуатація насосного, іншого устаткування без огорожень обертових частин, з несправними огороженнями.

На установці для забезпечення пожежо- та вибухобезпечного ведення технологічного процесу проектом передбачені наступні заходи:

- контроль повітряного середовища виробничих приміщень автоматичними сигналізаторами до вибухових концентрацій;
- дотримання правил ведіння вогневих та ремонтних робіт;
- дотримання правил зберігання та транспортування матеріалів, які здатні утворювати вибухові суміші;
- регламентування максимальної температури нагріву;
- застосування захисних пристроїв, які гарантують пожежну безпеку (заземлюючи пристрої, використання плавких запобіжників та ін.);
- роботи у відповідності до регламенту, техкарт.

На установці застосовується обладнання у вибухобезпечному виконанні.

На території установки забороняється застосування відкритого вогню, за винятком «вогневих робіт», виконуваних у порядку, передбаченому інструкцією по охороні праці і техніці безпеки, на які виписується спеціальний дозвіл.

Для сповіщення про пожежу на установці передбачена електрична пожежна сигналізація, яка є швидким і надійним засобом сповіщення.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		99

Система електричної пожежної сигналізації складається з встановлених на установці сповіщувачів, електропровідної мережі, яка з'єднує їх з приймальною станцією. Пожежну частину можна викликати по телефону.

Для збереження будівель, обладнання та матеріалів від можливих вибухів, загорянь при дії блискавки проектом передбачено блискавкозахисні пристрої. Виробничі споруди та приміщення за характером блискавкозахисту відносяться до I категорії тип зони захисту Б.

Визначаю очікувану кількість уражень блискавкою на рік споруд не обладнаних блискавкозахистом, за формулою:

$$N = (S + 6 \cdot h_x) \cdot (Z + 6 \cdot h_x) \cdot n \cdot 10^{-6} \quad (2.55)$$

де S – довжина будівлі, 60 м;

Z – ширина будівлі, 12 м;

h_x – висота споруди, 8 м;

n – середньорічна кількість ударів блискавки у 1 км² земної поверхні у місці розташування будівлі, 9 ударів в рік.

$$N = (60 + 6 \cdot 8) \cdot (12 + 6 \cdot 4) \cdot 9 \cdot 10^{-6} = 0,021$$

так, як $N = 0,021 < 1$ тип зони улаштування блискавкозахисту визначаємо Б, категорія I.

Розрахунок блискавковідводу зводиться до визначення цього висоти h .

Для зони захисту Б висота окремого тросового блискавковідводу визначається за формулою:

$$h = \frac{R_x + 1,85h_x}{1,7} \quad (2.56)$$

де h_x – висота будівлі 8 м;

R_x – радіус зони захисту на цій висоті, м;

$$R_x = 1/2 \cdot S \quad (2.57)$$

де Z – ширина будівлі 12 м,

$$R_x = 1/2 \cdot 12 = 6 \text{ м}$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$h = \frac{6 + 1,85 * 8}{1,7} = 12,23 \text{ м}$$

Найбільша висота тросового блискавковідводу не повинна перебільшувати 150 м, у нас 12,23 м, що по умові виконується.

Висота опор, що перевищує висоту тросового блискавковідводу:

$$h_{cn} = h + 2 = 12,23 + 2 = 14,23 \text{ м}$$

На установці встановити 10 пожежних оповіщувачів, сигнал виклику з яких передається на диспетчерський пункт пожежної частини.

Загорання на установці можна загасити одним з наступних, у залежності від якості вогнебезпечної речовини, способів:

- видаленням вогнебезпечної речовини;
- припиненням доступу кисню;
- охолодженням вогнебезпечної речовини нижче температури самозаймання, спалаху.

Для гасіння пожеж і загорянь на установці знаходяться наступні засоби пожежогасіння:

- парогасіння – водяна пара з тиском 1,3 МПа подається до загального колектору парогасіння по всій території установки з відгалуженнями до парових шлангів;
- система протипожежного водопроводу з розгалуженням до комбінованих лафетних стволів;
- вуглекислотні вогнегасники – ВВК призначені для гасіння загоряння різних речовин та матеріалів, у тому числі і пожежі в електроустановках, що знаходяться під напругою;
- азбестова полотнина, та пісок служить для гасіння невеликих загорянь.

Пісок застосовується для гасіння загорянь вогнебезпечної рідини, що розлилася. Азбестова полотнина застосовується для гасіння рідин у баках, а також загорянь на фланцевих з'єднаннях.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідний запас води повинен складати, м³:

$$Q = 3600 * \tau * q \quad (2.58)$$

де τ – середній час гасіння пожежі, 3 години;

q – загальна втрата води, л · с⁻¹;

$$q = q_{\text{зовн}} + q_{\text{вн}} + q_{\text{авт}} \quad (2.59)$$

де $q_{\text{зовн}}$ – витрата води на зовнішнє пожежегасіння, 15 л · с⁻¹;

$q_{\text{вн}}$ – витрата води на внутрішнє пожежегасіння, 5 л · с⁻¹;

$q_{\text{авт}}$ – витрата води на автоматичні установки пожежегасіння, 30 л · с⁻¹.

$$q = 15 + 5 + 30 = 50 \text{ л} \cdot \text{с}^{-1}$$

$$Q = 3600 * 3 * 50 = 540000 \text{ л} = 540 \text{ м}^3$$

У проектному цеху знаходиться автоматична система пожежегасіння. У коридорах цеху є пожежні крани, які встановлені на висоті 1,5 м від підлоги.

Для зовнішнього пожежегасіння використовують гідрант, який знаходиться поблизу будівлі. Гідрант встановлені на відстані 1,8 м від дороги.

У випадку загорання використовують наступні засоби пожежегасіння: вогнегасники вуглекислотні, воду – компактними і розпиленими струміннями, в тонко розпиленому вигляді, пісок, водяну пару, азбестове полотно та інше.

Згідно з нормами розподілу первинних засобів пожежегасіння для об'єктів нафтопереробних підприємств на установці повинно бути:

$$n = \frac{S_{\text{заг}}}{S_{\text{н}}}, \quad (2.60)$$

де $S_{\text{заг}}$ – сумарна площа приміщень усіх поверхів будівлі, 720 м²;

$S_{\text{н}}$ – нормативна площа, 100 м²

$$n = 720 / 100 = 7,2$$

Приймаємо 8 комплектів до складу якої входять:

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- в приміщенні операторної – 6 вогнегасників ВВК-5;
- в кабінеті начальника установки – 1 вогнегасника ВВК-5;
- в захитовому приміщенні КВП – 1 вогнегасники ВВК-5;
- на території апаратного двору – 8 ящиків з піском об'ємом 0,5м³, лопатою та кошмою.

2.6. Охорона навколишнього середовища і раціональне використання природних ресурсів

2.6.1 Заходи щодо охорони навколишнього середовища

Для захисту навколишнього середовища необхідно застосовувати наступні природоохоронні заходи:

- заміна застарілого устаткування;
- використання малосірчистого рідкого палива;
- застосування автоматизованої установки утилізації факельних газів;
- впровадження замкнутої системи водопостачання;
- будівництво протифільтраційної завіси навкруги ставків очисних споруд;
- створення системи інженерного захисту виробничого майданчика з відкачуванням забруднених вод і нафтопродуктів з підземних горизонтів;
- заміна вакууммістних систем, заснованих на прямому контакті води з газовою фазою на безконтактні, що зменшить втрати вуглеводнів і викиди в атмосферу сірководня.

Завдяки цьому, підприємство може також понизити фактичні безповоротні втрати до 0,9% від переробленої нафти.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		103

2.6.2 Відходи виробництва та методи їх утилізації

Дані про рідкі відходи, які утворюються на установці, наводяться в таблиці 2.14

Таблиця 2.14 – Рідкі відходи

Назва відходу	Місце складування, транспорт, тара	Кількість відходів кг/добу (т/рік)	Періодичність утворення	Умови (метод) і місце поховання, знешкодження, утилізації	Примітка
<i>а) відходи, які використовуються</i>					
1. Соле-лужний розчин після залуговування дистиляторів	Вивозиться з установки автотранспортом	1511 (513,7)	1 раз на добу	Використовується в шкіряній промисловості	
<i>б) відходи що не використовуються</i>					
1. Водний розчин солей після промивки нафти на ЕЛЗУ.	---	414800 (141032)	безперервно	В каналізацію і далі на очисні споруди.	

Стічні води установки наведені в таблиці 2.15

Таблиця 2.15 – Стічні води

Назва стічних вод, що скидаються, джерело	Кількість стоків, м³/год	Умови (метод) ліквідації, знешкод- ження, утилізації	Періодич- ність скидання	Напрямок скидання	Установ- лена норма вмісту забруднень у стоках, мг/дм³	Примітка
Господарсько- побутові стоки	0,35	—	постійно	В загальну мережу господарсько- побутових стоків	—	
Промзливна каналізація I-ої системи: - <i>вуглеводні</i>	5,62	—	постійно	В загальну мережу стоків I-ої системи промзливної каналізації заводу	300	
Промзливна каналізація II-ої системи: - <i>хлористі солі</i>	всього 46,21	—	постійно	В загальну мережу стоків II- ої системи промзливної каналізації заводу	1041,5	
- <i>деемультатор</i>					280	
- <i>вуглеводні</i>					200	
- <i>феноли</i>					2- 4	
- <i>Na₂S</i>					100	
- <i>мех. домішки</i>					4600	
- <i>NaOH</i>					20	
- <i>Na₂CO₃</i>					20	

Викиди в атмосферу установки наведені в таблиці 2.16

Таблиця 2.16 – Викиди в атмосферу

Назва викиду, джерело	Кількість викидів за видами, т/рік	Періодич- ність	Умови (метод) і місце ліквідації знешкод- ження, утилізації	Установлена норма вмісту забруднень у викидах, мг/м ³	Примітка
Піч	186,080 т/рік 5,9 г/с	постійно	-//-	NO ₂ – 131,950 SO ₂ – 663,260 CO – 58,830	Проект інвентаризації джерел викидів №10-115 від 23.04.07р.
Ємності рідкого палива	-	постійно	-//-	Вуглеводні насичені C ₁₂ -C ₁₉ – 0,00001	-//-
Реагентна насосна	0,0005	постійно	-//-	NaOH – 0,0012 NaOH – 0,0013	-//-

2.7 Організаційно–економічна частина

2.7.1 Дослідження ринку та розрахунок виробничої програми цеху з випуску продукції

Енергетична проблема є однією з найактуальніших на сьогодні. Це проблема не лише певної країни, а всього людства, вирішити яку можна лише шляхом інтеграції спільних інтересів як урядів окремих держав, так і цілих континентів.

Загальносвітове споживання енергії за рік становить 14 млрд. т умовного палива, в структурі якого енергетичні ресурси органічного

походження складають 82%. Проте, значна частина цих джерел енергії є вичерпними і невідновними (нафта, газ, вугілля). За даними світової енергетичної ради, серед основних видів джерел енергії найбільші запаси має вугілля, що становить 5000 млрд. т., із резервом використання понад 1000 років, тоді як запаси нафти і газу в середньому становлять 170 млрд. т. із часовим резервом використання 63 роки.

Основні види енергоресурсів - вугілля, нафта, природний газ, гідроелектроенергія та ядерна енергія. Нафта і природний газ з середини 60-х років минулого сторіччя починають відігравати провідну роль у світовій енергетиці. У таких країнах, як Німеччина, Великобританія, на частку нафти і природного газу припадає 55 – 60% від загального споживання енергоресурсів, в США і Японії 75 - 80%.

До переваг нафти і газу як джерел енергії відносяться порівняно невисока вартість видобутку, можливість безвідходної переробки з отриманням різноманітних видів палива та хімічної сировини. Проте ресурси нафти і газу обмежені. Вони значно менше, ніж запаси вугілля, горючих сланців і бітумінозних пісків. У той же час видобуток нафти і газу значно перевищує видобуток інших горючих копалин.

Високий рівень споживання нафти в світі служить підставою для висловленої рядом вчених і фахівців припущення про неминучість швидкого виснаження нафтових запасів. Найбільш часто висловлюється точка зору про вичерпання світових нафтових запасів до кінця ХХІ століття.

В умовах, коли нафта стала основним видом енергетичного сировини, зросло її економічне і політичне значення в світі. Наявність власних ресурсів нафти, можливість організувати експорт нафти і нафтопродуктів дозволяють різним державам досягати значних успіхів в економічному і соціальному розвитку. Разом з тим коливання світових цін на нафту, кон'юнктура на нафтовому ринку призводять до серйозних змін в економічній політиці як нафтовидобувних країн, так і країн, промисловість яких базується на привізній нафті. Світові ціни на нафту в останні роки були нестабільними.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		107

Запланований випуск знесоленої та зневодненої нафти за проектом дорівнює 5,5 млн. тонн/рік. Ціна 1 тони продукції становитиме 30700,00 грн.

Таблиця 2.17 - Виробнича програма по виробництву товарної продукції і формування портфеля замовлень на продукцію цеху.

Найменування продукції	Натураль на одиниця вимірювання	Річний випуск продукції в натуральному виразі		Оптова ціна за одну натуральну одиницю продукції, грн.	Вартість річного об'єму товарної продукції, млн. грн.	
		базовий	проектний		базова	проектна
Нафта знесолена та зневоднена	т	4400000	5500000	30700,00	91080	168850000000

У вартісному виражені річний обсяг виробництва дорівнює 113850 млн. грн.

2.7.2 Обґрунтування режиму роботи цеху та розрахунок його виробничої потужності

Процес зневоднення і знесолення нафти є безупинним.

Цех працює в три зміни за 8 годинним графіку без зупинок у святкові дні та вихідні.

Виходячи з прийнятого для цеху режиму роботи, розраховується річний ефективний фонд часу роботи основного технологічного устаткування – $T_{\text{еф.}}$:

$$T_{\text{еф.}} = (T_{\text{к}} - T_{\text{в}} - T_{\text{св}}) \times t_{\text{зм}} \times n_{\text{зм}} - T_{\text{тнп}} - T_{\text{ппр}}, \quad (2.61)$$

де $T_{\text{к}}$ – річний календарний фонд часу, 365 днів;

$T_{\text{в}}$ – кількість вихідних днів протягом року;

$T_{\text{св}}$ – кількість святкових днів протягом року;

$t_{\text{зм}}$ – тривалість робочої зміни, обумовлена графіком роботи підприємства, годин на день;

$n_{\text{зм}}$ – кількість робочих змін на добу, встановлена за графіком роботи підприємства;

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$T_{\text{тпп}}$ – технологічно неминучі перерви в роботі основного устаткування, годин на рік;

$T_{\text{пзр}}$ – час простою основного устаткування у планово-запобіжних ремонтах, годин на рік.

$$T_{\text{эф.}} = (365 - 0 - 0) \times 8 \times 3 - 600 = 8160 \text{ годин /рік}$$

Провідним обладнанням даного процесу виробництва є електродегідратор, який використовується для знесолення і зневоднення нафти.

Знаючи годинну продуктивність устаткування та фонд часу його ефективної роботи протягом року, розраховуємо необхідну для виконання виробничої програми кількість його одиниць – N :

$$N = \frac{Q}{P \cdot T_{\text{эф.}}}, \quad (2.62)$$

де Q – річний обсяг виробництва продукції в натуральному вираженні відповідно до встановленої виробничої програми, нат. одиниць;

P – паспортна годинна продуктивність устаткування, нат. одиниць,
 $P = 692,911 \text{ т/годину}$

$$N = \frac{5500000}{692,911 \cdot 8160} = 0,974 \approx 1 \text{ одиниця}$$

Виробнича потужність цеху, т/рік:

$$\Pi = P \cdot T_{\text{эф.}} \cdot N, \quad (2.63)$$

$$\Pi = 692,911 \cdot 8160 \cdot 1 = 5647618 \text{ т / рік}$$

Ступінь сформованості виробничої програми оцінюємо за коефіцієнтом використання виробничих потужностей підприємства ($k_{\text{ВП}}$) за формулою (2.64):

$$k_{\text{ВП}} = \frac{Q}{\Pi}, \quad (2.64)$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_{\text{ВП}} = \frac{5500000}{5647618} = 0,974$$

Для оцінки ефективності використання виробничого обладнання при виготовленні певного виду продукції необхідно обчислити коефіцієнт екстенсивного використання обладнання ($k_{\text{ЕКС}}$), коефіцієнт інтенсивного використання обладнання ($k_{\text{ІНТ}}$), інтегральний коефіцієнт ($k_{\text{ІНТЕГР}}$) та резерв потужності ($R_{\text{П}}$) за формулами (2.65 – 2.68):

$$k_{\text{ЕКС}} = \frac{T_{\text{эф}}}{T_{\text{К}}}, \text{ частка одиниці,} \quad (2.65)$$

$$k_{\text{ІНТ}} = \frac{P_{\text{Ф}}}{P_{\text{ПАСП}}}, \text{ частка одиниці,} \quad (2.66)$$

$$k_{\text{ІНТЕГР}} = k_{\text{ЕКС}} \cdot k_{\text{ІНТ}}, \text{ частка одиниці,} \quad (2.67)$$

$$R_{\text{П}} = 1 - k_{\text{ІНТЕГР}}, \text{ частка одиниці,} \quad (2.68)$$

де $P_{\text{Ф}}$ – фактична продуктивність одиниці устаткування, яке бере участь у виготовленні цільової продукції, нат. од. на годину.

На основі отриманих показників слід зробити висновок щодо ефективності сформованої за ринковими потребами виробничої програми підприємства.

$$k_{\text{ЕКС}} = \frac{8160}{8760} = 0,932$$

$$k_{\text{ІНТ}} = \frac{674,020}{692,110} = 0,974$$

$$k_{\text{ІНТЕГР}} = 0,932 \cdot 0,974 = 0,907$$

$$R_{\text{П}} = 1 - 0,907 = 0,093$$

На підставі отриманих даних можна зазначити, що обладнання використовується на 93,2% за часом роботи, на 97,4% - за його продуктивністю. Узагальнюючий показник використання обладнання – інтегральний коефіцієнт – дорівнює 90,7%, а також є резерв потужності на 9,3%.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		110

2.7.3. Розрахунок капітальних інвестицій в модернізацію цеху та річної суми амортизаційних відрахувань

Потреба в капітальних вкладеннях визначає вартість основних фондів, необхідних для виробництва продукції, що передбачаються виробничою програмою цеху: будівель, споруд, передавальні пристрої, робочих машин і устаткування, підйомних – транспортних пристроїв, КІП і ін.

Склад виробничих фондів по групах приводиться в таблиці 2.18., в якій розраховано їх вартість і сума амортизаційних відрахувань.

Таблиця 2.18 - Розрахунок суми капітальних вкладень і амортизаційних відрахувань

Група та вид основних засобів, тип, марка	Кількість	Первісна вартість одиниці основних засобів, грн.	Сума, грн.	Строк корисного використання об'єкта основних засобів (Т _{кв}), років	Річна сума амортизації (А), грн.
1	2	3	4	5	6
Група 3 (будівлі, споруди, передавальні пристрої)					
Будинок цеху	1	784500000	784500000	20	39225000,00
Складські приміщення	1	157000000	157000000	15	10466666,67
Усього група 3		X	941500000	X	49691666,67
Група 4 (машини та обладнання)					
Насос	4	450000000	1800000000	5	360000000
Теплообмінник	7	1952000000	13664000000	5	2732800000
Ємкість	4	17390000	69560000	5	13912000
Електродегідратор	2	91000000	182000000	5	36400000
Апарат повітряного охолодження	1	32350000	32350000	5	6470000
Інжектор	2	39800000	79600000	5	15920000
Засоби автоматизації та ЕОМ			6120000	5	1224000
Усього група 4		X	15833630000	X	3166726000
Група 5 (транспортні засоби)					

Продовження табл.2.18

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						111
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Група 6 (інструмент, інвентар)					
Інструменти		975000	975000	4	243750
Витратні матеріали		255000	255000	4	63750
Всього		X	1230000	X	307500
Разом за всіма групами		X	16776360000	X	3216725167

Основні засоби розподілено за групами відповідно до Податкового Кодексу України. Амортизацію нарахована прямолінійним методом.

Річна сума амортизаційних відрахувань (A_i) розрахована на підставі даних про вартість основних засобів певної групи (F_i) та встановленого для цієї групи мінімально допустимого строку корисного використання ($T_{кв}$) у роках за формулою:

$$A_i = \frac{F_i}{T_{кв}}, \quad (2.69)$$

де i – групи основних засобів підприємства.

Річна сума амортизації (A) дорівнює сумі амортизації всіх груп основних фондів:

$$A = \sum A_i, \text{ грн.} \quad (2.70)$$

Результати розрахунків занесені до таблиці 2.17

2.7.4. Обґрунтування чисельності персоналу цеху та розрахунок фонду оплати праці

В цьому розділі розраховані такі групи промислово-виробничого персоналу згідно з Класифікатором Професій (ДК 003:2010): кваліфіковані робітники з інструментом; робітники з обслуговування, експлуатації та контролювання за роботою технологічного устаткування, складання устаткування та машин; найпростіші професії, технічні службовці, фахівці, керівники. Чисельність персоналу цеху визначено виходячи з особливостей

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		112

обслуговування техніки, організації праці і виробництва, структури управління.

Розрахунок чисельності персоналу починають із складання балансу робочого часу одного облікового працівника, виходячи з графіку його роботи, тобто розраховують ефективний фонд роботи одного облікового працівника ($T_{\text{ЕФ}}$) за формулою:

$$T_{\text{ЕФ}} = (D_K - D_C - D_B - D_{\text{ВІДП}} - D_{\text{ХВ}} - D_{\text{ДО}} - D_{\text{ЦП}} - D_{\text{УВ}}) \cdot T_{\text{ЗМ}}, \text{ годин,} \quad (2.71)$$

де D_K – календарний період, днів (365 або 366 залежно від року);

D_C – кількість часу, який припадає на святкові дні (не заплановано);

D_B – кількість часу, який припадає на вихідні дні (91 день);

$D_{\text{ВІДП}}$ – тривалість відпустки працівника (28 календарних днів);

$D_{\text{ХВ}}$ – відсутність працівника через хворобу (5 днів);

$D_{\text{ДО}}$ – виконання державних обов'язків (1 день);

$D_{\text{ЦП}}$ – цілодобові простої (не заплановано);

$D_{\text{УВ}}$ – період учбової відпустки (1 день).

За результатами обчислення ефективного річного фонду роботи облікового працівника складається баланс робочого часу у вигляді таблиці (наведено в таблиці 2.19):

Таблиця 2.19 - Баланс робочого часу

Показник	Днів	годин
1. Календарний фонд	365	2920
– вихідні дні	91	728
– святкові дні	0	0
2. Номінальний фонд робочого часу	274	2192
Планові невиходи по причинах:		
– основні відпустки	28	224
– хвороби	5	40

– виконання державних обов'язків	1	8
– цілодобові простої	0	0
– навчальна відпустка	1	8
Разом невиходів	35	280
3. Ефективний фонд робочого часу	239	1912
Тривалість зміни		8

На підставі даних балансу робочого часу визначений коефіцієнт облікового складу, тобто переходу від явочної чисельності до облікової. Він передбачає необхідний резерв на підміну робітників під час їх відсутності на робочому місці з поважних причин:

$$K_o = \frac{T_{\text{НОМ}}}{T_{\text{ЕФ}}} \quad (2.72)$$

$$K_o = \frac{274}{239} = 1,146$$

На апаратурних і агрегатних роботах чисельність основних робітників, визначається за нормами обслуговування (у хімічній, нафтопереробній, металургійній промисловості та ін.):

$$Ч_{\text{обл}} = \frac{N \cdot n_{\text{зм}}}{H_o} \cdot K_o, \quad (2.73)$$

де H_o – норма обслуговування, тобто кількість одиниць устаткування, яке має обслуговуватися одним робітником або бригадою робітників.

При безперервному графіку роботи підприємства (4-х бригадному, 3-х змінному) до розрахованої у такий спосіб облікової чисельності додається чисельність ще однієї бригади робітників.

Чисельність робітників найпростіших професій, для яких не можна установити обсяг робіт, норму обслуговування, розраховується за робочими місцями. Сюди можна віднести: кранівників, комірників, комплектувальників та ін.

Чисельність керівників, фахівців і службовців цеху визначено з передбаченої адміністративно-управлінської структури цеху, складу і функцій конкретних структур. Для розрахунку чисельності робітників цих категорій найчастіше використовують нормативний метод, який ґрунтується на застосуванні нормативів навантаження, обслуговування, керованості та їх чисельності.

Результати розрахунків чисельності промислово-виробничого персоналу цеху занесені до таблиць 2.20 та 2.21.

Таблиця 2.20 – Розрахунок річного фонду заробітної плати робітників

Групи персоналу і професії	Середньомісячна зарплата, грн./міс	Облікова чисельність, чол.	Місяців за рік	Тарифний фонд оплати праці	Доплата за роботу в нічний час	Доплата за роботу в святкові дні	Річний фонд зарплати, грн./рік
Робітники з обслуговування, експлуатації та контролювання за роботою технологічного устаткування, складання устаткування та машин	15000,0	9	12	1620000,00	108054,00	50220,00	1778274,00
Кваліфіковані робітники	10500,0	9	12	1134000,00	75637,80	35154,00	1244791,80
Найпростіші професії	7500,00	4	12	360000,00	0	0	360000,00
Всього:	-	22	---	7146000,00	452626,20	210366,00	3383065,80

Таблиця 2.21 – Розрахунок річного фонду заробітної плати керівників, фахівців та службовців

Групи персоналу і професії	Середньомісячна зарплата, грн./міс	Облікова чисельність, чол.	Місяців за рік	Річний фонд зарплати, грн./рік
Керівники	19000,0	6	12	1368000,0
Фахівці	13000,0	4	12	624000,00
Технічні службовці	8500,0	4	12	340000,00
Всього:		14		2352000,0

Розрахунок річного фонду заробітної плати (грн./рік) здійснено за професійними групами персоналу, виходячи із середньомісячної заробітної плати.

Фонд заробітної плати для окремої професійно-кваліфікаційної групи персоналу визначено за формулою:

$$\Phi ЗП_{\text{осн}} = ЗП_{\text{срміс}} \cdot Ч_{\text{об}} \cdot Т, \text{ грн.} \quad (2.74)$$

де $ЗП_{\text{срміс}}$ – середньомісячна заробітна плата конкретної професійно-кваліфікаційної групи персоналу, грн/місяць;

$Ч_{\text{об}}$ – облікова чисельність персоналу даної професійно-кваліфікаційної групи, чол.;

$Т$ – тривалість періоду, за який персоналу даної професійно-кваліфікаційної групи нараховується заробітна плата, місяці.

При безперервному режимі роботи на нічний час доводиться третина робочого (ефективного) часу устаткування, що відповідає 1/3 номінального фонду робочого часу робітників (нічним часом вважається час з 22 годин до 6 годин). Доплата складе: $1/3 \times 20\% = 6,67\%$ від тарифного фонду заробітної плати.

$$Д_{\text{нч}} = ЗП_{\text{осн}} \times 6,67 : 100 \quad (2.75)$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

D_{cd} - доплата за роботу в святкові дні. Нараховується при безперервному режимі роботи. Розповсюджується на 11 святкових днів, тобто на 3,01% номінального фонду часу робочих ($11 : 365 \times 100\%$) і складає, відповідно, 3,01% тарифного фонду заробітної плати.

$$D_{cd} = 3P_{осн.} \times 3,01 : 100 \quad (2.76)$$

Результати розрахунків занесені до таблиці 2.20 та 2.21

Фонд оплати праці персоналу на підприємстві складається з фонду заробітної плати робітників ($\Phi ЗП_p$), керівників, фахівців і технічних службовців ($\Phi ЗП_{кфс}$):

$$\Phi ЗП_{пвп} = \Phi ЗП_p + \Phi ЗП_{кфс}, \text{ грн.} \quad (2.77)$$

$$\Phi ЗП_{пвп} = 3383065,80 + 2352000,00 = 5735065,80 \text{ грн.}$$

Після розрахунку фонду оплати праці підприємства визначено середню заробітну плату за місяць за формулою:

$$\overline{ЗП}_{мес} = \frac{\Phi ЗП_{пвп}}{Ч_{пвп} \cdot 12}, \text{ грн.} \quad (2.78)$$

$$\overline{ЗП}_{мес} = \frac{5735065,80}{36 \cdot 12} = 13275,62 \text{ грн./особу}$$

2.7.5. Розрахунок собівартості продукції

Для розрахунку величини і складу витрат на виробництво продукції визначається його собівартість. У залежності від технологічних особливостей виробництва і методу обліку, який застосовується на базовому підприємстві, складено калькуляцію собівартості одиниці продукції.

Статті 1÷7: для того щоб знайти загальні витрати на основну сировину та матеріали, напівфабрикати, паливо та енергію в собівартості продукції – виробничі запаси (C_{cm}), використано формулу (2.79):

$$C_{cm} = Q_{\phi} \cdot \sum_{i=1}^n H_{cm_i} \cdot C_{cm_i}, \text{ грн,} \quad (2.79)$$

де H_{cm_i} – норми витрат виробничих запасів на виробництво продукції, в натуральних одиницях (тонна);

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						117
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Π_{CMi} – ціна одиниці сировини чи матеріалів, грн./т;

Q_{Φ} – обсяг виробництва продукції в натуральних одиницях (тоннах), тобто виробнича програма підприємства.

Стаття 8 «Заробітна плата основних виробничих робітників (прямі витрати на оплату праці)» – за даними таблиці 2.20:

$$ЗП_{\text{ОСНВР}} = 1778274,00 \text{ грн.}$$

Стаття 9 «Інші прямі витрати»:

9.1 Для розрахунку статті «Відрахування від заробітної плати основних виробничих робітників» необхідно обчислити єдиний соціальний внесок (22,0% від нарахованої суми зарплати):

$$ВЗП_{\text{ОСНВР}} = 1778274,00 \cdot 0,22 = 391220,28 \text{ грн.}$$

9.2 «Амортизація активної частини основних засобів» (згідно з Податковим Кодексом України: група 4 (машини та обладнання), група 5 (транспортні засоби), група 6 (інструмент, інвентар)) – таблиця 3.

$$A_{4,5,6} = 3166726000,00 + 0 + 307500,00 = 3167033500,00 \text{ грн.}$$

До складу статті 10 «Загальновиробничі витрати» (згідно з Положенням (Стандартом) бухгалтерського обліку № 16 «Витрати») відносять:

10.1 Витрати на вдосконалення технології й організації виробництва (оплата праці та відрахування на соціальні заходи працівників, зайнятих удосконаленням технології й організації виробництва, поліпшенням якості продукції, підвищенням її надійності, довговічності, інших експлуатаційних характеристик у виробничому процесі; витрати матеріалів, купівельних комплектуючих виробів і напівфабрикатів, оплата послуг сторонніх організацій тощо за даними базового підприємства:

$$ЗВВ = 433930,00 \text{ грн.}$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		118

Таблиця 2.22 – Калькуляція собівартості продукції

Найменування продукції Нафта зневоднена та знесолена

Обсяг виробництва за рік 5 500 000 тонн

Калькуляційна одиниця 1 тонна

№ п/п	Найменування статей затрат	Од. вим.	Ціна за одиницю ресурсів, грн	Витрати			
				На одиницю продукції		На річний випуск	
				у натураль- ному вираже- нні	сума, грн	у натураль- ному вираже- нні	сума, грн.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Сировина та матеріали						
	Сира нафта	тонн	30700,00	1,010905	17008,47	5559976,94	168850000000
2	Допоміжні матеріали		0	0	0,00		0,00
3	Напівфабрикати		0	0	0,00	0	0,00
	Разом (статті 1÷3)				17008,47		168850000000
4	Електроенергія	кВт·год	2.68	58.351	98,03		539169400
5	Вода на технологічні цілі	тонн		0	0,00		0
6	Паливо	м ³		0	0,00		0
7	Пара	Гкал		0	0,00		0
	Разом (статті 4÷7)				98,03		539169400,00
	Всього прямих матеріальних витрат				17106,51		94085781415,50
8	Заробітна плата основних виробничих робітників (прямі витрати на оплату праці)				0,32		1778274,00
9	Інші прямі витрати				575,89		3167424720,28
9.1	Відрахування від заробітної плати основних виробничих робітників				0,07		391220,28
9.2	Амортизація активної частини основних засобів				575,82		3167033500,00
10	Загальновиробничі витрати, в тому числі:				17,29		95061845,5
10.1	Витрати на підготовку та освоєння виробництва				0,08		433930,00
10.2	Витрати на утримання та експлуатацію обладнання				12,46		68521666,67
	а) амортизація основних засобів загальновиробничого призначення				9,03		49691666,67
	б) витрати на ремонт будівель та споруд				3,42		18830000,00

Продовження таблиці 2.22

1	2	3	4	5	6	7	8
10.3	Витрати на управління виробництвом				0,68		3729699,87
	а) витрати на заробітну плату керівників, фахівців та технічних службовців з відрахуваннями				0,52		2869440,00
	б) витрати на охорону праці, техніку безпеки та охорону навколишнього природного середовища				0,16		860259,87
10.4	Витрати на обслуговування виробничого процесу				0,08		439200,00
10.5	Інші загальновиробничі витрати				3,99		21937348,96
	Виробнича собівартість				17700,01		97350046255,28
11	Адміністративні витрати				0,32		1778274,00
12	Витрати на збут				0,65		3556548,00
13	Інші операційні витрати				0,48		2667411,00
	умовно-постійні витрати				15,16		3272267072,78
	Повна собівартість				17701,46		97358048488,28

10.2 «Витрати на утримання, експлуатацію та ремонт, страхування, операційну оренду основних засобів, інших необоротних активів загальновиробничого призначення»:

а) амортизація основних засобів загальновиробничого призначення – амортизаційні відрахування від вартості будівель та споруд (згідно з Податковим Кодексом України – група 3 – будівлі, споруди, передавальні пристрої):

$$A_3 = 49691666,67 \text{ грн.}$$

б) витрати на ремонт будівель та споруд, які в цій роботі приймаються в сумі 2% від їх балансової вартості:

$$BP_3 = 941500000,00 \cdot 0,02 = 18830000,00 \text{ грн.}$$

10.3 «Витрати на управління виробництвом»:

а) витрати на заробітну плату керівників, фахівців та технічних службовців (табл. 2.22) з відрахуваннями у відповідні фонди за ставкою 22,0% від суми нарахованої заробітної плати по даним групам персоналу:

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			120

$$\Phi ЗП_{\text{кфгс}} = 2352000,00 \cdot (1 + 0,22) = 2869440,00 \text{ грн.}$$

б) витрати на охорону праці, техніку безпеки та охорону навколишнього природного середовища – у відсотках до фонду оплати праці усього персоналу цеха залежно від шкідливих умов праці – 15%:

$$В ОП = 5735065,80 \cdot 0,15 = 860259,87 \text{ грн.}$$

10.4 «Витрати на обслуговування виробничого процесу»:

а) заробітна плата допоміжного персоналу та персоналу найпростіших професій підприємства (таблиця 2.19) з відрахуваннями (22,0% від суми їх зарплати):

$$\Phi ЗП_{\text{дп}} = 360\,000,00 \cdot (1 + 0,22) = 439200,00 \text{ грн.}$$

10.5 «Інші загальновиробничі витрати» (внутрішньозаводське переміщення матеріалів, деталей, напівфабрикатів, інструментів зі складів до цехів і готової продукції на склади; нестачі незавершеного виробництва; нестачі і втрати від псування матеріальних цінностей у цехах; оплата простоїв тощо) – розраховуються у розмірі не більше 30% суми витрат по пунктах 10.1–10.4:

$$\begin{aligned} IЗВВ &= 0,30 \cdot (433930 + 68521666,67 + 3729699,87 + 439200,00) = \\ &= 21937348,96 \text{ грн.} \end{aligned}$$

До виробничої собівартості продукції (робіт, послуг) включаються: прямі матеріальні витрати; прямі витрати на оплату праці; інші прямі витрати; загальновиробничі витрати.

$$C_{\text{виробн}} = 97350046255,28 \text{ грн.}$$

Крім вищезазначених необхідно визначити такі витрати:

– адміністративні витрати як 100% від фонду заробітної плати основних виробничих робітників:

$$АВ = 1778274,00 \cdot 1,0 = 1778274,00 \text{ грн.}$$

– витрати на збут як 200% від фонду заробітної плати основних виробничих робітників:

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		121

$$B36 = 1778274,00 \cdot 2,0 = 3556548,00 \text{ грн.}$$

– інші операційні витрати як 150% від фонду заробітної плати основних виробничих робітників:

$$IOB = 1778274,00 \cdot 1,5 = 2667411,00 \text{ грн.}$$

Сума виробничої собівартості, адміністративних витрат, витрат на збут і інших операційних витрат складають умовно повну собівартість продукції.

$$C_{\text{ПОВНА}} = 97358048488,28 \text{ грн.}$$

На підставі внесеної до таблиці 2.21 інформації здійснено аналітичні розрахунки головних витратних показників роботи підприємства:

а) сума змінних витрат (C_{3M}) у собівартості продукції за формулою (2.80):

$$C_{3M} = \sum_{i=1}^n B_{3i}, \text{ грн.}, \quad (2.80)$$

де B_{3i} – змінні витрати на виробництво продукції, які залежать від обсягів змін виробництва продукції. До них віднесено: прямі матеріальні витрати:

$$C_{3M} = 17106,51 \text{ грн.}$$

$$ПВС_{3M} = \frac{17106,51 \cdot 100\%}{17701,61} = 96,64\%$$

б) сума умовно-постійних витрат ($C_{УП}$) у собівартості продукції визначено за формулою (2.81):

$$C_{УП} = \sum_{j=1}^n B_{Пj}, \text{ грн.}, \quad (2.81)$$

де $B_{Пj}$ – умовно-постійні витрати у собівартості продукції, які не залежать від змін обсягів виробництва продукції. До них віднесено: прямі витрати на оплату праці з відрахуваннями, інші прямі витрати; загальновиробничі витрати; адміністративні витрати, витрати на збут, інші операційні витрати:

$$C_{УП} = 3272267072,78 \text{ грн.}$$

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						122
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$ПВС_{уп} = \frac{3272267072,78 \cdot 100\%}{97358048488,28} = 3,36\%$$

Після розрахунку суми змінних та умовно-постійних витрат на виробництво продукції обчислюємо їх питому вагу в загальній виробничій собівартості виробництва продукції.

На основі обчислених показників робиться висновок щодо матеріалоємності (M_c), енергоємності (E_c), зарплатоємності ($ЗП_c$) досліджуваного виробництва за формулами (2.82 – 2.84):

$$M_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_{CM_i}}{Ц_{од} \cdot Q_{\Phi}}, \text{ грн/грн}, \quad (2.82)$$

$$E_c = \frac{C_E}{Ц_{од} \cdot Q_{\Phi}}, \text{ грн/грн}, \quad (2.83)$$

$$ЗП_c = \frac{\sum ЗП_i}{Ц_{од} \cdot Q_{\Phi}}, \text{ грн/грн}, \quad (2.84)$$

де $\sum C_{CM_i}$ – сукупні витрати на сировину, матеріали, напівфабрикати, необхідні для виготовлення певної продукції (без енерговитрат) (табл.2.22);

C_E – витрати на енергію при виробництві певної продукції (табл.2.22);

$\sum ЗП_i$ – витрати на заробітну плату всього виробничо-промислового персоналу (табл. 2.20 і табл. 2.21).

$$M_c = \frac{93546612015,50}{113\,850\,000\,000} = 0,82 \text{ грн./грн.}$$

$$E_c = \frac{539169400,00}{113\,850\,000\,000} = 0,005 \text{ грн./грн.}$$

$$ЗП_c = \frac{5735065,80}{113\,850\,000\,000} = 0,0001 \text{ грн./грн.}$$

Отже, з розрахунків виходить, що продукцію «Нафта знесолена та зневоднена» можна віднести до матеріалоємних видів.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		123

На підставі одержаної калькуляції розраховується беззбитковий обсяг виробництва (Q_B) для умов поточного економічного стану підприємства за формулою (2.85):

$$Q_B = \frac{C_{\text{уп}}}{\Pi_{\text{од}} - C_{\text{змод}}}, \text{ у тоннах,} \quad (2.85)$$

де $C_{\text{уп}}$ – сума умовно-постійних витрат на виробництво річного обсягу продукції, грн; $C_{\text{уп}} = 3272267072,78$ грн./рік.

$C_{\text{змод}}$ – сума змінних витрат, що припадає на одиницю виробленої продукції, грн/тону; 17106,51 грн./тону.

$$Q_B = \frac{3272267072,78}{20700,00 - 17106,51} = 910609 \text{ тонн/рік}$$

За підсумками розрахунків виконано рисунок 2.4.

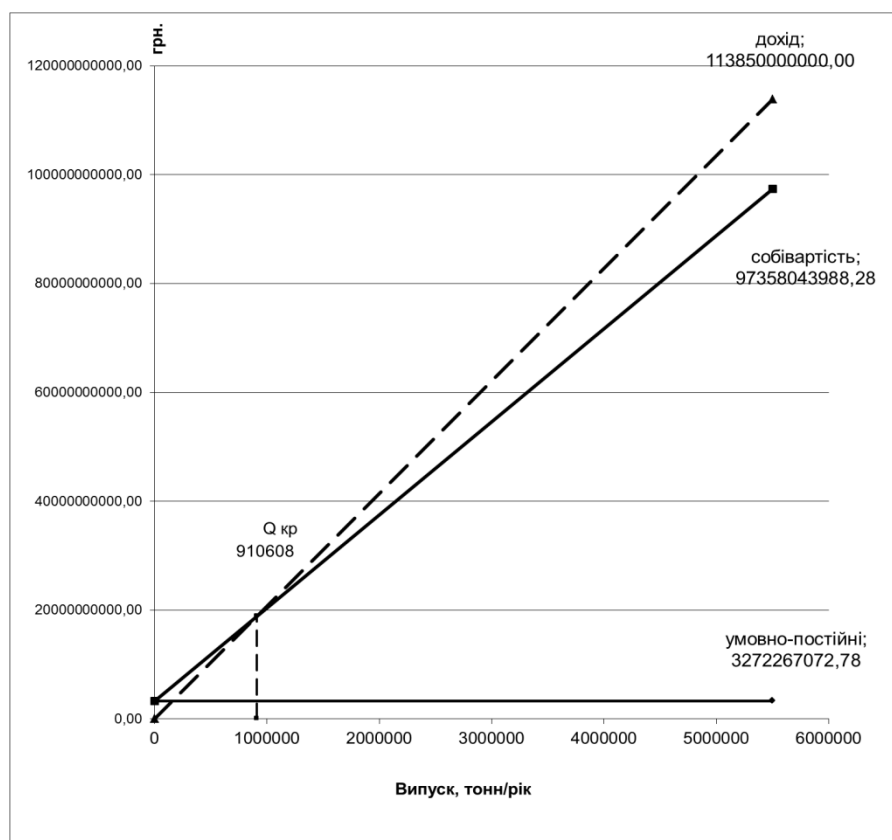


Рис. 2.4 - Визначення беззбиткового обсягу виробництва

Графічне зображення беззбиткового обсягу виробництва підтверджує ефективність виробництва. Так фактичний обсяг виробництва за проектом значно перевищує критичний обсяг. На графіку видно, що собівартість дорівнює 97358,04 млн. грн., дохід від реалізації становитиме 113850 млн. грн.

2.7.6 Визначення ефективності проекту реконструкції цеху

Для оцінки ефективності проекту слід визначити наступні показники:

а) обсяг виробництва продукції в натуральному вираженні (виробнича програма підприємства) Q_{Φ} :

$$Q_{\Phi} = 5\,500\,000 \text{ тонн/рік}$$

б) обсяг товарної продукції підприємства ТП, яка розраховується як добуток ціни одиниці виготовленої продукції ($\Pi_{\text{од}}$) на її обсяг в натуральному вираженні Q_{Φ} :

$$\Pi\Pi = 5\,500\,000 \cdot 20700,00 = 113\,850 \text{ млн. грн./рік}$$

в) фондівдача ($f_{\text{в}}$), яка розраховується шляхом ділення обсягів товарної продукції (ТП) на середньорічну вартість основних виробничих засобів підприємства всіх груп ($\Phi_{\text{ср}}$), тобто за формулою (2.86):

$$f_{\text{в}} = \frac{\Pi\Pi}{\Phi_{\text{ср}}}, \quad (2.86)$$

$$f_{\text{в}} = \frac{113\,850\,000\,000,00}{16\,776\,360\,000,00} = 6,79 \text{ грн./грн.}$$

г) фондоемність ($f_{\text{е}}$), яка розраховується як показник, зворотний показнику фондівдачі, тобто за формулою (2.87):

$$f_{\text{е}} = \frac{1}{f_{\text{в}}} = \frac{\Phi_{\text{ср}}}{\Pi\Pi}, \quad (2.87)$$

$$f_{\text{е}} = \frac{1}{6,79} = 0,15 \text{ грн./грн.}$$

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						125
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

д) собівартість обсягу виготовленої продукції $C_{ЗАГ}$ (табл. 2.22):

$$C_{ПОВНА} = 97\,358\,048\,488,28 \text{ грн.}$$

е) собівартість одиниці виготовленої продукції $C_{ОД}$ (табл. 2.22):

$$C_{ПОВНА}^{ОД} = 17701,46 \text{ грн./тонну}$$

є) витрати на 1 грн. товарної продукції ($z_{ТП}$) розраховуються шляхом ділення собівартості товарної продукції ($C_{ЗАГ}$) на її обсяг (ТП), тобто за формулою (2.88):

$$z_{ТП} = \frac{C_{ЗАГ}}{ТП}, \text{ грн./грн;} \quad (2.88)$$

$$Z_{ТП} = \frac{97\,358\,048\,488,28}{113\,850\,000\,000,00} = 0,855 \text{ грн./грн.}$$

ж) продуктивність праці виробничих працівників ($ПТ_{ПР}$) та продуктивність праці всього виробничо-промислового персоналу ($ПТ_{ВПП}$), які розраховуються шляхом ділення виготовленої товарної продукції (ТП) на кількість виробничих працівників ($Ч_{ПР}$) чи штат виробничо-промислового персоналу ($Ч_{ВПП}$) за формулами (2.89 – 2.90):

$$ПТ_{ПР} = \frac{ТП}{Ч_{ПР}}, \text{ грн./людину,} \quad (2.89)$$

$$ПТ_{ВПП} = \frac{ТП}{Ч_{ВПП}} = \frac{ТП}{Ч_{ПР} + Ч_{К}}, \text{ грн./людину;} \quad (2.90)$$

$$ПТ_{ПР} = \frac{113\,850\,000\,000,00}{22} = 5175,0 \text{ млн. грн./особу}$$

$$ПТ_{ВПП} = \frac{113\,850\,000\,000,00}{36} = 3162,5 \text{ млн. грн./особу}$$

з) фондоозброєність праці $f_{П}$ – співвідношення активної частки середньорічної вартості основних виробничих фондів $\Phi_{СР}$ (тобто 4, 5, 6 груп основних виробничих засобів і чисельності виробничо-промислового персоналу підприємства ($Ч_{ВПП}$) – розраховується за формулою (2.39):

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		126

$$f_{\Pi} = \frac{\Phi_{CP (IV,V,VI)}}{ч_{ВПП}} \quad (2.91)$$

$$f_{\Pi} = \frac{15834860000}{36} = 439,857 \text{ млн. грн./особу}$$

і) прибуток від господарської діяльності підприємства (Π), який розраховується як різниця між обсягом товарної продукції (ТП) та її собівартістю ($C_{ЗАГ}$), тобто за формулою (2.92), і потім порівнюється із запланованим прибутком ($\Pi_{ПЛ}$):

$$\Pi_{\Phi} = \Pi - C_{ЗАГ}, \text{ грн.} \quad (2.92)$$

$$\Pi_{\Phi} = 113\,850\,000\,000,00 - 97\,358\,048\,488,28 = 16\,491\,951\,511,72 \text{ грн./рік}$$

к) фактична рентабельність виготовленої продукції (R_{Φ}), яка розраховується шляхом ділення фактично отриманого прибутку (Π_{Φ}) на сукупні витрати на її виробництво ($C_{ЗАГ}$), тобто за формулою (2.93), і потім порівнюється з нормативним рівнем рентабельності (R_H):

$$R_{\Phi} = \frac{\Pi_{\Phi}}{C_{ЗАГ}} \cdot 100\%, \text{ \%}. \quad (2.93)$$

$$R_{\Phi} = \frac{16\,491\,951\,511,72}{97\,358\,048\,488,28} \cdot 100\% = 16,94\%$$

л) термін окупності капітальних вкладень:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi} \quad (2.94)$$

$$T_{ок} = \frac{16\,776\,360\,000,00}{16\,491\,088\,456,07} = 1,02 \text{ року}$$

За даними розрахунків, необхідно складено підсумкову таблицю, яка характеризує ефективність впровадження проекту.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						127
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.23 - Зведені економічні показники

№ з/п	Показник	Од. вим.	База	Проект	Відхилення	
					Абс.	Відн.
1	2	3	4	5	6	7
1	Обсяг виробництва продукції:					
	– у натур. вираженні	тонн	4400000	5500000	1100000	25
	– у вартісн. вираженні	млн. грн.	91080	113850	22770	25
2	Собівартість товарної продукції	млн. грн.	78540,89	97358,05	18817,16	23,96
3	Собівартість 1 тонни продукції	грн.	17850,20	17701,46	-148,74	-0,83
4	Витрати на 1 грн товарної продукції	грн/грн.	0,862	0,855	-0,007	-0,83
5	Чисельність основних виробничих працівників	Осіб	22	22	0	0
6	Чисельність виробничо-промислового персоналу	Осіб	36	36	0	0
7	Продуктивність праці основних виробничих працівників	млн. грн./особу	4140	5175	1035	25
8	Продуктивність праці виробничо-промислового персоналу	млн. грн./особу	2530	3163	633	25
9	Термін окупності	Років		1,02		
10	Рентабельність продукції	%	15,97	16,94	0,97	

ВИСНОВКИ

В дипломному проєкті проаналізована технологія знесолення і зневоднення нафти, фактори, що впливають на режим даного процесу, фізико-хімічні основи процесу знесолення нафти. Розглянуто основні види електродегідраторів. Також розглянута характеристика сировини, деемульгатора та готової продукції. Наведено розгорнуту характеристику та порівняння різних марок деемульгаторів, з рекомендаціями по підборі найкращого.

На основі виконаного аналізу обрана та описана двохступінчата схема з подачею промивної води на другу ступінь. В якості головного апарата використовують горизонтальний електродегідратор. Обрана схема є найбільш ефективною та економічною за рахунок покращення процесу знесолення і зменшення витрати свіжої води вдвічі.

У спеціальній частині виконано технологічний розрахунок основного устаткування – електродегідратора та допоміжного устаткування - теплообмінника. Наведено відповідні плакати.

Отримані результати розрахунку техніко-економічних показників доводять економічну доцільність розробки блоку знесолення та зневоднення нафти потужністю 5,5 млн. т/рік з отриманням готової продукції «Нафта знесолена та зневоднена».

Таким чином, збільшення об'єму випуску продукції є виправданим з економічної точки зору, бо підвищує ефективність виробництва продукції на підприємстві.

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
						129
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Братичак, М.М. Основи промислової нафтохімії. Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2008. 604 с.
2. Братичак М. М., Баб'як Л. В. Моторні палива з альтернативної сировини: навч. посіб. Львів: видавництво Львівської політехніки, 20017. 144 с.
3. Склабінський В.І. Ляпощенко О.О., Артюхов А.Є. Технологічні основи нафто- та газопереробки: навч.посіб. Суми: Сумський державний університет, 2011. 186 с.
4. Саранчук, В.І. Основи хімії і фізики горючих копалин. Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. 640 с.
5. Саранчук В.І., Ільяшов М.О., Ошовський В.В., Білецький В.С. Хімія і фізика горючих копалин. Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. 600 с.
6. Topilnytsky P. Corrosion Protection of Oil Production and Refinery Equipment. Chemistry and chemical technology. Vol. 1. 2007. № 1. P. 45-54.
7. Топильницький Ф.І., Гринішин О.Б., Мачинський О.П. Розробка первинної переробки нафти та газу. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2014. 468 с.
8. Томін, В.П., Колотков В.Ю., Цветков Д.А. Зниження водоспоживання та водовідведення установки ЕЛЗУ-АВТ-6 за рахунок повторного використання води. Нафтопереробка та нафтохімія. 2007. №11. 3. 36-40.
9. Хуторянський Ф.М., Заліщевський Г.Д., Гошкін В.П., Захаров Г.М. Технічна та економічна доцільність повторного використання води у процесі підготовки нафти на ЕЛЗУ. Нафтопереробка та нафтохімія. 2000. №6. 3. 15-20. Одинадцятий Гандюк М.П. Основи охорони праці:

					6 — ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		130

Підручник. / Є.П. Желібо, М.А. Халімовський - 8-е вид. - Каравелла, 4033. - 384 с.

10. Лісафін В.П. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: Підруч. для студ, вищ. навч. закл. / В.П. Лісафін, Д.В. Лісафін. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 597 с.

11. Мамедов Б.Б. Технологічні розрахунки процесів переробки нафти і газу: навчальний посібник / Мамедов Б.Б. – Луганськ: вид-во СНУ ім. В. Даля, 2008. – 246 с.

12. Мандрус В. І. Гідравлічні та аеродинамічні машини (насоси, вентилятори, газодуви, компресори): Підручник / Мандрус В. І. – Львів: “Магнолія плюс”, видавець В. М. Піча, 2004. – 340 с.

13. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. [Чинний від 2017-02-01]. Київ : УкрНДІЦЗ, 2017. 31 с.

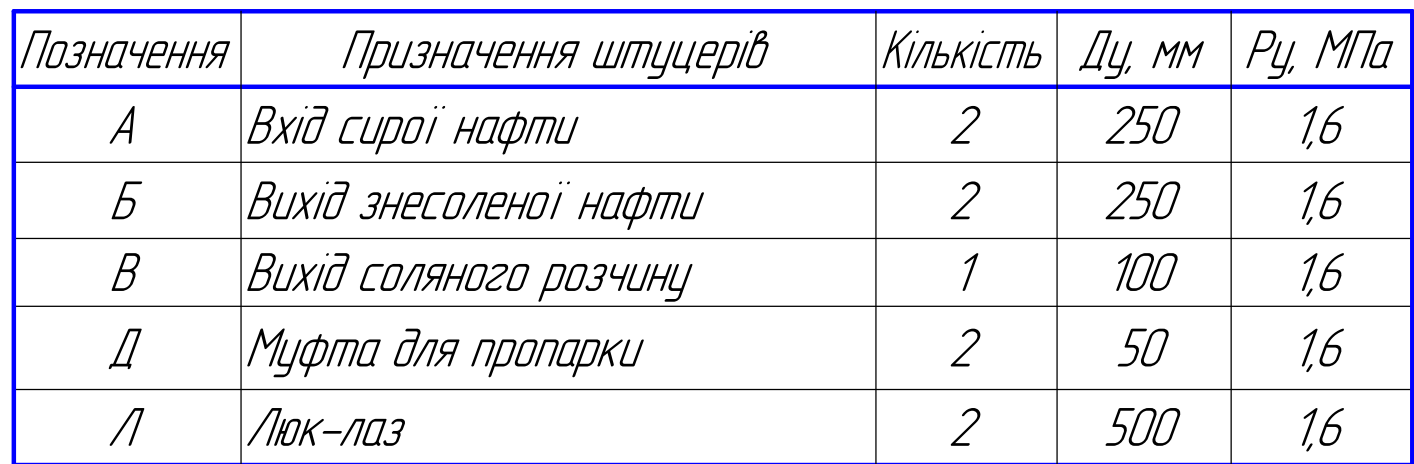
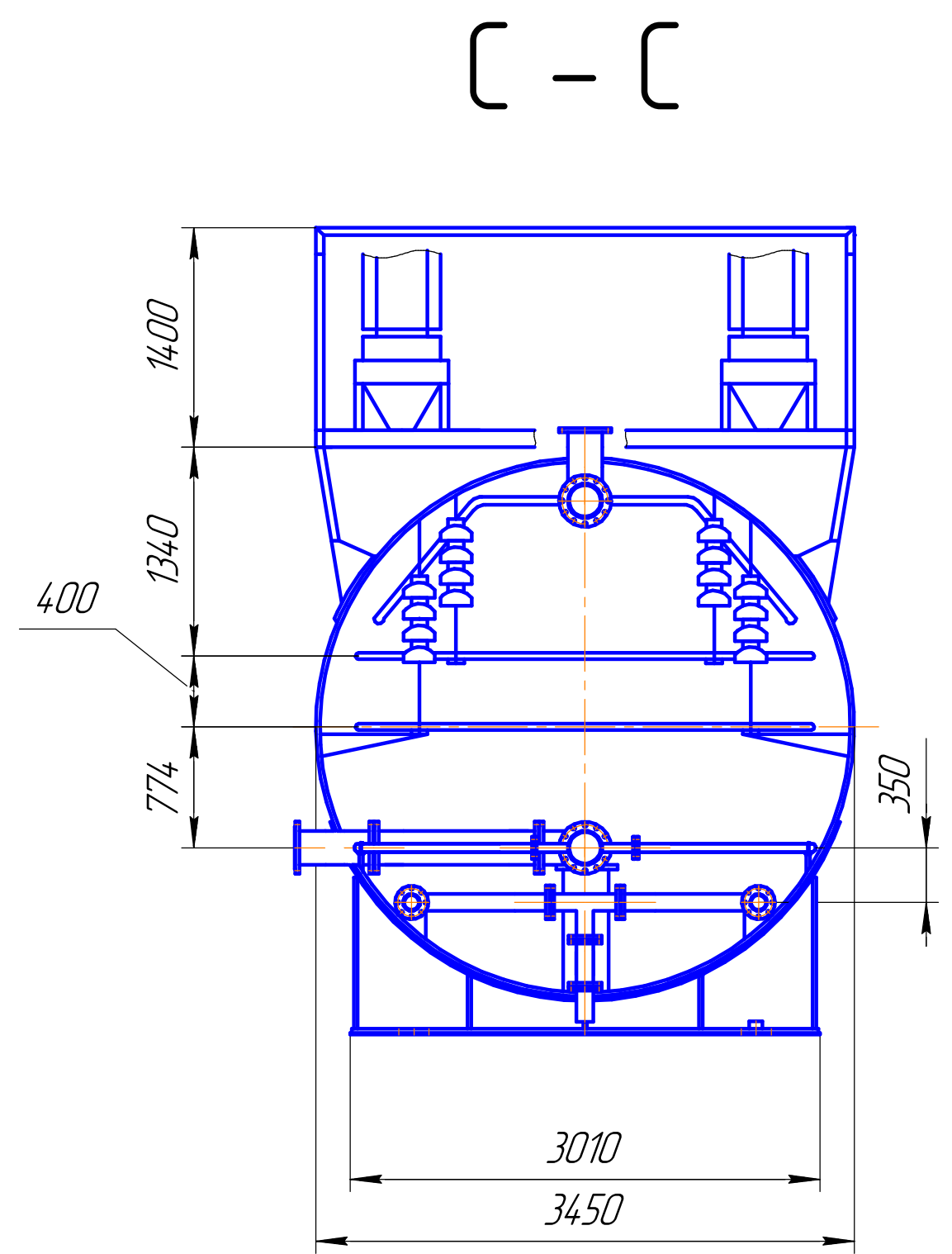
14. Методичні вказівки до виконання практичних робіт з дисципліни "Охорона праці в галузі" для студентів IV–V курсів технологічних спеціальностей 101, 161, 162, 181, 186, 226 денної та заочної форм навчання / Укл.: Герасименко В.О., Рунова Г.Г., Малиновська Н.В. – Дніпро: ДВНЗ УДХТУ, 2018. – 48 с.

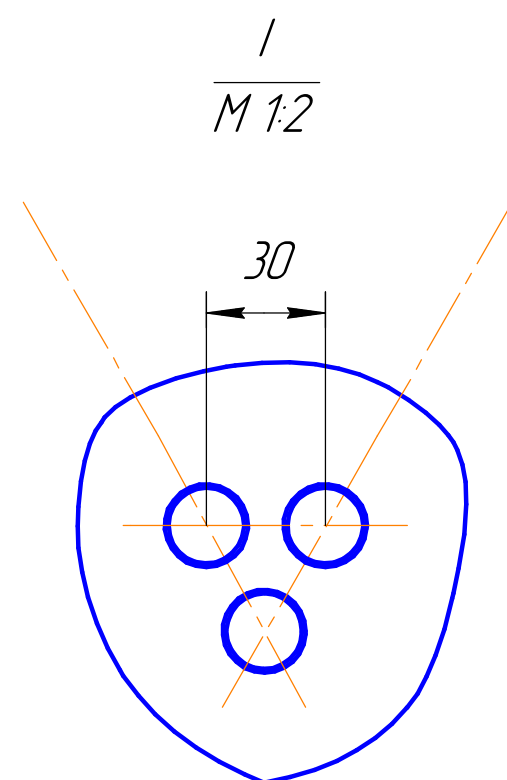
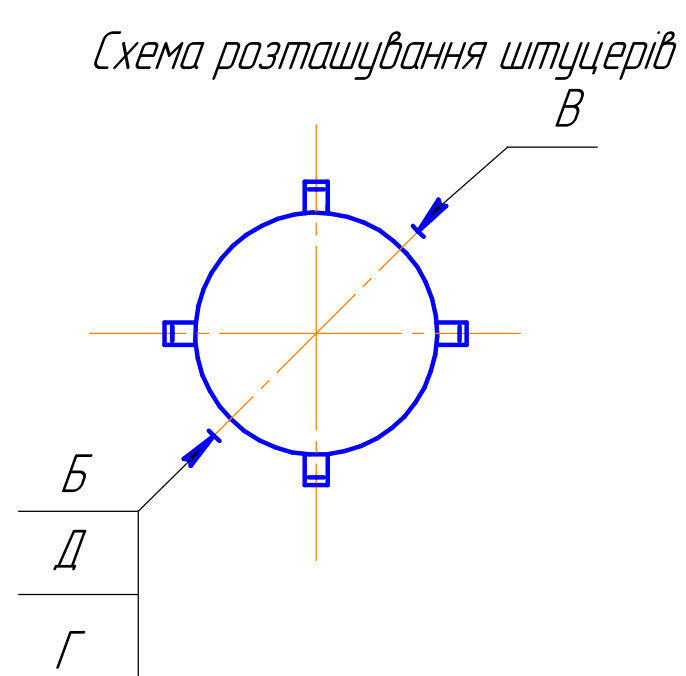
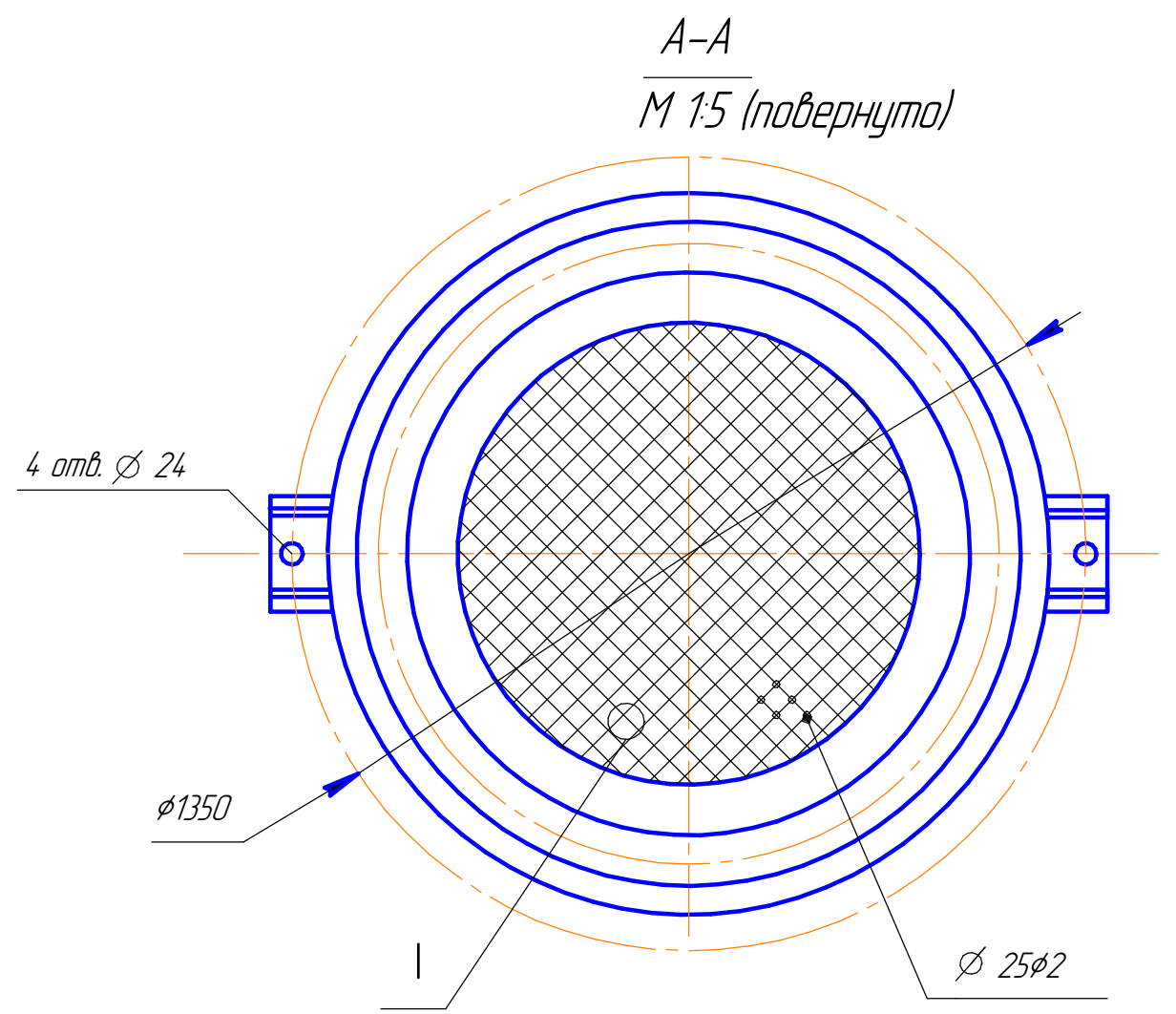
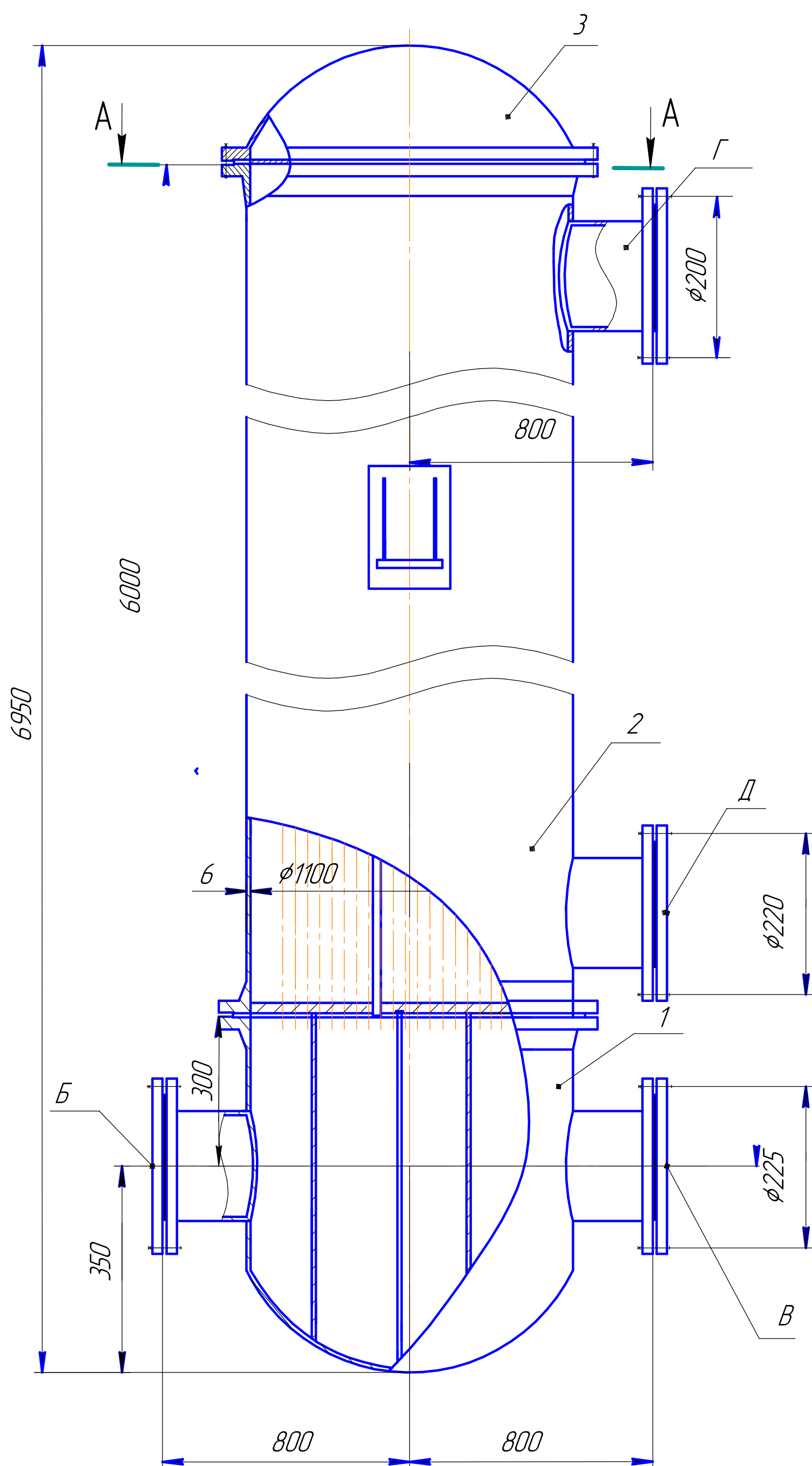
15. Кодекс законів про працю від 10.12.1971 р. №322-VIII. зі змінами і доповненнями.

16. Положення (стандарти) бухгалтерського обліку - К.: Атіка. 2002- 124 с.

17. Про інвестиційну діяльність: Закон України, зі змінами і доповненнями // Відомості Верховної Ради України (ВВР) -1991. - №47.

					6 – ТВМС-97 026. 161. 001. ДП. ЗВ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		131

[illegible]



Характеристика сировини допоміжної та готової продукції

№ п/п	Показники	Сира нафта
Сира нафта		
1	Густина, г/см ³	0,8575-0,8720
2	Кінематична в'язкість, при 20 °С, м ² /с	12,810 ⁻⁶ -25,0 10 ⁻⁶
	(сст)	(12,8-25,0)
3	Температура застигання, °С	5-14
4	Вміст парафінів, % ваг.	5,11-8,85
5	Вміст асфальтенів, % ваг.	2,38-3,06
6	Вміст смол силикогелевих, % ваг.	11,52-14,67
7	Вміст золи, % ваг.	0,012-0,034
8	Вміст сірки, % ваг.	1,43-2,15
9	Вміст механічних домішок, % ваг.	0,001-0,05
10	Вміст акцизної смоли, % ваг.	-
11	Вміст коксу, % ваг.	3,23-5,61
12	Вміст води, % ваг, не більше 1 група 2 група	0,5 1,0
13	Вміст хлористих солей, мг/л, не більше 1 група 2 група	100 300
Деємульгатор (нафторозчинний)		
14	1. Зовнішній вигляд 2. Вміст активної речовини, % 3. Кінематична в'язкість, при 20 °С, мм ² /с Температура застигання, °С	Прозора рідина від світло-жовтого до коричневого 24, не менше 100, не більше мінус 40, не вище
Нейтралізатор корозії Тип: «Геркулес 54505», марка А		
15	1. Зовнішній вигляд 2. Густина при 20 ⁰ С, г/см ³ 3.Температура застигання, °С 4.Нейтралізуюча здатність, л/г-екв НСl	Однорідна прозора рідина від безбарвного до бурштинового кольору від 0,850 до 0,890 мінус 40, не вище 0,3, не вище
Інгібітор корозії Тип: «Геркулес 30617»		
16	1. Зовнішній вигляд 2. Густина при 15 ⁰ С, г/см ³ 3.Температура застигання, °С	Однорідна рідина від світло – коричневого до коричневого кольору від 0,8834 до 0,9533 мінус 40, не вище
Лужний розчин, 2%-ий		
17	1. Масова доля гідроокиси натрію, % 2. Густина при 20 °С, кг/м ³	2,0, не більше Не нормується
Нафта знесолена та зневоднена		
18	1.Густина при 20 °С, кг/м ³ 2.Масова частка парафіну, % 3.Масова частка води, % 4.Масова концентрація хлористих солей, мг/дм ³	850-895 6, не більше 0,3 не більше 5,0 не більше

МАТЕРІАЛЬНИЙ БАЛАНС БЛОКУ ЕЛЗУ

Найменування	% мас.	т/рік	т/добу	кг/годину
Взято: сира нафта	100,00	6539085,60	19232,60	801358,53
Всього:	100,00	6539085,60	19232,60	801358,53
Отримано:				
знесолена нафта	99,40	6500000,00	19117,65	796568,63
вода	0,44	28600,00	84,12	3504,90
солі	0,01	735,60	2,16	90,15
втрати	0,15	9750,00	28,68	1194,85
Всього:	100,00	6539085,60	19232,60	801358,53



Умовне позначення	Найменування середовища
— 30 — 30 —	Сура нафта
— 31 — 31 —	Димувлягатор
— 13 — 13 —	Розчин луку
— 1 — 1 —	Вода
— 32 — 32 —	Знесолена нафта
— 33 — 33 —	Водно-сольовий розчин

поз.	Найменування	кїл.	Примїтки
Н1-4	Насос	4	
Т1-7	Теплообмінник	7	
Е-1-4	Ємність	4	
Ео1-4	Електродегідратор	2	
АПО	Апарат повторного охолодження	1	
Ін	Апарат повторного охолодження	2	

[illegible][illegible]

Позиція	Назва і технічна характеристика приладу. Завод-виробник	Тип, марка устаткування	Одиниці вимірювання		Код заводу виробника	Код обладнання, матеріалу	Ціна одиниці, тис. грн	Кількість	Маса одиниці устаткування, кг
			Назва	Код					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Датчики									
	Термоперетворювач опору. НСХ 100М. Межі вимірювання від -50 до 450°С. Довжина монтажної частини 800 мм. Матеріал захисної арматури 12Х18Н10Т. Межа допустимої основної похибки 0,1%. Виробник: НВО "Електротермія", м. Луцьк.	ТСМУ–205						6	0,6
	Діафрагма камерна. Умовний прохід 50 мм, умовний тиск до 0,6 МПа. Луцький приладобудівний завод.	ДКС 0,6-50						1	0,3
	Прилад для вимірювання перепаду тиску від 0 до 100 кПа. Вихідний сигнал 0-5 мА. Межа допустимої основної похибки 0,05%. Напруга живлення 24...42 В. Споживана потужність 0,5 ВА. ПО "Електроприлад" м. Київ.	Метран-49-ДД, модель 9430						2	2
	Ультразвуковий датчик рівня. Довжина чутливого елемента 2 м. Абсолютна основна похибка вимірювання ±5 мм. Матеріал захисного корпусу - нержавіюча сталь 12Х18Н10Т. Температура контролюваного середовища до +120°С. Робочий тиск до 2,0 МПа. Густина контролюваного середовища від 600 до 1500 кг/м³. Габаритні розміри 145х215х2130. Постачальник НВО "Електротермія", м.Луцьк.	ДУУ2М-02Т						2	12
Допоміжна апаратура та виконуючі механізми									
	Блок ручного дистанційного регулювання. Напруга живлення 24 В, 50 Гц. Вихідний сигнал 0-5 мА. Виробник: ПО "Мікрол" м. Івано-Франківськ.	БРУ-5						6	1
	Пускач безконтактний реверсивний, однофазний. Напруга живлення 220 В, 50 Гц. Струм, що комутується, 4 А. Виробник: Чебоксарське ВО „Електроприлад”.	ПБР-2М						6	2
	Механізм електричний однообертовий. Номінальний крутний момент на вихідному валові 6,3 Н·м, номінальний час повного ходу вихідного вала 10 с, повний хід вихідного вала 0,25 рад, споживана потужність 46 Вт. Виробник АО “Арматэк” м.Санкт-Петербург.	МЭО-6,3/10-0,25						6	6,5
Засоби керуючої обчислювальної техніки									
	Мікропроцесорний контролер регулюючий. Напруга живлення 220В з частотою 50 Гц. Виробник «Siemens» Німеччина.	SIMATIC S7-300						1	2
	Станція керування оператора. Виробник «Siemens», Німеччина.	SIMATIC MP 270В						1	10