

Зміст

Вступ

1. Техніко-економічне обґрунтування
2. Технологічна частина
3. Контроль та автоматизація виробництва
4. Охорона праці
5. Компоновка технологічного обладнання
6. Екологія та охорона навколишнього середовища
7. Техніко-економічні розрахунки

Висновки

Annotation

Список використаної літератури

Додатки

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Вступ

Процес первинної переробки нафти є основним на кожному нафтопереробному заводі. В даний час експлуатуються установки первинної переробки нафти різної продуктивності 1; 1,5; 2; 3; 6 млн т / рік. На ряді нафтопереробних заводів одинична потужність установок типу АВТ (АТ) досягає 12 млн т / рік.

Залежно від зв'язку електрообессолюючих установок (ЕЛОУ) з установками первинної переробки нафти їх ділять на три типи: окремо стоять ЕЛОУ з передачею знесоленої нафти в резервуар; ЕЛОУ, розташовані на одному майданчику з установками первинної переробки, при цьому обезсолена нафта перед евапораційною колоною нагрівається в теплообмінниках попереднього підігріву; вбудовані ЕЛОУ-установки, де обезсолена нафта надходить в евапораційну колону відразу після електродегідраторов.

До першої групи належать установки АВТ (АТ) старого типу невеликої продуктивності (1-2 млн т / рік). До другої групи належать найбільш поширені високопродуктивні комбіновані атмосферні і атмосферно-вакуумні установки ЕЛОУ-АТ, ЕЛОУ-АВТ.

НПЗ являє собою сукупність основних нафтотехнологічних процесів (установок, цехів, блоків), а також допоміжних й обслуговуючих служб, що забезпечують нормальне функціонування промислового підприємства. Цільове призначення НПЗ – виробництво у необхідному обсязі та асортименті високоякісних нафтопродуктів і сировини для нафтохімії.

У цей час на частку нафтохімії доводиться відносно невелика кількість – близько 8 % масових споживаної нафти. У різних країнах ця частка коливається в межах 2...10 %. Цілком імовірно, що до кінця ХХІ в. нафтохімія стане майже єдиним напрямком застосування нафти. Обсяги переробки нафти у світі за останні роки змінювалися майже пропорційно темпам її видобутку.

										Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата						

ПД 03.01.ПЗ

З урахуванням ключових проблем вітчизняної нафтопереробки на перспективу можна сформулювати наступні основні завдання:

– істотне поглиблення переробки нафти на основі впровадження маловідходних технологічних процесів виробництва високоякісних екологічно чистих моторних палив з важких нафтових залишків як найбільш ефективного засобу скорочення її витрати;

– подальше підвищення й оптимізація якості нафтопродуктів;

– подальше підвищення ефективності технологічних процесів і НПЗ за рахунок технічного переозброєння виробництв, удосконалювання технологічних схем, розробки й впровадження високоінтенсивних ресурсо– і енергозберігаючих технологій, активних і селективних каталізаторів;

– випереджальний розвиток виробництва сировинної бази й продукції нафтохімії;

– освоєння технології й збільшення обсягу переробки газових конденсатів, природних газів та інших альтернативних джерел вуглеводневої сировини й моторних палив. [5]

Характерними рисами сучасної нафтопереробної промисловості світу є: підвищення економічного рівня розвитку різних регіонів світу, обсяги поставок й якісні характеристики вихідної сировини – нафти, а також вимоги до захисту навколишнього середовища. За даними щорічного огляду “Oil&Gas Journal” загальна потужність нафтопереробних заводів світу на 01.01.2004 р. становила 4073,2 млн. т у рік., а на 01.01.2005 р. цей показник збільшився на 17,6 млн. т при одночасному зменшенні чисельності НПЗ на 42 одиниці. [1]

До нафти, яка потрапляє на транспортування й переробку пред'являються досить тверді вимоги по змісту емульгованої води, хлористих солей, механічних домішок й інших речовин, що обумовлюють та у значній мірі визначають якісні характеристики одержуваних нафтопродуктів, терміни служби дорогих каталізаторів, швидкість корозії устаткування й строки міжремонтних пробігів технологічних установок. V

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата					

ПД 03.01.ПЗ

зв'язку із цим підготовка нафти до переробки, здійснювана на електрознесолювальних установках НПЗ і на промислах, є найважливішою ланкою в ланцюжку процесів переробки нафти й одержання якісних нафтопродуктів. [2]

Промисловий процес зневоднювання й знесолення нафти заснований на застосуванні методів не тільки хімічної, але й електричної, теплової й механічної обробок нафтових емульсій, спрямованих на руйнування сольватної оболонки й зниження структурно–механічної міцності емульсій, створення більш сприятливих умов для коалесценції й укрупнення крапель і прискорення процесів осадження великих глобул води. [3]

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

1. Техніко–економічне обґрунтування

1.1 Сучасний стан процесу

Відділення води і солей, особливо з високов'язких і високосмолистих нафт, представляє надзвичайно важке завдання.

При тривалій витримці після витягання нафти зі свердловин змінюються дисперсний стан смолистоасфальтенових компонентів нафти, вязкостні і структурні реології властивості нафтових емульсій, а так само плівкотвірні і емульгуючі властивості нафт.

Вдосконалення методів промислової підготовки нафти дозволило в даний час збільшити долю нафт до 85 % (проти 30 – 35 % в 70–х роках), що містять:

- солей не більше 40 – 50 мг/л;
- води не більше 0,2 % (мас.);
- мех. домішок не більше 0,05 % (мас.).

Нафта, що поступає на перегонку, після блоку ЕЛОУ містить:

- солей не більше 3 – 5 мг/л;
- води не більше 0,1 % (мас.);
- мех. домішки – відсутні.

При зниженні вмісту солей в нафті з 40 – 50 мг/л до 3 – 5 мг/л міжремонтний пробіг установки прямої перегонки нафти збільшується з 100 до 500 діб і більш. Зменшується корозія апаратури, знижуються витрати каталізаторів в каталітичних процесах, покращується якість газотурбінних і котельних палив, коксу і бітумів [4].

1.2 Фізико–хімічні основи знесолювання і зневоднення нафти

Температура установки, що знесолює, залежить в основному від щільності, в'язкості сировини і вмісту в ній асфальтенів. Оптимальна температура зазвичай складає для легких нафт 95 – 120 °С, для середніх нафт – 110 – 125 °С і для важких нафт 120 – 150 °С (залежить від теплового

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

опору звичайного електроду, що вводиться на тривалий період. Принциповою перевагою використання вищої температури (в порівнянні із звичайною) є зниження в'язкості нафти. Це допомагає компенсувати відносно невелику різницю в щільності важкої нафти і води і збільшує швидкість відстоювання води. Підвищена температура установки, що знесолює, також збільшує вміст нафти і солі, розчинних у воді. Нарешті, підвищена температура установки збільшує електропровідність нафти і електричну потужність, що може викликати відключення трансформатора.

Принциповою перевагою використання температури нижче звичайної є зниження корозії в резервуарі установки, що знесолює, і збільшення терміну служби електричної системи. Знижена температура збільшує в'язкість нафти, вміст захопленої води і сольового розчину в знесоленій нафті (особливо це стосується важкої нафти), а також вміст солей в знесоленій нафті.

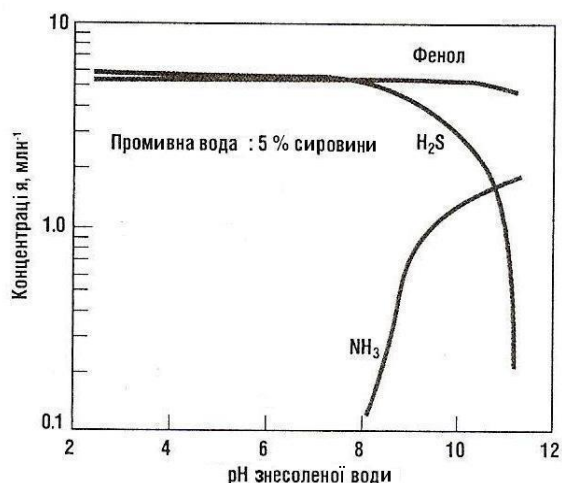


Рис.1.– Вплив рН на вміст в знесоленій нафті сірководня (H_2S), аміаку (NH_3) і фенолу

Оптимальний тиск – 140 – 175 кПа, вище за пружність паров суміші сировини при нормальній температурі. Недостатній тиск в установці, що знесолює, дозволяє легким фракціям суміші сировини кипіти в резервуарі, і таким чином, перешкоджати відстоюванню і хорошому знесолюванню. Оптимальна величина рН води для установки, що знесолює, складає 6 – 8. З присутністю нафтенової кислоти в сировині рН повинно складати 5 – 6, аби уникнути утворення нафтенового мила.

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата					

ПД 03.01.ПЗ

Як показано на мал. 1 і 2, рН води регулюють кількість кислотоутворюючих (сірководня в різних фенолах) і основних (аміаку) компонентів, які розподіляють в сировині і соляній фазі відповідно. Коли продукцію резервуару підкисляють, аби збільшити витягання, в подальшій продукції вірогідний вміст великої кількості залишків концентрованої мінеральної кислоти (хлороводородної і сарної кислот). Велику кількість залишків цих кислот в сировині знижують рН води в установці, що знесолює, і збільшують корозію в резервуарі; збільшують віднесення сірководня і фенолу, зменшують віднесення аміаку із знесолею сировиною, зменшують віднесення сірководня і фенолу, збільшують віднесення аміаку разом з потоком соляного розчину. Якщо необхідно підвищити рівень рН води в установці, що знесолює, можна додати в потік води, що поступає на установку, лужний розчин. При додаванні аміаку у висхідний потік води установки, що знесолює, контроль рН необов'язковий, проте при додаванні аміаку в низхідний знесолений сировинний потік контроль рН необхідний у верхній частині колони установки, що знесолює [5].

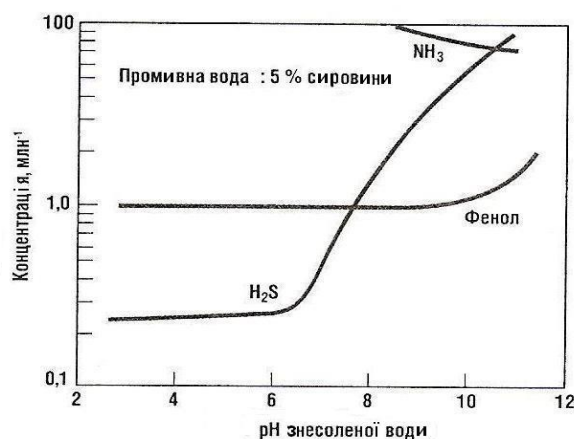


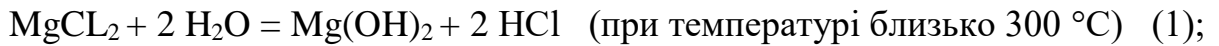
Рис.2.– Вплив рН на вміст сірководня (H₂S), аміаку (NH₃) і фенолу в соляному розчині

Сира нафта, що поступає на переробку, містить воду і розчинені в ній хлористі солі, 80 – 90% з яких складає хлорид натрію (NaCl), а останні хлориди– хлорид магнію (MgCl₂) і хлорид кальцію (CaCl₂). В процесі

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

обезводнення і знесолювання нафти на блоці ЕЛОУ, віддаляється, приблизно, до 90 % NaCl, до 50 % CaCl₂ і до 40 % MgCl₂.

У присутності води і при нагріванні хлоридів відбувається процес гідролізу з утворенням агресивного хлористого водню згідно реакціям:



Гідроліз хлориду натрію відбувається при значно вищій температурі (600 – 700 °C) і тому представляє меншу корозійну небезпеку для устаткування АВТ. Основним завданням по захисту колонного устаткування є перекид залишкових після блоку ЕЛОУ хлоридів кальцію і магнію в хлорид натрію, не здібний до гідролізу при температурах атмосферної перегонки нафти.

Придушення легких гідролізованих хлористих солей (CaCl₂) і (MgCl₂) виробляється лугуванням нафти, подачею невеликих кількостей 1 – 2 % водного розчину соди каустичної (NaOH) і соди кальцинованою (Na₂CO₃). Процес полягає в перетворенні не залишкових відмитих на блоці ЕЛОУ хлоридів кальцію і магнію в нездібний до гідролізу (в умовах атмосферної перегонки нафти) хлорид натрію згідно реакціям:



Подача лужного розчину виробляється для доведення рН-середы дренажної води до (5,5 – 6,0 ед. рН), із зниженням витрати нейтралізатора корозії.

Їдкий натр облягає гідроокси кальцію і магнію з утворенням натрієвої солі (NaCl). CaCl₂ і MgCl₂ не розчинні в нафті і відкладаються на поверхні теплообмінного устаткування, змійовиках пічей [6].

1.2.1 Нафтові емульсії

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата					

ПД 03.01.ПЗ

При видобутку нафти її майже завжди супроводжує пластова (бурова) вода. У бурових водах розчинені різні солі, найчастіше хлориди й бікарбонати натрію, кальцію, магнію, рідше карбонати й сульфати. Зміст солей у цих водах коливається в широких межах, від незначного до 30%.

Наявність у нафті, що надходить на переробку, води й солей шкідливо позначається на роботі нафтопереробного заводу. При великому зміні води підвищується тиск в апаратах установок перегонки нафти, знижується їхня продуктивність, витрачається зайве тепло на підігрів і випар води.

Ще більш негативною дією володіють хлориди. Вони відкладаються в трубах теплообмінників і печей, що приводить до необхідності частого очищення труб, знижує коефіцієнт теплопередачі. Хлориди, особливо кальцію й магнію, гідролізуються з утворенням соляної кислоти навіть при низьких температурах. Під дією соляної кислоти відбувається руйнування (корозія) металу апаратури технологічних установок. Особливо швидко роз'їдається під дією гідролізованих хлористих солей конденсаційно–холодильні апарати перегінних установок. Нарешті, солі, накопичуючись у залишкових нафтопродуктах – мазуті й гудроні, погіршують їхню якість. Отже, перед подачею нафти на переробку її необхідно відокремити від води і солей.

Воду та солі видаляють безпосередньо після витягу нафти із земних надр (на промислах) і на нафтопереробних заводах. Існує два типи технологічних процесів видалення води та солей – зневоднювання й знесолення. В основі обох процесів лежить руйнування нафтових емульсій. Однак при зневоднюванні руйнуються природні емульсії, ті, які утворилися в результаті інтенсивного перемішування нафти з буровою водою. Зневоднювання проводиться на промислах та є поряд з дегазацією першим етапом підготовки нафти до транспортування й переробки.

При знесоленні зневоднену нафту змішують із прісною водою, створюючи штучну емульсію, що потім руйнується. Знесолення нафти проводиться на промислах і нафтопереробних заводах.

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

Нафта й вода взаємно погано розчинні. Тому відділення основної маси води від нафти простим відстоюванням не представляє великих труднощів, якщо при видобутку не утворилася водно–нафтова емульсія. Але найчастіше така емульсія утворюється. Переробляти обводнену емульговану нафту не можна. Навіть якщо емульсія не утворилася, то незначна кількість води все–таки залишається в нафті в розчиненому або у зваженому стані. А разом з водою в нафту потрапляють і мінеральні солі, які викликають корозію нафтоперегінних апаратів.

Емульсією називається така система двох взаємнонерозчинних або не цілком розчинних рідин, у яких одна втримується в іншій у зваженому стані у вигляді величезної кількості мікроскопічних крапель (глобул), обчислювальних трильйонами на літр емульсії. Рідина, у якій розподілені глобули, називається дисперсним середовищем, а друга рідина, розподілена в дисперсному середовищі, – дисперсною фазою.

При русі нафти по шпарах вона досить інтенсивно перемішується із пластовою водою. У різних стадіях переробки, наприклад при залугованості, нафта і її погони також тісно стикаються з водою. У цих випадках часто й утворюються стійкі нафтові емульсії. Розшаровування нафтових емульсій у природних умовах іноді настає після закінчення досить тривалого часу. (Описані емульсії, що не руйнувалися роками). Однак найчастіше відбувається часткове розшаровування, після якого між шарами води й нафти залишається проміжний емульсійний шар.

Стойкі емульсії по зовнішньому вигляді являють собою густі мазеподібні маси від ясно–жовтого до темних кольорів. Емульсії, що утворилися після водно–лужного промивання нафтопродукту, іноді мають майже сметано подібний вид. В'язкість емульсій значно вище в'язкості води й нафти.

Нафтові емульсії найчастіше являють собою емульсії типу вода в нафті, у яких дисперсним середовищем є нафта, а дисперсної фаза–вода. Така

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

емульсія гідрофобна: у воді вона спливає, а в бензині або інших розчинниках рівномірно розподіляється.

Рідше зустрічаються емульсії типу нафта у воді, у яких дисперсним середовищем служить вода. Така емульсія гідрофільна: уведенні вона рівномірно розподіляється, а в бензині тоне.

Утворення емульсій пов'язане з поверхневими явищами. Поверхневий шар рідини на границі з повітрям або іншою рідиною, як відомо, характеризується певним поверхневим натягом, тобто силоміць, з якої рідина пручається збільшенню своєї поверхні. Поверхневий натяг нафти й нафтопродуктів коливається в межах 0,02–0,05 н/м (20–50 дн/див). Досвіди показують, що додавання деяких речовин до чистих нафтових погонів викликає зниження їхнього поверхневого натягу на границі з водою. Це явище носить загальний характер.

Іноді речовини при розчиненні навіть у дуже малих концентраціях істотно знижують поверхневий натяг розчинника. Речовини, здатні знижувати поверхневий натяг, називаються поверхнево-активними. Характерна риса цих речовин у тім, що в їхню сполуку входить, як правило, вуглеводневий радикал (гідрофобна частина молекули) і яка – небудь полярна група (гідрофільна частина молекули). Зниження поверхневого натягу двофазної рідкої системи на границі розподілу фаз у результаті впливу полярних речовин порозумівається тим, що додана речовина розподіляється нерівномірно в тім компоненту системи, що є стосовно нього розчинником. Концентрація його в поверхні розподілу фаз буде більше високою, ніж у повному обсязі розчинника. Іншими словами, додана полярна речовина буде адсорбуватися поверхневим шаром розчинника й тим самим знижувати його поверхневу енергію. У результаті на границі розподілу фаз утвориться адсорбований шар, який можна розглядати як плівку молекул поверхневоактивної речовини на поверхні розчинника.

Усяка емульсія, у тому числі й нафтова, може утворитися тільки тоді, коли механічний вплив на суміш двох взаємно нерозчинних рідин буде

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

викликати диспергування, тобто дроблення рідини на дуже дрібні частки. Ясно, що чим менше поверхневий натяг рідин, тим легше буде йти утворення крапель, тобто збільшення загальної поверхні рідини, тому що воно буде вимагати меншої витрати роботи. Однак після перемішування двох чистих, нерозчинних одна в одній рідин стійкість отриманої емульсії звичайно невелика. Більше важка рідина осяде на дно, крапельки дисперсної фази, зіштовхуючись один з одним, об'єднуються в більші. Ці процеси й приведуть до розшаровування емульсії на два шари. Тільки при дуже високому ступені дисперсності, коли діаметр краплі дисперсної фази вимірюється десятими частками мікрона (10^{-7} м) і межмолекулярні сили зрівнюють гравітаційні сили, руйнування емульсії стає скрутним.

По іншому виглядає справа, якщо суміш двох нерозчинних рідин перебуває в умовах, що сприяють диспергуванню, і в ній є присутнім яка-небудь поверхнево-активна речовина, що знижує поверхневий натяг за рахунок утворення адсорбційного шару. По-перше, це сприяє дробленню крапель, а по-друге (що має вирішальне значення), краплі будуть оточені не молекулами дисперсного середовища, а міцною плівкою адсорбуючого шару. У цьому випадку утворяться стійкі, емульсії, які важко розшаровуються, тому що краплі дисперсної фази, захищені своєрідним панциром – адсорбційною плівкою, не можуть зливатися один з одним. У деяких випадках товщина адсорбційної плівки така, що її можна розглянути в мікроскоп.

Речовини, що сприяють утворенню й стабілізації емульсій, називаються емульгаторами. Ними є такі полярні речовини нафти, як смоли, асфальтени, асфальтогені кислоти і їхні ангідриди, солі нафтових кислот, а також різні неорганічні домішки. Наприклад, по даним Левченко, до складу емульгаторів арланської і ромашкинської нафти, крім смол й асфальтенів входить до 50% неорганічних речовин. Дослідження останнього років показали, що в утворенні стійких емульсій беруть участь також різні тверді вуглеводні.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Мікрочистали парафінів, церезинів і змішаних парафін–нафтових вуглеводнів, адсорбуючись на поверхні емульсійних глобул, утворюють своєрідну броню.

Характер емульсії залежить від властивостей емульгатора. У сирій нафті звичайно утвориться гідрофобна емульсія типу вода в нафті, тому що емульгаторами в цьому випадку є смоли. Вони добре розчиняються в нафті й не розчиняються у воді. Смоли, адсорбуючись на поверхні розподілу нафта–вода, попадають у поверхневий шар з боку нафти й створюють міцну оболонку навколо часток води.

Алюмінієві, кальцієві, магнієві й залізни мила нафтових кислот також добре розчинні в нафті і її дистилатах, тому вони також сприяють утворенню гідрофобних емульсій. Навпаки, натрієві мила нафтових кислот (продукт реакції при лужному очищенні) добре розчинні у воді й гірше у вуглеводнях. Тому вони адсорбуються в поверхневому шарі з боку водної фази, обволікають плівкою крапельки нафти й у такий спосіб сприяють утворенню гідрофільної емульсії типу нафта у воді.

При наявності емульгаторів обох типів можливий обіг емульсій, тобто перехід їх з одного типу в інший. Цим явищем користуються іноді при руйнуванні емульсій. [7]

1.3 Апаратне оформлення процесу знесолювання і зневоднення нафти

Методи руйнування нафтових емульсій

Водонафтові емульсії є досить стійкими й у більшості випадків не розшаровуються під дією однієї тільки сили ваги. Тому необхідно створювати умови, при яких можливе укрупнення, злиття глобул води при їхньому зіткненні й виділення з нафтового середовища. Чим кращі умови для пересування крапель, тим легше руйнуються емульсії.

Емульсії піддають різним впливам, спрямованим на укрупнення крапель води, збільшення різниці щільностей (рушійна сила розшарування), зниження в'язкості нафти.

Основними методами впливу є:

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата					

ПД 03.01.ПЗ

- підігрів емульсії (термообробка);
- введення в неї деемульгатора (хімічна обробка);
- застосування електричного поля (електрообробка).

Звичайно застосовують сполучення ряду методів впливу на емульсію. Таке комбінування забезпечує найбільш швидке й ефективне розшарування емульсії. На практиці застосовується в основному сполучення термохімічного й електричного способів руйнування емульсій. Було встановлено, що навіть при помірному підвищенні температури до 30—60 °С досить істотно знижується в'язкість нафти, значно збільшується різниця щільності води й нафти й, що дуже важливо, зменшується міцність захисної плівки, що оточує крапельки води, у результаті підвищення її розчинності в нафті й ослаблення фізичних межмолекулярних взаємодій. Вибір температури визначається в першу чергу властивостями самої нафти: для легких малов'язких нафт щоб уникнути скипання нафти застосовують більше низькі температури, а для важких – більше високі в сполученні з підвищеним тиском.

Для таких нафт, як прикамська, мангишлакська, туркменська, оптимальною температурою знесолення варто вважати 100—120 °С. Підігрів до більше високих температур (120—140 °С) можна рекомендувати лише для деяких важких і грузлих нафт, що утворюють стійкі емульсії (наприклад, арланскої).

Тиск в електродегидраторах обумовлюється тиском пар нафти, гідравлічним опором ділянок технологічної схеми й ін. Нафта при підвищених температурах процесу повинна перебувати в рідкому стані, випар легких фракцій неприпустимо. Залежно від властивостей нафти тиск підтримується в інтервалі 0,6–1,8 Мпа.

Поряд з підвищенням температури використовують і введення деемульгатора, що, адсорбуючись на границі розподілу, диспергує та пептизує накоплені навколо крапельок природні емульгатори й тим самим різко знижує структурно-механічну міцність шарів, що бронюють. Дія

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

емульгатора, що вводять, може бути засновано й на адсорбційному витисненні (заміщенні) емульгаторів із сольватного шару, хімічній взаємодії з компонентами шару, утворенні емульсії протилежного типу (інверсія фаз).

При спільному впливі температури й деемульгаторів відбувається інтенсивне злиття крапельок води в більші краплі, здатні під дією сили ваги досить швидко випадати в осад і відокремлюватися від нафти.

Деемульгатори – це спеціально синтезовані хімічні сполуки, до яких пред'являються наступні вимоги:

- здатність не змінювати властивості нафти й не реагувати з молекулами води;
- висока деемульгуюча здатність при малих витратах;
- простота витягу зі стічної води, відділеної від нафти;
- нетоксичність, інертність стосовно встаткування, невисока вартість і доступність.

Найбільш широко в промисловості використовуються поверхнево–активні речовини (ПАР) – колоїди (аніонактивні, катіонактивні й неіоногенні, тобто не утворюючі іонів у воді). Велике поширення одержали неіоногенні деемульгатори, з яких можна виділити водорозчинні, нафторозчинні й водонафторозчинні.

До водорозчинних відносяться оксіетильованні рідкі органічні кислоти (ОРК), алкілфеноли (ОП–10 й ОП–30), органічні спирти (неонол, оксанол). Ці речовини на 75–85 % розчинні у воді. До водонафторозчинних відносяться блоксополімери етилен– і пропіленоксиди (диссольван, проксаноли, сепарол). Вони на 30–60 % переходять у дренажну воду.

Нафторозчинні ПАР утворюють у нафті істинні або колоїдні розчини. Вони на 10—15 % переходять у воду. До таким деемульгаторам відносять дипроксамин 157, оксафори 1107 й 43, прохинор 2258, прогалит. Всі ці деемульгатори мають високу молекулярну масу (1,5—3,0 тис.), високу щільність (близько 1000 кг/м³) і високу в'язкість (300–1150 мм²/с).

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Термохімічний метод руйнування емульсії застосовується в сполученні з електрохімічним, тобто створенням сильного електричного поля. Частота змінного струму дорівнює 50 з^{-1} . З такою же частотою міняється картина деформації краплі в електричному полі, що підвищує ймовірність їхнього зіткнення й, отже, їхньої коалесценції. За допомогою кінозйомки було встановлено, що під час відсутності електричного поля крапельки води розподіляються в нафті хаотично. З подачею напруги до електродів вид емульсії змінюється. Крапельки води витягаються уздовж силових ліній поля, утворюючи ланцюжки, суміжні краплі зливаються в більші, а до них притягаються розташовані поруч дрібні краплі. Швидкість злиття капель залежить від напруженості електричного поля: з підвищенням напруженості від 1 до 5 кв/див швидкість коалесценції капель зростає в десятки разів. При цьому в неоднорідному змінному електричному полі вона значно вище, ніж в однорідному.

Наряду зі зневоднюванням необхідно глибоке знесолення нафти. Для цієї мети використовують промивання нафти свіжою прісною водою, що не тільки вимиває солі, але й впливає на емульсію, турбулізує потік. При цьому подається до 1 % прісної води й 4–5 % рециркулюючої, уже використаної води. Число щаблів (1, 2 або 3) знесолення нафти визначається властивостями вихідної емульсії й змістом у ній солей. Сполучення зазначених методів дозволяє досягати глибокого зневоднювання й знесолення нафти. [4]

Термохімічні методи

Це найбільш поширений в Росії метод, вперше застосований ще в 1914г. Існує декілька різновидів термохімічного методу. Найбільш поширені установки, що працюють під атмосферним тиском (рис. 3).

Зневоднення і знесолювання водонафтових емульсій на цих установках здійснюється в дві стадії. На першій стадії реалізується обезводнення продукції, на другій знесолювання. Вихідна водонафтова емульсія поступає на установку потоком I і накопичується в сировинному резервуарі 1

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

Зрозуміло, емульсія вже повністю разгазована. У сировинному резервуарі може відбуватися часткове відділення води. В цьому випадку вона скидається в потік стічної води – IV. В міру необхідності вихідна емульсія забирається насосом 2 і після змішення з деемульгатором (потік III) нагрівається до 50 – 600С в будь-якому підігрівачому пристрої (в даному випадку це теплообмінник 3 найчастіше з плаваючою голівкою або лінзовим компенсатором, рідше за типа труба в трубі).

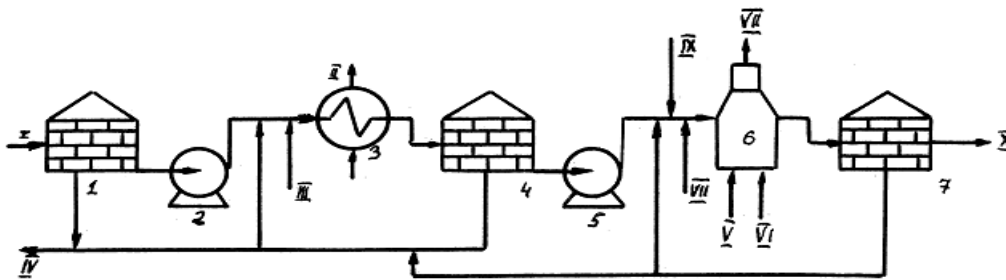


Рис. 3.– Технологічна схема установки обезводнення і знесолювання нафти при атмосферному тиску

Підігріта емульсія подається на відстій в резервуар 4 під водяну подушку. Дослідною дорогою встановлено, що висота водяної подушки має бути порядка 50 – 70 % від загальної висоти рідини в резервуарі, але не менше 2 м. Час відстою вагається від декількох годинників до декількох діб. Причому, відстійні резервуари можуть працювати як в періодичному, так і напівбезперервному і навіть безперервному режимі. Вода, що відстоялася, скидається в лінію стічної води, а частково може подаватися на вхід теплообмінника 3 як рециркулянта. Промивання вихідній емульсії стічною водою покликана прискорити процес відстою. Описана перша стадія застосовується в тому випадку, якщо вміст води у вихідній емульсії перевищує 2 – 5 % мас. Інакше, перша стадія з схеми установки виключається. Для здійснення другої стадії емульсія за допомогою насоса 5 після змішення з додатковою кількістю деемульгатора (потік VIII), який подається при необхідності і прісною водою (потік IX), – зазвичай 2 – 5 % на нафту – прокачується через підігрівач (в даному випадку пекти: V– паливо, VI – повітря, VII – лимові гази) і з температурою 50 – 650 °С прямує на

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

відстій в резервуар 7. Відмита від солей нафта потоком X виводиться з установки, а вода, що відстоялася, скидається в лінію стічної води, частково повертаючись на циркуляцію для економії витрати прісної води.

Подібні установки дозволяють міняти деемульгатори без зміни схеми і апаратного оформлення. Крім того, вони не лише гранично прості, але і мало чутливі до коливань у вмісті води у вихідній емульсії.

Проте, в той же час, вони характеризуються підвищеними витратами деемульгатора і тепла, а так само втратами легких фракцій, за рахунок їх випару з нагрітих емульсій через клапани резервуарів.

Відмінність подібних установок від попередніх (мал.4) невелика. У – перших, на стадії обезводнення вихідна емульсія підігрівається в дві стадії – до 40 – 650 °С в теплообміннику 3-а нафтою, прошедшей стадію обезводнення, і до 70 – 1500 °С в паровому підігрівачі 3-б. У – других, обезводнення здійснюється в перебігу 1 – 3 годин в герметичному відстійнику 4-а під тиском до 10 атм. У третіх, на стадії знесолювання нагрів також здійснюється в дві стадії – в теплообміннику 3-в і печі 6, причому, як теплоносій використовують знесолену нафту. По-четверте, знесолювання здійснюють в дві стадії – під тиском у відстійнику 4-би і без тиску в резервуарі 7, заздалегідь охолодивши нафту у водяному холодильнику 8.

Подібні установки дозволяють різко понизити час відстою і витрату деемульгатора і істотно зменшити втрати легких фракцій за рахунок випару в товарному резервуарі в порівнянні з попередніми схемами. Проте, витрата

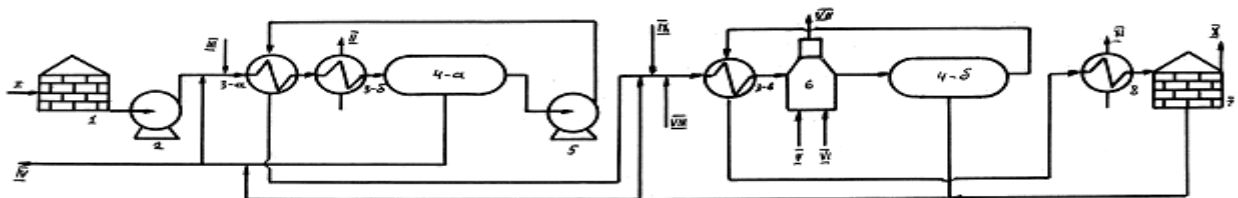


Рис.4.–Технологічна схема установки обезводнення і знесолювання нафти при підвищеному тиску

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

тепла в них набагато вища. У повністю розгорнутому вигляді (як на рис.5) подібні установки досить рідкі. Як правило, вмонтовують лише рівень обезводнення, а знесолювання здійснюють іншими, сучаснішими способами.

Термохімічні установки з промиванням вихідній емульсії

Навіть при вирішальному впливі деемульгатора і температури експериментально встановлено, що до тих пір, поки в емульсії типа В/Н нафта зберігатиметься як дисперсійне середовище, зберігається можливість все нового утворення подібної емульсії. І лише при заміні дисперсійного середовища на водяну, ненормальній для даного типа емульсії, що є, подібну можливість можна світи до нуля, що і було реалізовано в дослідній установці (що не набула поширення) ГРОЗНІІ і Гипровостокнефті (рис.5).

Водонафтова емульсія потоком I через резервного сепаратора 1 при 200 °С під тиском 1 – 1,5атм після змішення з деемульгатором (потік II), насосом 2 подається в нижню частину колони комплексної підготовки 3, у верхню частину якої потоком III поступає гаряча (65 – 700 °С) прісна вода. Гази з сепаратора і колони потоком IV виводяться з установки. Введення емульсії обов'язково повинне здійснюватися у вигляді крапель або в крайньому випадку плівки, бо при надмірному розпилюванні утворюється емульсія типа Н/В, а при надмірному перемішуванні нові порції емульсії типа В/Н.

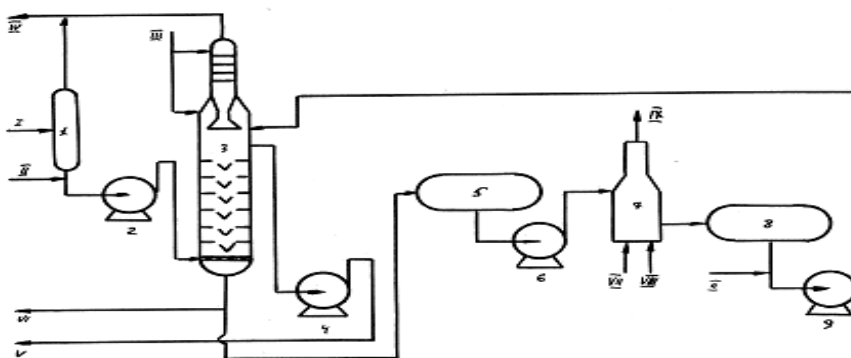


Рис. 5.— Технологічна схема установки з промиванням вихідній емульсії

Емульсія, піднімаючись у такому вигляді через шар води в колоні, зневоднюється, знесолюється і насосом 4 потоком V виводиться з установки.

Стічна вода, що утворилася в колоні, частково виводиться з установки					Арк
ПД 03.01.ПЗ					
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	

потоком VI, а частково повертається в процес насосом 9 після підігрівання димовими газами (потік IX) в печі 7 і добавки свіжій порції деемульгатора, що дозволяє істотно економити прісну воду. Досвід експлуатації подібної установки показав, що вуглеводневі гази, що відходять, і товарна нафта відносять з собою крапельки води, що зажадало спорудження додаткових відстійників для їх відділення. Крім того, наявність проміжних ємкостей 5 і 8, а також насоса 6 економічно не виправдано, не говорячи вже про те, що розпилювання води в печі 7 і її прямому контакті з димовими газами, що окрім віднесення викликає підвищення і без того чималої корозійної активності стічної води.

Частково ці проблеми удалося вирішити змінивши режим роботи колони так, щоб рівень розділу фаз нафта – вода перенісся з верхньої частини колони в нижню. Для чого стали не пробулькивать емульсію через шар води, а пропускати воду через колону, заповнену емульсією. Проте, установка так і залишилася дослідною.

Існує і інший різновид подібних установок, так звана установка з роторно – дисковим контактором, створена і випробувана на НК НПЗ (рис. б).

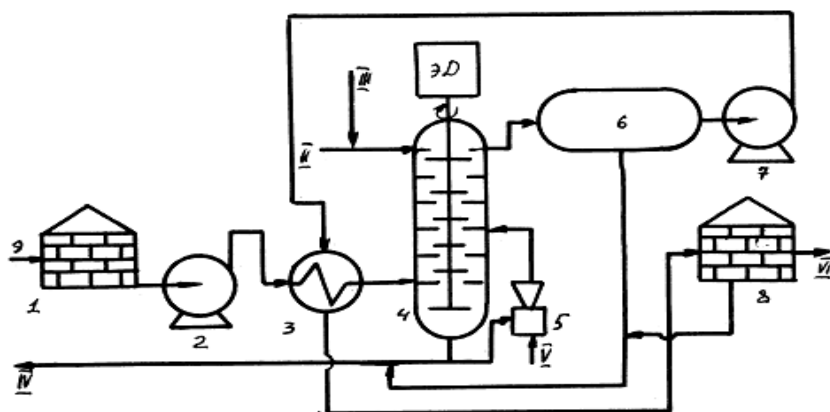


Рис.б.– Технологічна схема установки з роторно – дисковим контактором

Вихідна емульсія забирається насосом 2 з резервуару 1 і після підігрівання в теплообміннику 3 подається на першу тарілку роторно – дискового контактора 4, у верхню частину якого потоком II поступає свіжа підігріта прісна вода з добавкою деемульгатора, потік III. Диски контактора

						Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

ПД 03.01.ПЗ

виконані з гідрофільного матеріалу. Промивання емульсії гарячою водою наводить до її обезводнення і знесолювання. Стічна вода, що утворилася, потоком IV виводиться з установки, частково повертаючись в апарат як гарячий струмінь за допомогою парового ежектора 5. Зневоднена і знесолена нафта накопичується в ємкості 6 і за допомогою насоса 7 проганяється через теплообмінник 3, де віддає своє тепло емульсії, що поступає на установку. Після чого, нафта накопичується в резервуарі 8 і потоком VI виводиться з установки. Остаточний відстій води здійснюється у відстійнику 6 і резервуарі 8.

Електричні методи

Використання електричного поля для зневоднення – знесолювання нафт почалося ще в 1909г. і в даний час отримало щонайширше вживання.

Якщо водонефтяну емульсію типа В/Н помістити в електричне поле, то в результаті індукції водяні глобули дисперсної фази поляризуються і витягуються в ланцюжки уздовж силових ліній поля. Відстань між краплями різко скорочується, електричні сили тяжіння настільки збільшуються, що при зіткненнях крапель «бронюючі» оболонки здавлюються і руйнуються внаслідок чого відбувається злиття глобул води. Якщо електричне поле змінне, то його ефективність ще вища, оскільки водяні глобули багато разів міняють напрям свого руху; деформація, що виникає при цьому, сприяє руйнуванню «бронюючих» оболонок. Головним елементом технологічної схеми електрозневоднюючої установки (ЕЛОУ), що електрознесолує, є електродегидратор, в якому водонефтяна емульсія руйнується в електричному полі напруженістю 1 – 3 кв/см створюваному між двома сітчастими горизонтальними електродами, які підвішені на ізоляторах на середині висоти апарату. Емульсія вводиться в меж– або под– електродну зону, або одночасно в обоє (в цьому випадку використовується третій електрод).

На ЕЛОУ експлуатуються електродегидратори 3 типів: вертикальні (об'єм $\sim 300 \text{ м}^3$) – на окремих малотоннажних установках потужністю 0,6 –

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

1,2 млн.т/год по знесоленій нафті; кульові (~ 600 м³) – на установках потужністю 2 – 3 млн.т/год; горизонтальні – потужністю 6 – 9 млн./рік і більш.

Як правило, ЕЛОУ вмонтовують з 2, а інколи і 3 (і більш) рівнів. Типова технологічна схема ЕЛОУ приведена на рис. 7.

На першому рівні водонефтяна емульсія типа В/Н (емульсія Н/В здатна викликати коротке замикання) потоком I після змішення з деемульгатором – потік II насосом 1 проганяється через паровий теплообмінник 2 і поступає в змішувач 3 де перемішується з циркулюючою сумішшю стічних вод першого і другого рівня. Після завершення промивання рідина поступає в електродегидратор першого рівня 4 під водяну подушку, в якій реалізується термохімічне обезводнення і знесолювання. Потім, сировина піднімається в простір між водяною подушкою і нижнім електродом, де піддається дії слабкого електричного поля. Нарешті, суміш потрапляє в простір між

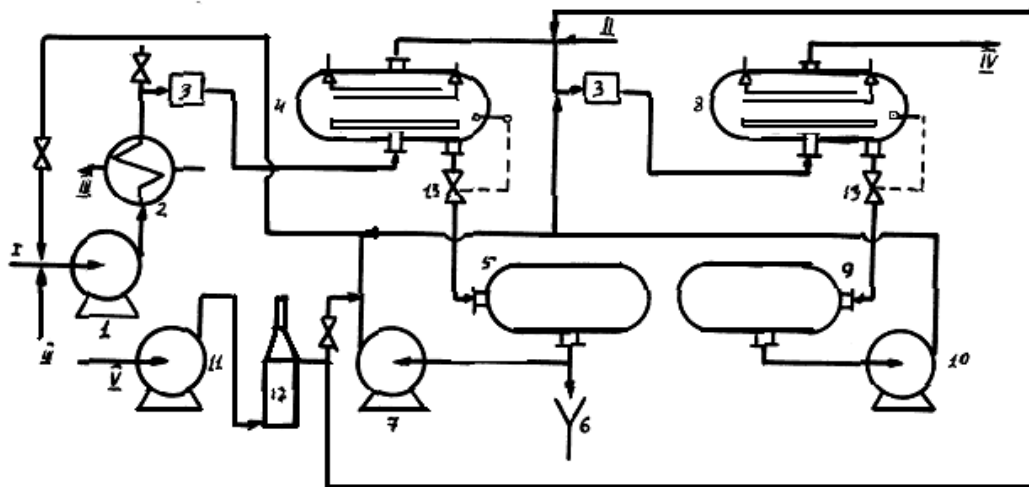


Рис. 7.– Технологічна схема установки ЕЛОУ

электродами, де піддається максимальній дії. Оброблена нафта після змішення з циркулюючою водою другого рівня, прісною водою і деемульгатором прямує на другий рівень обезводнення і знесолювання в електродегидратор 8 і після завершення остаточної підготовки потоком IV – споживачеві. Стічні води 1 і 2 рівні через клапана 13 скидаються у відповідні ємності 5 і 9. Стічна вода першого рівня частково насосом 7 прямує на

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

циркуляцію для промивання вихідної емульсії, а частково скидається в каналізацію 6. Стічна вода 2 рівні цілком прямує на циркуляцію як для промивання емульсії першого рівня, так і другому рівню. Прісна вода (потік V) за допомогою насоса 11 після підігрівання до 60 – 70°C в печах типа БН–5,4 подається, в основному, на промивання емульсії перед другим рівнем і інколи і на перший рівень.

Вживані деемульгатори, в основному, неіоногенні подають в емульсію у вигляді 1–2 % розчинів на кожен рівень, інколи, без розбавлення (нафторозчинні) лише перед першим рівнем. Інколи, разом з деемульгатором використовують луг, для доведення рН стічної води хоч би до 7. Економія прісної води досягається не лише за рахунок циркуляції стічних вод, але і за рахунок оптимального змішення води і емульсії в пристрої змішувача, регульованого перепадом тиску (від 0,05 до 0,2 МПа) на цьому пристрої.

В даний час для обезводнення і знесолювання важких і особливо високопарафіністих нафт широке вживання (за кордоном) знаходять так звані електростатичні дегидратори. Особливого поширення ці апарати набувають там, де відсутня прісна вода.

Єство роботи подібних апаратів дуже просте і зводиться до створення тим або іншим способом статичного заряду під високою напругою на електродах – діелектриках, поміщених в емульсію, або бульбашках газу, що піднімаються в цій емульсії. Статичні заряди діелектриків або бульбашок газу взаємодіють з полярними краплями води, внаслідок чого, останні коалесціювали між собою і випадають в дренаж.

Фільтрація водонефтяних емульсій через тверді поверхні

Цей метод ґрунтується на так званому явищі селективного змочування, при якому поверхня твердого тіла змочується лише одним компонентом вихідної емульсії (водою або нафтою) внаслідок чого цей компонент виводиться із складу емульсії, тобто емульсія руйнується. Подібні процеси можуть відбуватися якщо взаємодія молекул однієї з рідин, утворюючих емульсію, з молекулами твердої речовини сильніше, ніж між собою. В

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

результаті, ця рідина розтікається по поверхні твердого тіла, змочуючи її. Розтікання відбувається до тих пір, поки рідина не накриє всю поверхню твердого тіла шаром певної товщини (повне змочування). Надалі, під дією в основному сили тяжіння утримана рідина мігрує по поверхні твердого тіла до його нижніх шарів. В результаті, в цих місцях товщина рідинної плівки безперервно збільшується, її утримання за рахунок сил адгезії і адсорбції стає неможливим і відбувається її відрив у вигляді крупних глобул, що легко відділяються при подальшому відстої. Зрозуміло, при цьому, у верхніх шарах твердого тіла звільняється місце на поверхні для нового розтікання.

Речовина, що фільтрує, повинна відповідати наступним основним вимогам (воно повинне володіти):

1. Хорошою селективною (вибірковою) змочуваністю;
2. Хорошою проникністю (малий гідравлічний опір), високорозвиненою поверхнею, механічною міцністю;
3. Бажано мати протилежний в порівнянні з глобулами дисперсної фази електричний заряд.

Для емульсій типу В/Н як фільтр використовують гравій, бите скло, деревні і металеві стружки, скловату. Для емульсій типу Н/В як фільтр використовують поліетиленові кульки.

Для здійснення фільтрації використовують насипні і набивні фільтри. Насипні фільтри складаються з шарів дрібнозернистих матеріалів. Ці фільтри по ефективності вважаються одними з кращих, проте володіють великим гідравлічним опором. Набивні фільтри складаються з декількох шарів волокнистих матеріалів.

Деемульсація фільтрацією не набула широкого поширення унаслідок громіздкості устаткування, малої продуктивності і необхідності часто замінювати фільтри. Але головна причина полягає в тому, що цим методом можна зруйнувати лише нестійкі або, в крайньому випадку, середній стійкості водо – нафтові емульсії [3].

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Різноманітність методів знесолювання нафт укрій ускладнює і утрудняє виявлення найбільш раціональних з них. Раціональність методів знесолювання визначається наступними основними показниками якості їх:

- 1) ефективність;
- 2) можливість повного відділення води і сухих солей;
- 3) відсутність необхідності вживання підігрівання;
- 4) максимальна простота методу і устаткування;
- 5) економічність процесу.

На ЕЛОУ поєднується чотири чинники дії на емульсію: підігрів, подача деемульгатора, електричне поле і відстій в гравітаційному полі [5].

1.3.2 Апаратурне оформлення

Електродегидратори

Головним апаратом установки є електродегидратор (ЕДГ) – ємкість, забезпечена електродами, до яких підводиться змінний струм високої напруги. ЕДГ призначені для очищення вуглеводневої сировини від солей, хлоридів, аміаку, амінів, кисню– і сірковмісних з'єднань, води і водних емульсій. У експлуатації на промислових і заводських установках ЕЛОУ знаходяться електродегидратори різних конструкцій: вертикальні, кульові і горизонтальні.

Вертикальні ЕДГ

Вертикальний електродегидратор (рис.8) є циліндровою судиною діаметром 3м, заввишки 5 м і об'ємом 30 м³. Усередині знаходяться електроди – металеві пластини, підвішені на фарфорових ізоляторах. Струм подається до електродам від двох трансформаторів, що підвищують, потужністю по 5 кВА кожен. Напруга між електродами від 15 до 33 кВ.

Сировина вводиться в електродегидратор через вертикальну, вмонтовану по осі апарату трубу, яка на половині висоти дегидратора закінчується розподільною голівкою. Голівка влаштована так, що через її вузьку кільцеву щілину емульсія нафти і води вводиться у вигляді тонкого

										Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ					

віялоподібного горизонтального струменя. Оброблена нафта виводиться в центрі верхнього днища електродегидрататора, а вода, що відстоялася, – через нижнє днище.

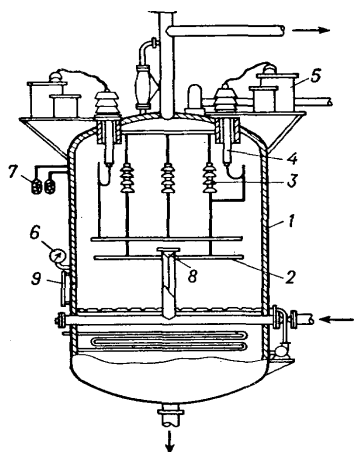


Рис. 8.– Вертикальний ЕДГ

- 1–корпус;
- 2–електроди;
- 3,4–ізолятори;
- 5–трансформатор;
- 6–манометр;
- 7–сигнальні лампи;
- 8–розподільна голівка;
- 9–вимірювальне скло.

Недоліком вертикальних електродегидрататоров, що привів до їх витіснення сучаснішими конструкціями, є низька продуктивність, недостатньо висока температура знесолювання. Із-за низької продуктивності на установках ЕЛОУ доводилося сполучати паралельно 6 – 12 апаратів.

Кульові ЕДГ

На потужних установках, побудованих в 1955 – 1970 рр., застосовуються кульові ЕДГ ємкістю 600м³ і діаметром 10,5м. Продуктивність такого дегидрататора рівна 300 – 500м³/ч. Принцип його дії той же, що і вертикального апарату, але замість одного стояка з распределительной голівкою для введення сировини і однієї пари електродов в кульовому електродегидрататоре їх по три.

Кульові дегидрататоры мають в 10 – 15 разів велику продуктивність, чим вертикальні, але вони громіздкі і трудомісткі у виготовленні. Крім того, вони не можуть експлуатуватися при високому тиску. Підвищення розрахункового тиску електродегидрататора привело б до великої перевитрати металу на апарат.

Горизонтальні ЕДГ

					ПД 03.01.ПЗ		Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата			

За останні роки набули поширення горизонтальні електродегидратори. Конструкція такого апарату, розрахованого на тиск до 18 ат і температуру процесу 140 – 160 °С.

Горизонтальні ЕДГ мають діаметр 3 – 3,4 м і об'єм 80 і 160 м³.

Підвищення розрахункового тиску і температури грає велику роль, оскільки дозволяє проводити глибоке обезвоживання і знесолювання нафти, що важко знесолюються.

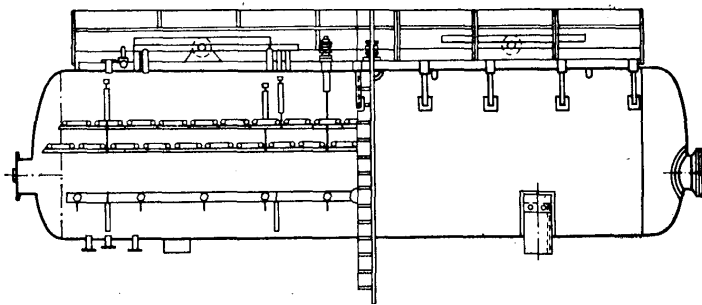


Рис. 10.– Горизонтальний ЕДГ

Порівняння ефективності електродегидраторів різної конструкції показує безперечні переваги горизонтальних апаратів. Їх питома продуктивність в 2,6 рази більше, ніж кульових, а питома витрата металу – на 25 % менше [8].

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

2. Технологічна частина

Характеристика вихідної сировини, матеріалів, реагентів, каталізаторів, напівфабрикатів, виготовленої продукції, характерної для даного виробництва, наведена в таблиці 2.1.

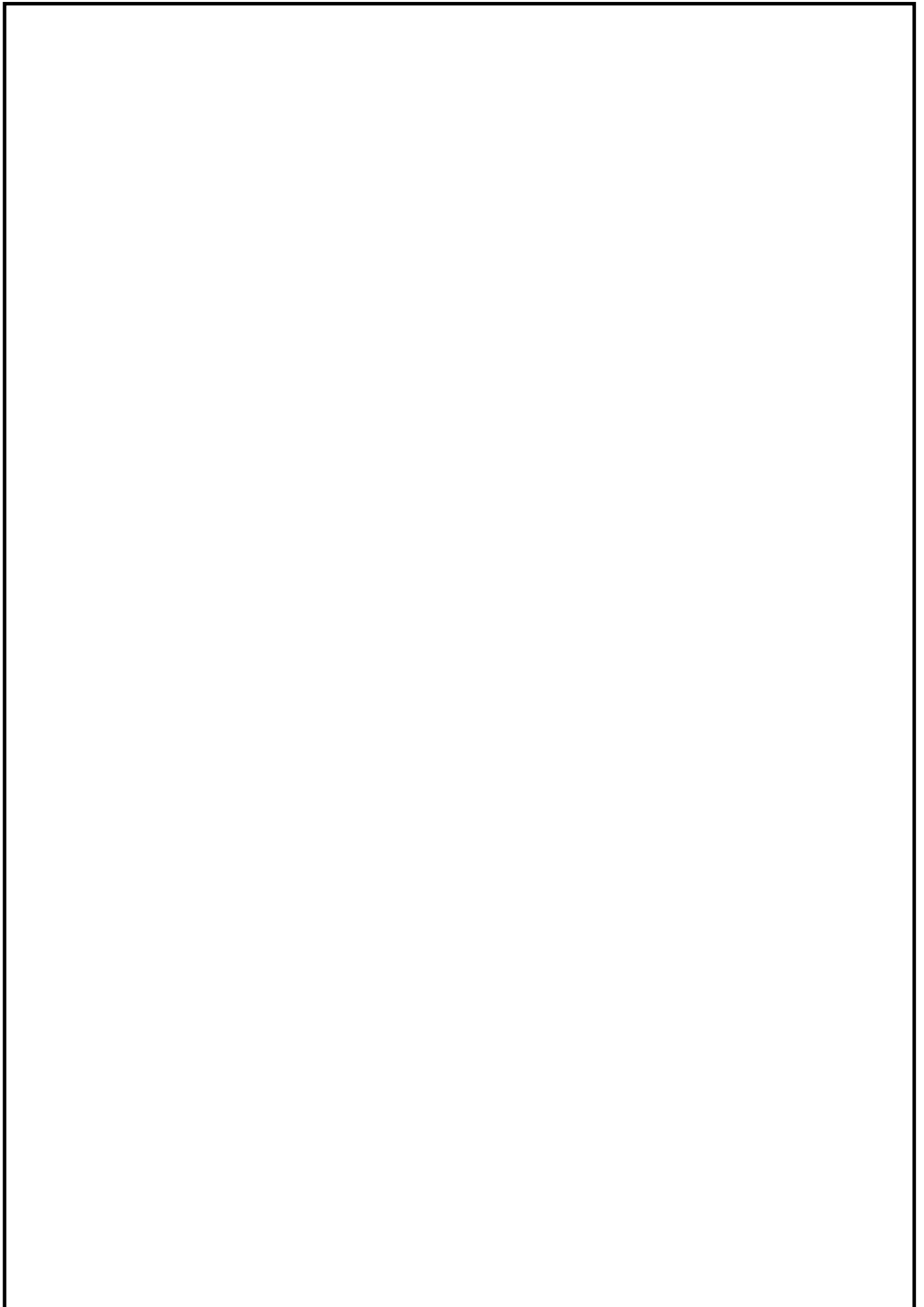
Таблиця 2.1 – Характеристика вихідної сировини, матеріалів, реагентів, каталізаторів, напівфабрикатів, виготовленої продукції.

Найменування сировини, матеріалів, реагентів, каталізаторів, напівфабрикатів, виготовленої продукції	Номер Державного або галузевого стандарту, технічних умов	Показники якості, обов'язкові для перевірки	Норма	Область застосування виготовленої продукції
1	2	3	4	5
2.1.1 Вихідна сировина				
2.1.1.1 Нафта сира	ДЕРЖСТАН-ДАРТ 9965	1 Масова частка води для нафт, %, не більше: –1 група –2 група 2 Концентрація хлористих солей мг/дм ³ , не більше: – 1 група – 2 група 3 Масова частка мехдомішок для нафт 1 і 2 групи, % 4 Щільність при 20 °С кг/м ³	0,5 1,0 100 300 не більше 0,05 не нормується	Сировина блоку ЕЛОУ установки
2.1.1.2 Збезднена нафта з очисних споруджень цеху №25		1. Масова частка води, %, не більше 2. Щільність при 20°С, кг/м ³ 3. Масова частка механічних домішок %, не більше	5,0 не нормується 0,1	Для переробки до 5 об'ємних часток разом із сировою нафтою після підготовки (відстою від води, механічних домішок).

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
2.1.1.3 Фракції з межами википан 215–310 (350) °С, 310 (350)–420 °С, 420 °С і вище.		1. Щільність, кг/м ³ 2. Температура спалаху, обумовлена у відкритому тиглі, при 20°С, не менш	не нормується 90	Компонент при готуванні мазуту (розріджувач).
2.1.2 Реагенти				
2.1.2.1 Деемульгатори (нафтостворюючі) “Кемеликс”, “Геркулес” “Дисольван” і інші	Приймаються по паспорті постачальника			Для зниження сил поверхневого натягу нафтоводних емульсій
2.1.2.2 Розчин содо-лужний		1. Щільність при 20°С, кг/м ³ 2. Масова частка соди й лугу, %	не нормується 1, 0–2,0	Для нейтралізації кислих корозійних агентів у нафті перед колоною К-1 і перетворення залишкових солей (CaCl ₂ , MgCl ₂) у знесолений нафті у важко гідролізуючий хлорид натрію (NaCl).
2.1.2.3 Нейтралізатор корозії “Геркулес” і інші	Приймаються по паспорті постачальника			Для нейтралізації кислих корозійних агентів (HCl), (H ₂ S) верхніх погонів колон К-1, К-2 Подається разом з лужними розчинами для доведення рН середовища до 5.5–6.5 од.
2.1.2.4 Інгібітор корозії “Геркулес” і інші	Приймаються по паспорті постачальника			Для утворення стійкої захисної органічної плівки на внутрішній поверхні шлемових трубопроводів колон К-1, 2, 8 у середовищі із рН 5.5–6.5 од.
				рН 5.5–6.5 од. Арк
ПД 03.01.ПЗ				
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата



					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
2.1.2.5 Аміак водний технічний	ДЕРЖСТАН-ДАРТ 9	1. Масова частка аміаку, % 2. Щільність при 20°C, кг/м ³	не нормується не нормується	Для готування аміачної води
2.1.2.6 Аміачна вода		1. Масова частка аміаку, % 2. Щільність при 20°C, кг/м ³	0,05 – 1,0 не нормується	Для нейтралізації кислих корозійних агентів (HCl) верхніх погонів колони ДО-2. (Подається при відсутності нейтралізатора корозії).
2.1.2.7 Розчин їдкого натру		1. Масова частка їдкого натру, % 2. Щільність при 20°C, кг/м ³	5 – 15 не нормується	Для залуговування виведеної бензинової фракції ПК-70 (85) °C.

2.1.3 Матеріали

2.1.3.1 Масло індустріальне И-20А	ДЕРЖСТАН ДАРТ 20799-88	1 В'язкість кінематична при 40°C, мм ² /с, 2 Кислотне число, мг КІН на 1 р. масла, не більше 3 Масова частка мехмішок, % мас., 4 Температура спалаху, обумовлена у відкритому тиглі, °C, не нижче 5 Масова частка води не більше	29-35 0,03 відсутність 200 сліди	Застосовується для змащення підшипників кочення насосів, електродвигунів, редукторів.
2.1.3.2 Технічний азот		1 Зміст кисню на вході на установку, % про., не більше	0,4	

2.1.4 Продукція, що виготовляється

2.1.4.1 Нафта знесолена		1 Масова частка води, %, не більше 2 Концентрація хлористих солей, мг/дм ³ не більше 3 Щільність при 20°C, кг/м ³	0,1 5,0 не нормується	
-------------------------	--	---	-------------------------------------	--

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
2.1.4.2 Фракція бензиноваПК–70 °С, прямої перегонки		1. Щільність при 20°С, кг/м ³ , 2.Зміст сірководню 3. Температура кінця кипіння, °С, не більше 4.Вуглеводородна –сполука, % мас. –сума вуглеводнів С ₁ – С ₃ , –сума бутанів –сума 3–5 + 3–6 –сума 3–7 і вище 5.Колір	Не більше 665 Відсутність 75 не нормується не більше 2,0 не нормується не більше 2,0 безбарвна прозора рідина	Сировина установки ізомеризації або компонент автомобільного бензину Сировина установки риформінгу або компонент автомобільного бензину
2.1.4.3 Фракція бензинова70–85 °С, прямої перегонки		1. Щільність при 20°С, кг/м ³ , 2. Зміст сірководню 3. Температура початку кипіння, °С, не менш 4 Колір	не нормується не нормується 75 безбарвна прозора рідина	Сировина установки риформінгу або компонент автомобільного бензину
2.1.4.4Бензин прямої перегонки		1. Щільність при 201 Щільність при 20°С, кг/м ³ 2. Колір 3. Зміст води 4. Фракційна сполука: – температура початку перегонки, °С, не нижче – 10 % переганяється при температурі, °С, не вище – 50 % переганяється при температурі°С, не вище – 90 % переганяється при температурі, °С, не вище – температура кінця кипіння, °С, не вище, кг/м ³	не нормується безбарвна прозора рідина відсутність 30 75 120 190 215	Компонент автомобільного бензину

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
<p>2.1.4.5 Фракція бензину прямогонна для риформінгу</p>		<p>1. Щільність при 20°C, кг/м³ 2. Зміст води й хутро домішок, 3. Колір 4. Фракційна сполука: – температура початку перегонки а) при одержанні каталізату в цеху №4 з октановим числом до 80 по мотор.) не нижче б) при одержанні каталізата в цеху №4 з октановим числом до 85 по (моторному методі), не нижче – 50% переганяється при температурі не вище – температура кінця кипіння, °С, не вище</p>	<p>не нормується відсутність безбарвна прозора рідин 62 85 135 185</p>	<p>Основний компонент сировини установки каталітичного риформінгу (Уточнюється розпорядженням по заводу залежно від стану каталізатора риформінгу</p>
<p>2.1.4.6 Гасова Прямогонная фракція с межами википан 140–270 °С для виробництва реактивного палива ТС–1</p>	<p>ГСТУ320.001 49943. 011–99 ДЕРЖСТАН ДАРТ 3900 ДЕРЖСТАН ДАРТ 2177 ДЕРЖСТАН ДАРТ 6356</p>	<p>1 Щільність при 20°C, кг/м³, не менш 2 Фракційна сполука: - температура початку кипіння, С, - 10% переганяється при температурі, °С, не вище - 50% переганяється при температурі, °С, не вище - 90% переганяється при температурі, °С, не вище - 98% переганяється при температурі, °С, не вище 3 Температура спалаху, обумовлена в закритому тиглі, °С, не менш</p>	<p>775 Не нормир (визначення обов'язальн.) 175 225 270 280 28 не нормується</p>	<p>Сировина установки «Мерикат II/Аквафайнинг», установки гідроочищення ЛЧ– 24–2000 №2 для одержання очищених компонентів реактивних палив або використовується як компонент для готування товарного дизельного палива</p>

Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм. Арк № документа Підпис Дата

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
	ДЕРЖСТАН ДАРТ 17323 За п.8.4 ГСТУ 20.00149943. 011– 99 ДЕРЖСТАН ДАРТ 6321 і п.8.3	4 Масова частка меркаптанової сірки, %, 5 Зміст механічних домішок і води 6 Випробування на мідній пластинці при 100 °С протягом 3–х годин	відсутність витримує	
2.1.4.7 Фракція дизельна прямогонна	ДЕРЖСТАН– ДАРТ 3900–85 ДЕРЖСТАН– ДАРТ 2177–82	1 Щільність при 20°С, кг/м ³ , не більше 2 Фракційна склад: – 50% переганяється при температурі, °С, не вище – 96% переганяється при температурі, °С, не вище 3 Колір	860 280 370 світлий	Сировина установки гідроочищення дизельних палив ЛЧ– 24–2000 №2 і як компонент при готуванні товарного дизельного палива
2.1.4.8 Вакуумний газойль (фракція360– 580°С)		1 Фракційна сполука: – 10% переганяється при температурі, °С , не нижче – кінець кипіння, °С, не вище 2 Щільність при 20°С, кг/м ³ , не більше 3 Масова частка сірки 4 Коксівність, % мас., не більше	360 580 920 не нормується 0,6	Сировина установки Г– 43– 107М1а (каталітичного крекінгу
2.1.4.9 Фракція мазуту (сушного)		1 Щільність при 20 °С, кг/м ³ а) при виробленні мазуту марки М–40 б) при виробленні мазуту марки М–100 2 Фракційна сполука: – вихід до 360 °С, а) при виробленні мазуту марки М–40 б) при виробленні мазуту марки М–100 3 Температура спалаху, обумовлена у відкритому тиглі, °С:	не нормується не нормується не нормується не нормується 90	Суміш фракції гудрону із фр. 215–310 (350) °С, 310 (350)– 420°С, 420°С і вище Г– 43–107 М–1А и фракцій (230–370°С). Використовується для готування мазуту топкового марки М–100, М– 40

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
		<p>а) при виробленні мазуту марки М-40, не нижче</p> <p>б) при виробленні мазуту марки М-100, не нижче</p> <p>4 Температура застигання,</p> <p>а) при виробленні мазуту марки М-40, не вище</p> <p>б)мазуту марки М-100, не вище</p> <p>в) при виробленні палива нафтового високов'язкого, не вище</p> <p>5 В'язкість умовна при 80 °С, град. ВУ</p> <p>а) при виробленні мазуту марки М-40, не більше</p> <p>б) при виробленні мазуту марки М-100, не більше</p> <p>в) при виробленні топливанефтяного високов'язкого, не більше</p>	<p>110</p> <p>+10</p> <p>+25</p> <p>+25</p> <p>8,0</p> <p>16,0</p> <p>22,0</p>	<p>і палива нафтового високов'язкого</p>
2.1.4.10 Гудрон (кубовий залишок вакуумної перегонки мазуту)		<p>1 Щільність при 20 °С, кг/м³</p> <p>2 Температура спалаху, обумовлена в відкритім тиглі, , не нижче</p> <p>3 Температура розм'якшення по кільцю й кулі,.</p> <p>4 В'язкість умовна при 80, град. ВУ, сек, не менш</p>	<p>не нормується</p> <p>240</p> <p>24-37 (до 40)</p> <p>25</p>	<p>Сировина для виробництва бітумів.</p> <p>(За узгодженням зі споживачем)</p>
2.1.4.11 Бітум нафтовий	ТУ 00149943. 532	1 Глибина проникнення голки (пенітрація) при 25, м.* 10-4 (0,1мм)	50-200	

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
дистиляційний дорожній бітум		2 Температура розм'якшення по кільцю й кулі, 3 Розтяжність (дуктильність), при $25, \text{ м} \cdot 10^{-2}$ (см) не нижче 4 Температура спалаху, Обумовлена у відкритому тиглі.	40–50 75–90 260	Використовується як сполучний матеріал при ремонтах дорожніх покриттів (залежно від марки)
2.1.4.12 Вуглеводородний газ		1 Об'ємна частка компонентів, %: – вміст вуглеводнів C_{1-35} , – вміст H_2 , – вміст H_2S , – вміст PRO_2 , 2 Щільність при н.в, $\text{кг}/\text{м}^3$ 3 Теплотворна здатність, $\text{кДж}/\text{кг}$	Не нормується не нормується не нормується не нормується	Використовується як паливо печей установки й виводиться в паливну мережу заводу
2.1.4.13 Головна фракція стабілізації	ДСТУ 4047–2001	1 Масова частка компонентів, %: – сума вуглеводнів $\text{C}_{\text{C}_{1-} \div \text{C}_2}$ – сума вуглеводнів Z_3 , – сума вуглеводнів Z_4 , а) для марки СПБТ, не більше б) для марки БТ. не менш 2 Об'ємна частка рідкого залишку (у т.ч. вуглеводні Z_5 і вище) при 20°C , % а) для марки СПБТ, не більше б) для марки БТ. не більше	не нормується не нормується 60 60 1,6 1,8	Використовується як компонент зрідженого побутового газу

[1]

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

2.2. Нове технологічне рішення

Сира нафта містить безліч компонентів, які викликають корозію устаткування, що знижує ефективність процесів нафтопереробки і що є найбільш ваговитою причиною високих витрат на технічне обслуговування і ремонт хімічних реакторів. При цьому основним джерелом проблем, пов'язаних з корозією, є неорганічні і органічні хлористі солі, які присутні у всіх типах сирової нафти, що поступають на нафтопереробні заводи.

Для зменшення дії корозії необхідно, аби речовини, що викликають її, були виведені з нафти або, принаймні, максимально можливо нейтралізовані, а металеві деталі устаткування захищені від контакту з нафтою. Рішення цієї задачі в даний час забезпечується комплексом хімічних методів, який включає глибоке обезводнення і знесолювання сирової нафти, її залужування, а також захист металевих поверхонь установок переробки нафти плівковими інгібіторами корозії.

Водонафтова емульсія, що отримується в механічних змішувачах, містить включення води розміром до 100 мкм. Після обробки в апараті кавітації розмір крапель води в нафті не перевищує 20 мкм.

Визначальним чинником процесу знесолювання нафти на установках ЕЛОУ є дисперсність водонефтової емульсії. Існуючі змішувачі типу РСН–в дозволяють готувати водонафтові емульсії з дисперсністю крапель води 25:100мкм.

"ІНТРЕК" пропонує для приготування водонафтових емульсій використовувати гідравлічний змішувач кавітації (ГКС). Дисперсність крапель води на виході ГКС складає 5.20 мкм. Приготована емульсія добре розшаровується в електродегидраторах.

Оригінальним є вузол подачі води в нафту, де здійснюється попереднє змішення води з нафтою в струменевому змішувачі.

Принцип роботи і технологічна схема

Знесолювання сирової нафти на НПЗ здійснюється на установках, що

	електрознесолюють (ЕЛОУ)	Для проведення електрознесолювання нафта			Арк
		ПД 03.01.ПЗ			
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	

змішується з річковою водою. Потім отримана емульсія «нафта–вода» розшаровується в електродегидраторах під дією електричного поля високої напруженості. При цьому вода екстрагує з нафти що містяться в ній солі.

При дотриманні режимних технологічних параметрів чинником, що визначає залишкову концентрацію солей в нафті після обробки в ЕЛОУ, є якість водонафтової емульсії – дисперсність води, розподіленої в нафті, і гомогенність емульсії. Проте дослідження проб емульсій, отриманих за допомогою широкого поширених механічних змішувачів, показують, що об'єктивні показники недостатньо високі.

Максимально висока міра дисперсності води і гомогенність суміші сьогодні досягається при здобутті водонафтових емульсій в змішувачах кавітацій, розроблених ученими «ІНТРЕК».

Переваги

Основними перевагами гідравлічних змішувачів (ГКС) кавітацій в порівнянні з традиційними механічними змішувачами є:

- простота конструкції
- відсутність рухливих частин;
- можливість установки цих пристроїв на трубопроводах різних діаметрів (від 40 до 400 мм).
- стабільна висока якість змішування навіть при навантаженнях, що змінюються, по нафті і промивальній воді.

Отримувані ефекти:

- залишковий вміст солей в нафті складає 3,1:4мг/літр.
- зниження вжитку промивальної води на 20:25%.
- стабільна робота змішувача при змінних навантаженнях.
- низький вміст нафтопродуктів в промивних водах.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Впровадження

Досвід експлуатації ГКС на АТ «Ярославнефтеоргсинтез» показав:

а) після установки нових змішувачів розмір крапельок води в емульсіях нафта – вода став одноріднішим і знизився до розмірів 5 – 20 (розмір крапель до заміни змішувачів вагався від 10 до 100 мкм);

б) вміст солей на виході з установки ЕЛОУ–2 за період пробігу в середньому склав 3,1 мг/л (норма не більше 4 мг/л);

в) вміст залишкової води на виході з установки в середньому склав 0,07% про., (норма не більш 0,15 % о.).

г) в порівнянні з аналогічним періодом 2003 р. вміст солей в знесоленій нафті в 2004 р. після ЕЛОУ–2 знизився з 3,4 до 3,1 мг/л. [12]

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

2.3 Опис технологічної схеми

Блок підігрівання сировини і блок ЕЛОУ

Нафта поступає на прийом сировинних насосів Н – 1, Н – 1/2, Н – 1/3, Н – 1/4 і трьома паралельними потоками прокачується:

- 1) перший потік нафти через теплообмінники Т – 1А, Т – 1/1, Т – 1/2, Т – 3;
- 2) другий потік нафти через теплообмінники Т – 2/1, Т – 2/2, Т – 4/1, Т – 4/2;
- 3) третій потік нафти через теплообмінники Т – 60, Т – 61, Т – 62.

Теплоносіями у теплообмінниках відповідно є:

– Т – 1/1А, Т – 1/1, Т – 1/2 – верхнє циркуляційне зрошування першого пакету вакуумної колони К – 10;

– Т – 3 – третє циркуляційне зрошування К – 2;

– Т – 2/1 – потік фракції вакуумного газойля, що подається від Т – 39 в Т – 40;

– Т – 2/2 – гудрон, що виводиться з Т – 7/1;

– Т – 4/1, Т – 4/2 – друге циркуляційне зрошування колони К – 2, що подається насосами Н – 23/1, 2;

– Т – 60 – верхнє циркуляційне зрошування першого пакету колони К – 10, прокачуване насосами Н – 24, Н – 25/1,2 (при роботі вакуумного блоку) або фракція мазуту прямогінного (при простої вакуумного блоку). Є можливість подачі вакуумного газойля в Т – 60 від Т – 38А. При нетривалому простої вакуумного блоку теплообмінник не використовується;

– Т – 61 – потік фракції вакуумного газойля, що виводиться від Т – 64/1 (при роботі вакуумного блоку), або фракція мазуту прямогінного (при простої вакуумного блоку);

– Т – 62 – перше циркуляційне зрошування колони К – 2, прокачуване насосами Н – 22/1, 2.

Нагріта нафта після теплообмінників Т – 3, Т – 4/2, Т – 62 поступає в загальний колектор, звідки двома паралельними потоками поступає в трьох

електродні електродегітратори (ЕДГ) першого рівня ЕДГ – 1/1 ÷ ЕДГ – 2/1.					Арк
ПД 03.01.ПЗ					
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	

Нафта в електродегідратори вводиться в нижню активну зону змінного електричного поля через маточники, які створюють рівномірний потік нафти в електричному полі від низу до верху. Частково знесолена і зневоднена нафта з верхньої частини електродегідраторів 1-го рівня поступає в загальний колектор і трьома паралельними потоками подається в електродегідратори другого рівня ЕДГ – 1/2 ÷ ЕДГ – 2/2.

У лінію нафти, перед другим рівнем електродегідраторів, насосом Н – 31 з ємкості Е–20, подається вода після змішення:

- дренажної води парового конденсату з ємкостей Е – 1, 3, 6;
- технологічної води від Н – 40/1,2 з барометричного ящика;
- очищеного технологічного конденсату з установки Г – 43 – 107М – 1а;
- лужної води з апарату ER–2 установки Мерікат II/ Аквафайнінг.

Загальна витрата подається на блок ЕЛОУ води не повинен перевищувати більше десяти об'ємних відсотків від витрати сирової нафти.

Соляний розчин з електродегідраторов першого рівня безперервно дренується в ємність Е – 18, а соляний розчин з електродегідраторів другого рівня в ємність Е – 18/1.

У відстійнику Е – 18 відбувається відстій соляного розчину і частково уловленої нафти. З низу ємкості Е – 18 соляний розчин поступає в повітряний холодильник Т – 44, після якого з температурою не вище 60 °С виводиться з установки і скидається в систему каналізації. Передбачається скидання уловленої нафти з ємкості Е – 18/1 (верхня частина) в ємність Е – 18.

У верхній частині відстійника Е – 18 є пастка нафти, звідки пасткова нафта поступає на прийом сировинних насосів Н – 1. У лінію нафти на прийом насосів Н – 1 передбачена подача по окремих лініях:

- технологічного конденсату;
- некондиційних продуктів з гребінки темних і світлих нафтопродуктів;
- нафтопродуктів повернення з потокових аналізаторів якості;
- деємульгатора;

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

– мазуту.

У лінію всаса на насос Н – 1 також передбачено скидання нафтопродуктів з аналізаторів якості.

Блок атмосферної перегонки нафти

Зневоднена і знесолена нафта з електродегідраторов другого рівня трьома паралельними потоками поступає:

- 1–й потік через теплообмінники Т – 6, Т – 10/1,2;
- 2–й потік через теплообмінники Т – 63, Т – 64/1,2, Т – 65/1,2;
- 3–й потік через теплообмінники Т – 5/1,2, Т – 7/1,2,3.

Теплоносіями у теплообмінниках відповідно є:

- Т – 6 – дизельна фракція 290 – 360 °С, що подається від Т – 20;
- Т – 7/1, Т – 7/3 – гудрон колони К – 10, що виводиться від Т – 66/1,2 (при роботі вакуумного блоку) або фракції прямогінного мазуту колони К – 2 (при простой вакуумного блоку);
- Т – 7/2 – третє циркуляційне зрошування К – 2;
- Т – 5/1, 2 – третє циркуляційне зрошування К – 2 або фракція гудрону колони К – 10, що виводиться з установки при роботі вакуумного блоку.
- Т – 10/1, 2 – потік, що подається від Н – 101 фракції 360 – 580 °С вакуумного газойля (циркуляційне зрошування третього пакету колони К – 10) при роботі вакуумного блоку або фракція мазуту прямогінного, такого, що подається від Т – 66/1,2 колони К–2 при простой вакуумного блоку. Виведення мазуту від Т – 10/1 для доохолодження в Т – 1/2, Т – 1/1 і далі в Т – 37;
- Т – 63, Т – 65/1, 2 – потік фракції 360 – 580 °С вакуумного газойля (нижнє циркуляційне зрошування третього пакету колони К – 10) при роботі вакуумного блоку або фракція мазуту колони К – 2 при тривалому простой вакуумного блоку. При короткочасному простой вакуумного блоку і в період виведення вакуумного блоку на режим теплообмінників Т – 65/1,2, Т – 63 для виведення мазуту не використовуються;

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

– для теплообмінників Т – 64/1,2 – потік фракції 360 – 580 °С вакуумного газойля, що подається від Н – 26 і виводиться через Т – 38 і потік від Т – 10/1 і Т – 65/1 (при роботі вакуумного блоку) або фракція мазуту колони К – 2 від Т – 10/1 (при простої вакуумного блоку).

Після додаткового нагріву знесоленої нафти в теплообмінниках Т – 7/3, Т – 10/2, Т – 65/2, для вирівнювання температур, нафта об'єднується в один потік і потім прямує паралельними потоками на вхід в теплообмінники Т – 66/1 і Т – 66/2.

Підігрівання зневодненої, знесоленої нафти в Т – 66/1,2 виробляється за рахунок тепла фракції гудрону, що відходить, з колони К – 10, що відкачується насосом Н – 27 (при роботі вакуумного блоку) або за рахунок тепла фракції мазуту, що відкачується насосом Н – 21 з колони К – 2 (при простої вакуумного блоку).

Защелачиваніє нафти перед подачею в К – 1 виробляється подачею через розподільну форсунку, в трубопровід знесоленої нафти поршневим насосом Н – 38/1,2 водного 1 – 2 % мас. концентрації лужного розчину.

Знесолена, зневоднена нафта з теплообмінників Т – 66/1,2 поступає двома потоками на 19 тарілку і двома введеннями на 11 тарілку колони К – 1. У нижню частину колони (під 24 тарілку) подається перегріта в печах П – 1/1, П – 1/2, П – 1/3 до температури 400 °С водяна пара. Температура низу колони К – 1 підтримується не вище 260 °С і регулюється подачею "гарячого струменя" (отбензинена нафта) котра з низу К – 1 насосом Н – 7 двома потоками прокачується через піч П – 1, нагрівається, частково випаровується і повертається в колону К – 1 з температурою до 360 °С.

Частина головного погона з ємкості Е – 1 насосами Н – 5/1,2 у вигляді гострого зрошування подається на верх колони К – 1 (на 1-у тарілку). Надлишок головного погона по переливу з Е – 1 і балансової кількості бензинової фракції, що подається насосами Н – 4/1,2 з ємкості Е – 3

атмосферної колони К – 2, загальним потоком поступає на до

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

охолодження у водяний холодильник Т – 15А і далі в ємкість Е – 6 на блок стабілізації і вторинної перегонки бензинів. Водяні пари, що сконденсувалися, вода з нафти і реагентів, стікає в сборник – водоотділювач ємкості Е – 1, звідки по рівню розділу фаз вода – бензин скидається по колектору в ємкість Е – 20.

Отбензінена нафта з низу колони насосами Н – 7/1,2 двома потоками прокачується через печі П – 1/1а, де нагрівається в змійовиках до температури 360 °С і повертається в колону К – 1.

Кубовий залишок колони К – 1 (отбензінена нафта) насосами Н – 3/1,2,3 дванадцятьма паралельними потоками прокачується через змійовики печей П – 1/1,2,3, де нагрівається до температури 375 °С і поступає двома введеннями в атмосферну колону К–2.

Отбензінена нафта, нагріта в змійовиках печей П – 1/1,2,3 до температури випару, об'єднується в колекторах на виході з печей і двома трансферними трубопроводами подається тангенціальними введеннями на 46 тарілку колони К – 2.

З атмосферної колони К–2 здійснюється виведення чотирьох фракцій: фр. 130 – 180 °С, фр. 180 – 230 °С, фр. 230 – 290 °С, фр. 290 – 360 °С у вигляді бічних погонів, що поступають відповідно у відпарні колони К – 6, К – 7, К – 9, а фр. 290 – 360 °С виводиться безпосередньо з колони К – 2.

Мазут з низу колони К – 2 насосом Н – 21/1,2,3 прокачується через змійовики печі П – 3, де нагрівається до температури 400 °С і поступає у вакуумну колону К – 10.

У колоні К–2 передбачено гостре і три циркуляційні зрошування:

- 1) під відбором фр. 130 – 180 °С в К – 6;
- 2) під відбором фр. 180 – 230 °С в К – 7.
- 3) під відбором фр. 230 – 290 °С в К – 9

Блок стабілізації та вторинної перегонки нафти

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Широка бензинова фракція НК – 130 °С з ємкості Е – 6 насосом Н – 16/1,2 прокачується через теплообмінники АТ–37, АТ–38, де нагрівається за рахунок тепла фракції 230 – 290 °С і з температурою до 150 °С поступає в стабілізаційну колону К – 8 на 22, 26 і 30 тарілок.

З верху колони К – 8 пари головного погона, вуглеводневі газу ($C_1 - C_4$), відводяться у водяні конденсатори Т – 16/2, Т – 16/1, Т – –16/3, де відбувається їх конденсація і охолодження до температури 50 °С і поступають в ємкість Е – 2. У ємкості Е–2 відбувається розділення рідкої і газоподібної фаз, а також відділення води від газового конденсату. Вода, що скупчилася в ємкості, періодично дренується по лінії зачистки в систему каналізації.

Зріджений газ насосом Н – 17/1,2 повертається на першу тарілку стабілізатора К – 8. Від насосів Н – 17 зріджений газ заданою витратою виводиться з установки. З низу стабілізатора К – 8, стабільна бензинова фракція НК – 130 °С поступає в колону ректифікації К – 3 на 19, 29 і 37 тарілок і розганяється в колоні на фракції НК – 85 °С і 85 – 130 °С.

Підтримка необхідного теплового режиму низу колон К – 8 і К – 3 досягається циркулюючою флегмою, що прокачується через піч П – 2. У печі відбувається нагрів циркулюючої флегми до температури 230 °С, частковий випар і далі циркулююча флегма повертається в куб колон.

З верху колони К – 3 пари фракції НК – 85 °С прямують в повітряні конденсатори Т – 18/1,2,3, де конденсуються і поступають в збірку зрошування Е – 4. З низу К–3 фр. 85 – 130 °С забирається насосами Н – 13, Н – 12/2 і подається для охолодження в повітряні холодильники Т – 18/4, Т – 25, підключені паралельно, водяний холодильник Т – 24 і через гребінку змішення бензинових фракцій виводиться з установки.

З ємкості Е – 4 бензинова фр. НК – 85 °С насосами Н – 6/1,2 у вигляді гострого зрошування подається на верх колони К – 3, а балансвий надлишок прямує в колону К – 4 на 25, 31 і 37 тарілок. У колоні К – 4 фр. НК – 85 °С розганяється на фракції НК – 70 °С і 70 – 85 °С. З верху колони К – 4

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

пари фракції НК – 70 °С поступають в повітряні конденсатори Т – 19/1,2,3, де конденсуються, а потім в збірку зрошування Е – 5. З ємкості частина фракції НК – 70 °С насосами Н – 8, Н – 5/2 у вигляді гострого зрошування подається на верх колони К – 4. Балансовий надлишок фракції НК – 70 °С від насосів Н – 8, Н – 5/2 виводиться у водяний холодильник Т – 21, де охолоджується і далі поступає в електророздільник ЕР – 1 для защелачування, звідки виводиться з установки. Защелачиваніє бензинової фракції НК – 70 °С виробляється інжектором І – 1, в якому за рахунок руху потоку бензину луг засмоктується і перемішується в потоці. З інжектора суміш поступає в розподільник введення (маточник) нижньої частини електророздільника, де підтримується рівень розчину лугу (їдкого натра) з концентрацією 2 – 15%. Після защелачивання фракція НК – 70 °С поступає на верх електророздільника.

З низу колони К – 4 фр. 70 – 85 °С поступає в ребойлер Т – 20 з переливом за перегородку, звідки відкачується насосом Н – 10/1,2.

Блок вакуумної перегонки мазуту

Мазут атмосферної перегонки нафти з низу колони К – 2 насосами Н – 21/1,2,3 подається на вхід в колектор мазуту /гудрона теплообмінників Т – 66/1,2 і з колектора прокачується шістьма потоками через піч П – 3 в колону К – 10.

Парорідинна суміш мазуту, нагріта на виході з потоків печі П–3 до температури 410 °С, поступає в трансферний трубопровід і через розподільник введення сировини подається в отгонную частину вакуумної колони К – 10 між нижньою збірною тарілкою четвертого пакету і верхньою тарілкою кубової частини колони. Для зниження термічного розкладання мазуту в змійовиках печі і додаткового витягання вакуумного газойля з гудрону в змійовики печі і під нижню тарілку в куб колони подається перегріта водяна пара.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

З верху колони К – 10 водяні пари і гази розкладання поступають в поверхневі конденсатори Т – 35/1,2,3, де водяні пари конденсуються, а гази розкладання відсисаються триступінчатими пароструминними вакуумними насосами з конденсацією пари на холодильниках конденсаторах рівнів ежекторів. Сконденсовані пари з 1–го і 2–го рівня конденсаторів стікають в барометричний колодязь по трубах з гідрозасувом, а з 3–го рівня виводяться під гідрозасув в глушник вихлопу газів Е – 17.

Гази розкладання в ємкості Е – 17 проходять через рівень води, де додатково конденсуються, охолоджуються і поступають на спалювання в печ

П – 3.

Вода (паровий конденсат) з середньої секції барометричного колодязя перетікає під низом перегородки в секцію збору води, звідки насосами Н – – 40/1,2 відкачується в ємкість Е – 20. З верху середньої секції дизельне паливо, що відстоялося, перетікає через перегородку в секцію дизельного палива, звідки насосом Н – 40/3 відкачується на прийом сировинних насосів установки або в Е–10,11.

Концентраційна частина колони К–10 розділена на чотири секції:

- секція легкого вакуумного газойля;
- секція ректифікації;
- секція важкого вакуумного газойля;
- секція промивання.

Секція легкого вакуумного газойля знаходиться у верхній частині колони і складається з пакету №1, що є шаром регулярної насадки. Під першим пакетом розташована тарілка для збору рідини, що є фракцією дизельного палива, що википає до 370 °С. Перший пакет колони зрошується верхнім циркуляційним зрошуванням (В.Ц.О.) К–10.

Секція ректифікації розташована під секцією легкого вакуумного газойля і складається з другого пакету регулярної насадки, укладеної в 7 шарів, встановленої в коробі. Зрошування другого пакету насадки

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

виробляється низьконапірним (гравітаційним) жолобчастим розподільником зрошування.

Секція важкого вакуумного газойля розташована під секцією ректифікації і складається з третього пакету. Третій пакет складається також з шару регулярної насадки.

Секція промивання розташована під секцією важкого вакуумного газойля і складається з четвертого пакету регулярної насадки, укладеної в 5 шарів з низьконапірним (гравітаційним) жолобчастим розподільником зрошування.

Під четвертим пакетом колони К – 10 розташована тарілка для збору рідини затемненого продукту, рівень з якою відкачується насосами Н – 43/1,2 в колектор мазуту, сировини колони К – 10 перед піччю П – 3.

З низу колони К – 10 кубовий залишок (гудрон) виводиться з установки насосами Н – 27/1,2,3 [1].

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

2.4 Технологічні розрахунки

Матеріальний розрахунок

Вихідні дані для розрахунку:

- сира нафта..... $m_n = 2800000$ т/рік;
 щільність нафти..... $\rho_n = 880$ кг/м³;
 концентрація води в нафті..... $C_{в.н.} = 1$ % (мас.);
 концентрація води в нафті пласта..... $C_{с.н.} = 400$ г/м³;
 міра очищення нафти..... $\eta = 99,8$ %;
 вміст води в нафті на виході з ЕЛОУ..... $C''_{в.н.} = 0,2$ % (мас.);
 вміст солей в нафті на виході з ЕЛОУ..... $C''_{с.н.} = 5$ г/м³;
 вміст води в нафті після 1-ї ст. ЕЛОУ..... $C'_{в.н.} = 0,25$ % (мас.).

Перерахуємо масу сирі та знесоленої нафти:

$$m_{н.с.} = 2800000 \text{ т/рік} = \frac{2800000 \times 10^3}{8140} \text{ 343980,34 кг/год} = \frac{343980,34}{880}$$

$$= 390,89 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$m_{зн.н.} = m_{н.с.} \times \eta = 343980,34 \times 0,998 = 343292,38 \text{ кг/год} = \frac{343292,38}{880}$$

$$= 390,89 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Перерахуємо вміст солей у пластовій воді і на виході з ЕЛОУ по формулам (1) і (2), відповідно [13]:

$$\tilde{N}_{н.і.} = \frac{\tilde{N}_{н.і.}}{\left(10^{-5} \times \tilde{N}_{н.і.} \times \rho_n\right)} \quad (2.1)$$

$$\tilde{N}''_{н.і.} = \frac{\tilde{N}''_{н.і.}}{\left(10^{-5} \times \tilde{N}''_{н.і.} \times \rho_n\right)} \quad (2.2)$$

$$\tilde{N}_{н.і.} = \frac{400}{10^{-5} \times 1 \times 880} = 45454,545 \text{ г/м}^3;$$

$$\tilde{N}''_{н.і.} = \frac{5}{10^{-5} \times 0,2 \times 880} = 2840,909 \text{ г/м}^3.$$

				ПД 03.01.ПЗ		Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Вміст солей в нафті по ступеням [13]:

$$\tilde{N}''\tilde{n}.i. = \frac{\tilde{N}\hat{a}.i. \times \tilde{N}\tilde{n}.i. + G''\hat{a} \times \tilde{N}''\tilde{n}.i.}{\tilde{N}\hat{a}.i. + G''\hat{a}} \quad (2.3)$$

$$\tilde{N}''\tilde{n}.i. = \frac{\tilde{N}'\hat{a}.i. \times \tilde{N}\tilde{n}.i. + G''\hat{a} \times \tilde{N}''\tilde{n}.i.}{\tilde{N}'\hat{a}.i. + G''\hat{a}} \quad (2.4)$$

Нехтуючи складовим $G''\hat{a} \times C''\text{с.н.}$ і вважаючи, що $G''\text{дв} = G''\text{в}$, підставляємо значення $C''\text{с.н.}$ у рівняння (4) і отримуємо:

$$\tilde{N}''\tilde{n}.i. = \frac{\tilde{N}'\hat{a}.i. (\tilde{N}\hat{a}.i. \times \tilde{N}\tilde{n}.i. + G''\hat{a} \times \tilde{N}''\tilde{n}.i.)}{(\tilde{N}'\hat{a}.i. + G''\hat{a}) \times (\tilde{N}\hat{a}.i. + G''\hat{a})} \quad (2.5)$$

$$C''\text{в.н.} \times C\text{в.н.} \times C''\text{в.н.} + G''\text{в} (C\text{в.н.} \times C''\text{с.н.} + C''\text{в.н.} \times C''\text{с.н.}) + (G''\text{в})^2 \times C''\text{с.н.} - C''\text{в.н.} \times C\text{в.н.} + C''\text{с.н.} - C''\text{в.н.} \times G''\text{в} \times C''\text{с.н.} = 0$$

$$(G''\text{в})^2 \times C\text{в.н.} - G''\text{в} + C''\text{в.н.} \times C\text{в.н.} \times (C''\text{в.н.} - C\text{с.н.}) / C''\text{с.н.} = 0$$

$$G''\hat{a} = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (2.6)$$

$$a = 1, \quad b = C\text{в.н.} = 1,$$

$$c = C\text{в.н.} \times C\text{в.н.} \times (C''\text{с.н.} - C\text{с.н.}) / C''\text{с.н.} = (0,25 \times 1 \times (2840,909 - 45454,545)) / 2840,909 = -3,75.$$

$$G''\hat{a} = \frac{-1 + \sqrt{1^2 - 4 \times 1 \times (-3,75)}}{2 \times 1} = 1,5 \% \text{ (мас.)}.$$

Беремо воду з лишком і приймаємо витрату води 3,5 % (мас.).

Зводимо дані в таблицю:

Таблиця 2.2 - Матеріальний баланс, %(мас.)

Прихід					% (мас.)	Витрата					% (мас.)	
ПД 03.01.ПЗ											Арк	
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата								

1. Нафта сира (у т.ч. вода и солі)	100,2 (0,2)	1. Нафта знесолена	99,8
2. Свіжа вода	3,5	2. Соляний розчин	3,9
Разом:	103,7	Разом:	103,7

Знаходимо вміст солей в сирій нафті по пропорції:

1 м³ сирої нафти - 45454,545 г/год солей

558,410 м³ сирої нафти - x г/год солей

$$x = 17767727 \text{ г/год} = 17767,727 \text{ кг/год}$$

Розрахуємо скільки подається свіжої води:

100,2 % - 343980,34 кг/год

103,7 % - x кг/год

$$x = 355995,62 \text{ кг/год}$$

103,7 % - 355995,62 кг/год

3,5 % - x кг/год

$$x = 12015,28 \text{ кг/год}$$

Свіжої води подається 12015,28 кг/год, тоді соляний розчин складає:

$$12015,28 + (343980,34 - 343292,38) = 12703,24 \text{ кг/год.}$$

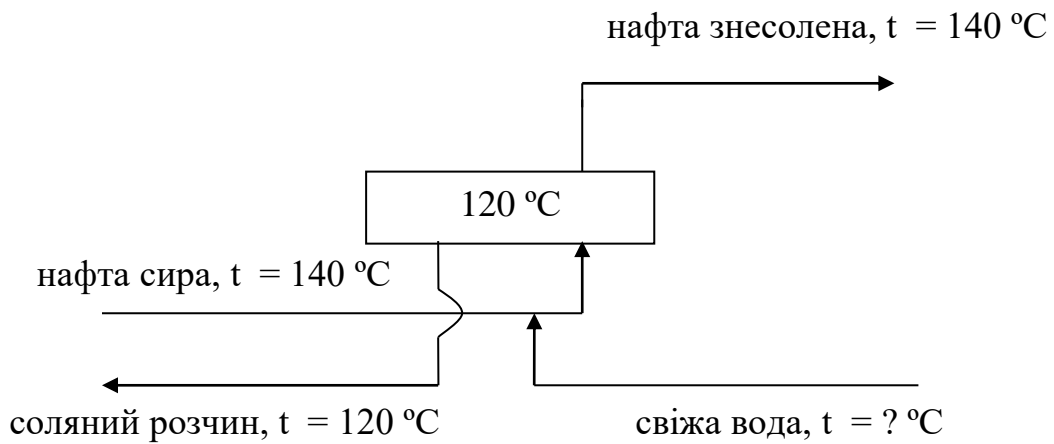
Зводимо дані в таблицю:

Таблиця 2.3 - Матеріальний баланс, кг/год

Прихід	кг/год	Витрата	кг/год
1. Нафта сира (у т.ч. вода и солі)	343980,34 (25382,256)	1. Нафта знесолена	514938,575
2. Свіжа вода	12015,28	2. Соляний розчин	12703,24
Разом:	355995,62	Разом:	355995,62

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

2.5 Тепловий розрахунок



Згідно закону збереження енергії:

$$\sum Q_{\text{вх.}} = \sum Q_{\text{вих.}}$$

(2.7)

де $\sum Q_{\text{вх.}}$ – загальна кількість тепла, що вноситься до ЕДГ, кДж/год;
 $\sum Q_{\text{вих.}}$ – загальна кількість тепла, що виноситься з ЕДГ, кДж/год.
 Отже, тепловий баланс для ЕДГ:

$$Q_{\text{н.с.}} + Q_{\text{св.в.}} = Q_{\text{н.об.}} + Q_{\text{с.в}}$$

(2.8)

Теплота речовини розраховується по формулі:

$$Q = C_p \times m \times t$$

(2.9)

$$C_p \text{ св.в.} = 1 \text{ ккал}/(\text{кг} \times ^\circ\text{C});$$

$$C_p \text{ св.в.} = 1 \text{ ккал}/(\text{кг} \times ^\circ\text{C}).$$

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Теплоємність рідких нафтопродуктів розраховуються по формулі (2.10)

[14]:

$$C_p = ((0,403 + 0,009 \times t) / \sqrt{\rho^{15}_{15}}) (0,054 \times K_x + 0,35)$$

(2.10)

де t - температура, °С;

K_x – характеризуючий чинник.

$$C_{p \text{ н.с.}} = \frac{0,403 + 0,009 \times 140}{\sqrt{880}} \cdot (0,0547 \cdot 10,5 + 0,35) = 0,052 \text{ ккал/(кг} \times \text{°С)};$$

$$C_{p \text{ зн.н.}} = \frac{0,403 + 0,009 \times 120}{\sqrt{880}} \cdot (0,0547 \cdot 10,5 + 0,35) = 0,046 \text{ ккал/(кг} \times \text{°С)}.$$

Теплота сирії

нафти:

$$Q_{\text{н.с.}} = 0,052 \times 140 \times 343980,34 = 2504176,88 \text{ ккал/год} \times 4,19 = \\ = 10492501,13 \text{ кДж/год}$$

Теплота знесоленої нафти:

$$Q_{\text{зн.н.}} = 0,046 \times 120 \times 343292,38 = 1894973,94 \text{ ккал/год} \times 4,19 = \\ = 7939940,8 \text{ кДж/год}$$

Теплота соляного розчину:

$$Q_{\text{с.р.}} = 1 \times 120 \times 12703,24 = 1524388,80 \text{ ккал/год} \times 4,19 = \\ 6387189,01 \text{ кДж/год}$$

Теплота свіжої води:

$$Q_{\text{св.в}} = Q_{\text{зн.н.}} + Q_{\text{с.р.}} - Q_{\text{н.с.}} = 1894973,94 + 1524388,80 - 2504176,88 = \\ = 915185,86 \text{ ккал/год} \times 4,19 = 3834628,75 \text{ кДж/год}$$

Знайдемо температуру свіжої води:

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{св.в}} = C_{\text{р св.в.}} \times m_{\text{св.в.}} \times t_{\text{св.в}}$$

(2.11)

$$t_{\text{св.в}} = Q_{\text{св.в}} / (C_{\text{р св.в.}} \times m_{\text{св.в.}}) = 915185,86 / (1 \times 12015,28) = 76,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Зводимо дані в таблицю:

Таблиця 2.4 - Тепловий баланс, кДж/год

Прихід	кДж/год	Витрата	кДж/год
1. Нафта сира	10492501,13	1. Нафта знесолена	7939940,8
2. Свіжа вода	3834628,75	2. Соляний розчин	6387189,01
Разом:	14327129,88	Разом:	14327129,88

2.6 Розрахунок основного апарату (об'єму електродегидратора)

Вихідні дані для розрахунку:

Продуктивність установки..... $G = 390,89 \text{ м}^3/\text{ч}$;

температура в отстойнике..... $t = 100 \text{ } ^\circ\text{C}$;

густина нафти при $100 \text{ } ^\circ\text{C}$ $\rho_{\text{н}} = 880 \text{ кг/м}^3$;

щільність води при $100 \text{ } ^\circ\text{C}$ $\rho_{\text{в}} = 958 \text{ кг/м}^3$;

густина в'язкість нафти $100 \text{ } ^\circ\text{C}$ $\nu_{\text{н}} = 2,9 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

діаметр найменших крапель води,

що осідають у відстійнику..... $d = 2,2 \times 10^{-4} \text{ м}$.

Приймаємо як ЕДГ стандартний апарат – горизонтальний циліндровий відстійник типа 2ЭГ160 наступних розмірів:

$$L = 18 \text{ м}, D = 3,4 \text{ м}.$$

Максимальна поверхня осадження в такому апараті рівна:

$$S = 18 \times 3,4 = 61,2 \text{ м}^2.$$

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Швидкість осадження крапельок води в нерухомому середовищі при ламинарному характері руху (Re від 2 до 10^{-4}) визначається формулою Стоксу (12) [13]:

$$u_{вт} = d^2 \times g \times (\rho_v - \rho_n) / 18 \nu_n \times \rho_n \quad (12)$$

Допустимо, що $Re < 0,4$, тоді:

$$u_{вт} = (2,2 \times 10^{-4})^2 \times 9,81 \times (958 - 800) / 18 \times 2,9 \times 10^{-6} \times 880 = 0,0018 \text{ м/с.}$$

Визначаємо значення критерію Re по формулі (13):

$$Re = u_{вт} \times d / \nu_n, \quad (13)$$

$$Re = 0,0018 \times 2,2 \times 10^{-4} / 2,9 \times 10^{-6} = 0,1366.$$

Повинна дотримуватися умова: $10^{-4} \leq Re \leq 0,4 \div 2,0 \Rightarrow Re < 0,4$, тобто використання формули Стоксу для визначення $u_{вт}$ справедливо.

Відстань від дна електродегидратора до поверхні розділу фаз (h_1) приймаємо рівним 1 м; час відстою $\tau = 40$ хвилин = 0,67 годин.

Висота шара емульсії рівна:

$$h_e = 0,5 \times D - h_1 = 0,5 \times 3,4 - 1 = 0,7 \text{ м.}$$

Час перебування нафти в ЕДГ визначається по формулі:

$$\tau = h_e / u_n,$$

(2.14)

де u_n - швидкість руху нафти при нижній її подачі, м/год.

Отже u_n складає:

$$u_n = h_e / \tau = 0,7 / 0,67 = 1,04 \text{ м/год} : 3600 \text{ с} = 0,0003 \text{ м/с.}$$

Фактична швидкість осадження крапельок води в потоці нафти, що піднімається, складе:

$$u_{факт} = u_{вт} - u_n = 0,0018 - 0,0003 = 0,0015 \text{ м/с.}$$

					<i>ПД 03.01.ПЗ</i>	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Розрахуємо продуктивність апарата:

$$G = 0,0015 \times 61,2 = 0,0918 \text{ м}^3/\text{с} \times 3600 = 330,48 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Число паралельно працюючих електродегидраторів:

$$n = 390,89 / 330,48 = 1,18.$$

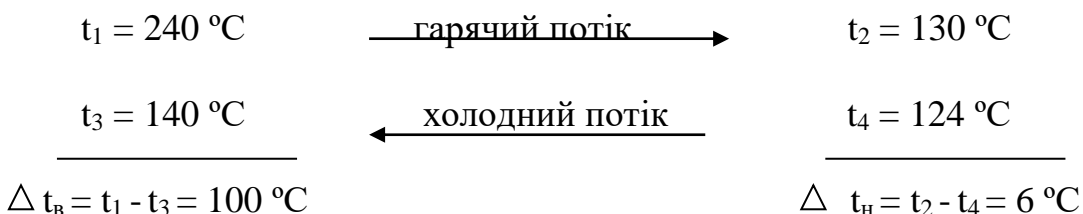
Приймаємо $n = 1$ од.

2.7 Розрахунок допоміжного обладнання

Теплообмінник

Гарячий теплоносії (сер. ЦЗ К–10) охолоджується з 240 °С до 130 °С, холодний (нафта) – нагрівається від 124 °С до 140 °С.

Схема теплообміну:



Средню різницю температур визначаємо по формуле [15]:

$$\tau_{\text{сер}} = (\Delta t_B - \Delta t_H) / 2,31 \lg (\Delta t_B / \Delta t_H),$$

де Δt_B , t_H – вища і нижча різниці температур між потоками у кінцях теплообмінного апарату.

$$\tau_{\text{сер}} = (100 - 6) / 2,31 \lg (100 / 6) = 33,31 \text{ °С.}$$

Поверхня теплообміну визначається за наступним рівнянням теплопередачі: $Q = K \times F \times \tau_{\text{сер}}$,

(2.15)

зідси $F = Q / (K \times \tau_{\text{сер}})$,

F – поверхня теплообміну, м²;

K – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м² * К); приймаємо $K = 209$ Вт/(м² * К)

[16];

$\tau_{\text{сер}}$ – середня логарифмічна різниця температур;

Q – тепло нафти;

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q = 14989287,44 \text{ кДж / год} = 4163690,956 \text{ Вт.}$$

$$F = 4163690,956 / (209 \times 33,31) = 598,1 \text{ м}^2.$$

Приймаємо чотириходовий кожухотрубний теплообмінник з плаваючою голівкою з наступними характеристиками:

- діаметр корпусу – 1200 мм;
- труба – 20 × 2,6;
- кількість труб в теплообміннику – 846 шт;
- довжина труб – 9000 мм;
- поверхня теплообміну – 600 м².

					<i>ПД 03.01.ПЗ</i>	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

3. Контроль та автоматизація виробництва

Автоматизація — один з напрямків науково–технічного прогресу, застосування саморегулюючих технічних засобів, економіко–математичних методів і систем керування, що звільняють человека від участі в процесах, одержання, передачі й використання енергії, матеріалів або інформації, істотно зменшують ступінь цієї участі або трудоемність виконуваних операцій. Вимагає додаткового застосування датчиків (сенсорів), керуючих приладів, використовуючих електронну техніку й методи обчислень, що іноді копіюють нервові й розумові функції людини. Поряд з терміном автоматичний, використовується поняття автоматизований, що підкреслює відносно більший ступінь участі людини в процесі.

Ціль автоматизації — підвищення продуктивності праці, поліпшення якості продукції, оптимізація керування, усунення людини від виробництв, небезпечних для здоров'я. [17]

Однією з основних доріг підвищення ефективності нафтопереробного виробництва є створення автоматизованих систем управління технологічними процесами на базі сучасних засобів автоматизації і обчислювальної техніки. Управління технологічними процесами з використанням автоматичних пристроїв включає вирішення наступних основних завдань: контроль параметрів процесів (температури і тиску в апаратах, складу і якості рідин і газів і так далі); регулювання параметрів (підтримка їх в заданих значеннях); сигналізацію (сповіщення, попередження) про відхилення значень параметрів за межі, що допускаються; блокування (заборона) неправильного включення устаткування; захист устаткування в аварійних ситуаціях (виключення, переведення на безпечний режим). Автоматизація виробничих процесів починається з постановки завдання, що визначає рівень (міра) автоматизації конкретного об'єкту, наприклад, технологічної установки. Цим визначається напрям всієї подальшої роботи, її об'єм і вартість витрат, зокрема, на

придбання і впровадження засобів автоматизації. Важливим в рішенні задачі					Арк
ПД 03.01.ПЗ					
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	

автоматизації є вибір системи, що управляє, тобто визначення міри участі людей в процесі управління, використання автоматичних пристроїв, засобів обчислювальної техніки [18].

Нафта з ємкості поступає на прийом сировинних насосів Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4 і трьома паралельними потоками прокачується через теплообмінники. Температура нафти на вході та на виході з теплообмінників вимірюється відповідно термопарами T_1 і T_2 .

Процес відбувається в електродегидраторах типа 2 ЕДГ-160 першого і другого рівнів при температурі T_3 , тиску P_1 та уровню нафти L_1 . Видалення з електродегидраторів води, що відстоялася, виробляється через ємкість Е-2, де відбувається додатковий відстій води від нафти з відведенням солоної води в другу систему каналізації з температурою T_4 та витратою F_4 солоної води. Вимірюють температуру T_6 та витрату F_4 свіжої води, котра поступає на промивку у електродегидратор.

З електродегидратрів другого рівня виходе зневоднена і знесолена нафта, у ній визначається вміст води Q_{H_2O} і трьома потоками поступає в теплообмінники, на виході з яких вимірюється температура T_5 [1].

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1.– Значення температури

Температура Т								
КОНТУР АВТОМАТИЗАЦІЇ	Позначення за схемою				T ₁	T ₂	T ₃	
	Функції контура	Періодичний вимір			O	–	+	+
		Свідчення			I	+	+	+
		Реєстрація			R	+	+	+
		Регулювання			C	+	+	+
	Уставка спрацьовування сигналізації, °C	Макс.	А	H	70	160	160	
				L	46	120	115	
		Мин.	S	HH	80	170	170	
				LL	36	110	105	
	Місце представлення інформації							
Найменування вимірюваного середовища; напрямок її руху (звідки, куди) або найменування і позначення апарату								
Параметри вимірюваною середовища	Температура, °C	Макс.		70	160	160		
		Раб.		48	140	120		
		Мин.		46	120	115		
	Тиск над., МПа/ кгс/см ²	Раб.				1,44		
Макс.					1,6			
Місце виміру параметра	Умов. прохід трубопроводу, мм							
	Матеріал поверхні, дотичний з середовищем							
	Поверхня ущільнювача фланц. з'єднань на апараті							
Обігрів трубопроводу, апарату						–	–	–
Ізоляція трубопроводу, апарату						+	+	+
Кількість вимірів	На апарат, трубопровід							
	На 1 агрегат							
	Всього							
Блокування №						+	+	+
Примітка								

Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм. Арк № документа Підпис Дата

Продовження таблиці 3.1.– Значення температури

Температура Т								
КОНТУР АВТОМАТИЗАЦІЇ	Позначення за схемою				T ₄	T ₅	T ₆	
	Функції контура	Періодичний вимір			O	–	+	+
		Свідчення			I	+	+	+
		Реєстрація			R	+	+	+
		Регулювання			C	–	+	+
	Уставка спрацьовування сигналізації, °C	Макс.	А	H	130	250	85	
				L	90	210	70	
		Мин.	S	HH	140	260	95	
				LL	80	200	60	
		Уставка срабатывание блокирования, °C						
Місце представлення інформації								
Найменування вимірюваного середовища; напрямок її руху (звідки, куди) або найменування і позначення апарату								
Параметри вимірюваною середовища	Температура, °C	Макс.		130	250	85		
		Раб.		110	235	76,2		
		Мин.		90	210	70		
	Тиск над., МПа/ кгс/см ²	Раб.						
Макс.								
Місце виміру параметра	Умов. прохід трубопроводу, мм							
	Матеріал поверхні дотичний з середовищем							
	Поверхня ущільнювача фланц. з'єднань на апараті							
Обігрів трубопроводу, апарату				–	–	+		
Ізоляція трубопроводу, апарату				–	+	+		
Кількість вимірів	На апарат, трубопровід							
	На 1 агрегат							
	Всього							
Блокування №				–	+	+		
Примітка								

Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм. Арк № документа Підпис Дата

Таблиця 3.2. –Значення уровню

Рівень L							
КОНТУР АВТОМАТИЗАЦІЇ	Позначення за схемою				L ₁		
	Функції контура	Періодичний вимір		O	+		
		Свідчення		I	+		
		Реєстрація		R	+		
		Регулювання		C	+		
		Уставка спрацьовування сигналізації, °C	Макс.	A	H		
			Мин.		L		
		Уставка срабатывание блокування, °C	Макс.	S	HH		
			Мин		LL		
		Місце представлення інформації					
Найменування вимірюваного середовища; напрямок її руху (звідки, куди) або найменування і позначення апарату (в кінці фрази вказати в дужках: для пари : насичений або перегрітий; для газу: сухий, вологий, запилений)							
Параметри вимірюваною середовища	Рівень від дна апарату, мм		Макс.				
			Мин.				
	Температура макс., °C		Раб.				
			Макс.				
	Давление над., МПа/ кгс/см ²		Макс.				
			Раб.				
Щільність середня при: t макс.и P раб.(для води не заповн.), кг/м ³							
t = 200C і P раб.(для агресивних середовищ) кг/м ³							
Місце виміру параметра	Умов. прохід трубопроводу, мм						
	Матеріал поверхні дотичний з середовищем						
	Поверхня ущільнювача фланц. з'єднань на апараті						
Обігрів трубопроводу, апарату				-	-	+	
Ізоляція трубопроводу, апарату				-	+	+	
Кількість вимірів	На апарат, трубопровід						
	На 1 агрегат						
	Всього						
Блокування №				-	+	+	
Примітка							
ПД 03.01.ПЗ							
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	Арк		

Таблиця 3.3.– Значення витрати

Витрата (кількість) F						F ₁	F ₂	F ₃
КОНТУР АВТОМАТИЗАЦІЇ	Позначення за схемою							
	Функції контура	Періодичний вимір		O		–	–	–
		Підсумовування		Q		+	+	+
		Свідчення		I		+	+	+
		Реєстрація		R		+	+	+
		Регулювання		C		+	–	+
		Уставка спрацьовування сигналізації, °C	Макс.	A	H	105 %	105 %	105 %
			Мин.		L	95 %	95 %	95 %
	Уставка срабатывание блокування, °C	Макс.	S	HH	110 %	110 %	110 %	
		Мин		LL	90 %	90 %	90 %	
Місце представлення інформації								
Найменування вимірюваного середовища;								
напрямок її руху (звідки, куди) або найменування і								
позначення апарату (в кінці фрази вказати в								
дужках: для пари : насичений або перегрітий; для								
газу: сухий, вологий, запилений)								
Параметри вимірюваною середовища	Витрата в годину:							
	1.Рідина, м ³	Макс.			557,293	18,147	17,164	
	2.Водяна пара, кг	Раб.			–	–	–	
	3.Газ (при 760 мм и t=20 0C) м ³	Мин.			–	–	–	
	Давление изб. макс. МПа/ кгс/см ² перед датчиком расхода	Раб.			18			
		Макс.						
	Температура макс., °C	Раб.			48	120	76.2	
Макс.								
В'язкість кин.при Р макс. та t макс. x10 ⁶ , м ² /сек					–	–		
Місце виміру параметра	Умов. прохід трубопроводу, мм							
	Матеріал трубопровода							
	Поверхня ущільнювача фланц. з'єднань на апараті							
Обігрів трубопроводу, апарату						–	–	+
Ізоляція трубопроводу, апарату						–	+	+
Кількість вимірів	На апарат, трубопровид							
	На 1 агрегат							
	Всього							
Блокування №						–	+	+
Примітка								

Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм. Арк № документа Підпис Дата

--	--	--	--	--

Таблиця 3.4.– Значення тиску

Тиск Р							
КОНТУР АВТОМАТИЗАЦІЇ	Позначення за схемою			P ₁			
	Функції контура	Періодичний вимір		O	+		
		Свідчення		I	+		
		Реєстрація		R	+		
		Регулювання		C	+		
	Уставка спрацьовування сигналізації, °C	Макс.	А	H	1,6		
				L	1,4		
		Мин.	S	HH	1,7		
				LL	1,3		
		Місце представлення інформації					
Найменування вимірюваного середовища; напрямок її руху (звідки, куди) або найменування і позначення апарату (в кінці фрази вказати в дужках: для пари : насичений або перегрітий; для газу: сухий, вологий, заповнений)							
Параметри вимірюваною середовища	Тиск над., МПа/ кгс/см ²		Макс.	1,6			
			Раб.	1,44			
	Температура, °C		Мин.	1,4			
			Раб.	120			
Місце виміру параметра	Умов. прохід трубопроводу, мм						
	Матеріал поверхні дотичний з середовищем						
	Поверхня ущільнювача фланц. з'єднань на апараті						
Обігрів трубопроводу, апарату				–			
Ізоляція трубопроводу, апарату				+			
Кількість вимірів	На апарат, трубопровід						
	На 1 агрегат						
	Всього						
Блокування №				+			
Примітка							

Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата

Таблиця 3.5. – Значення промислового аналізу

Аналіз промисловий Q				Листів 2	Лист 1			
КОНТУР АВТОМАТИЗАЦІЇ	Позначення за схемою			Q _{H2O}				
	Функції контура	Періодичний вимір		O	+			
		Свідчення		I	+			
		Реєстрація		R	+			
		Регулювання		C	+			
		Уставка спрацьовування сигналізації, °C	Макс.	A				
			Мин.					L
		Уставка срабатывание блокування, °C	Макс.	S				
			Мин					
Місце представлення інформації								
Найменування вимірюваного середовища; напрям її руху (звідки, куди) або найменування і позначення апарату								
Параметри аналізованого середовища	Повний склад суміші, включаючи мікродомішки, межі вагання по кожному компоненту							
	Розмірність вибирається з ряду:							
	% за об'ємом							
	% вага							
	мг/л							
	г/м ³			+				
	мг/м ³							
	(Здатність суміші до плівкоутворенню вказується в примітці).							
	Температура в місці відбору і її коливання, °C			120				
	Давление над. в місці відбору і її коливання, МПа/ кгс/см ²							
Динамічна в'язкість, кгс·сек/м ² ×10 ⁶								
Щільність, кг/м ³								
Вологість газу (газовій суміші), кг/м ³								
Газовміст в рідині % вага								
Механічні домішки (пил, смола, масло і ін.) їх характер і вміст г/м ³ . Наявність бульбашок газу і повітря в рідині.								

(Примітка: Розмірність «г/м³» указы-
вать в тексті після значущих цифр)

Продовження таблиці 3.5. –Значення промислового аналізу

Аналіз промисловий Q		Листів 2	Лист 2
Позначення за схемою		Q _{H2O}	
	Агресивні домішки, г/м ³ (див. попередня примітка)		
	Формула (або найменування) аналізу-руемого компонента, норм, концентрація і її коливання.		
	Розмірність вибирається з ряду:		
	% по об'єму °С крапка роси		
	% вес сп		
	мг/л рAg		
	г/м ³ рNH ₄		
	мг/м ³ ppm		
	г/см ³ ppv		
	г/кг		
	мг/кг		
	мкг/кг		
	рН		
	рNa		
	рК		
	сим/см		
Місце виміру проби	Умов. прохід трубопроводу, мм	350	
	Матеріал поверхні дотичний з середовищем		
	Поверхня ущільнювача фланц. з'єднань на апараті		
Обігрів трубопроводу, апарату		-	
Ізоляція трубопроводу, апарату		+	
Кількість вимірів	На апарат, трубопровід		
	На 1 агрегат		
	Всього		
Примітка			
		контур	
		шкала	
		регламент	
		схема №	
		специфікація	
		опитний аркуш	

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

4. Охорона праці

4.1 Основні фізико-хімічні властивості, токсичність, пожежо- та вибухонебезпечність речовин, що застосовано та добуто на виробництві, яке проектується

Всі характеристики хімічних сполук, що є в наявності в даному виробництві наведені в таблицях 4.1–4.3.

Таблиця 4.1 Основні фізико-хімічні властивості речовин

№ п/п	Назва сполуки	Агрегатний стан за н. у.	Температура плавлення, °С	Температура кипіння, °С
1	Нафта	рідина	–	225–300
2	Бензинові фракції	рідина	від 40–60 до 190	28–180
3	Гасові фракції	рідина	від –20 до 110–320	140–250
4	Дизельні фракції	рідина	від –25–35 до 150–160	180–350
5	Гудронова фракція	рідина	від 120 до 220–251	≥500
6	Їдкий натр	рідина	323	1403
7	Аміак водний технічний	рідина	–80	–36

[1]

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 4.2 Показники вибухо – і пожежонебезпечності

№ п/п	Сполука	Температура спалаху, °С	Температура самозапалення, °С	Межі розповсюдження полум'я концентраційні,		Межі спалахування температурні, °С	
				г/м ³		нижній	верхній
				нижній	верхній		
1	Нафта	нижче 0	більше 500	–	–	–	–
2	Бензинові фракції	(–27–39)	255–370	0,76	5,16	–27	39
3	Гасові фракції	більше 28	220	1,5	8,0	25	65
4	Дизельні фракції	більше 61	300	2,0	3,0	69	119
5	Гудронова фракція	більше 251	220	–	–	300	333
6	Аміак водний технічний	–	650	15	28	–	–
7	Деемульгатор «Геркулес-1017»	7	немає відомостей	1,27	6,8	5	10
8	Інгібітор корозії «Геркулес»	7	немає відомостей	1,27	6,8	5	10

[1]

					ПД 03.01.ПЗ			Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата				

Таблиця 4.3 Характеристика токсичності

№ п/п	Сполука	Клас шкідливості	Характер дії на організм людини	Гранично допустима концентрація в повітрі, мг/м ³	Засоби індивідуального захисту
				робочої зони	
1	Нафта	4	може викликати хронічні дерматити, екземи шкіри	300	спец. одяг, протигаз марок БКФ, А
2	Бензинові фракції	4	підразнює слизову оболонку і шкіру людини. Викликає запаморочення, втрату свідомості	300	спец. одяг, протигаз марок БКФ, А
3	Газові фракції	4	підразнює слизову оболонку і шкіру людини. Діє на центральну нервову систему	100	спец. одяг, протигаз марок БКФ, А
4	Дизельні фракції	4	підразнює слизову оболонку і шкіру людини. Діє на центральну нервову систему	300	спец. одяг, протигаз марок БКФ
5	Гудронова фракція	4	підразнює слизову оболонку шкіри та очей	300	спец. одяг, протигаз марок БКФ
6	Їдкий натр	2	їдка речовина. При потраплянні на шкіру викликає хімічні опіки, при тривалій дії може викликати екземи та виразки	0,5	спец. одяг, протигаз марок В
7	Аміак водний технічний	4	водний аміак негорюча, невибухонебезпечна рідина. Газоподібний аміак – газ з різким запахом, вибухонебезпечний, токсичний та горючий. Викликає сльозоточивість, гостре запалення очей, опіки слизових оболонок, задуху, запаморочення.	20	спец. одяг, протигаз марки КД

Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм. Арк № документа Підпис Дата

Продовження таблиці 4.3

№ п/п	Сполука	Клас шкідливості	Характер дії на організм людини	Гранично допустима концентрація в повітрі, мг/м ³	Засоби індивідуального захисту
				робочої зони	
8	Деемульгатор «Геркулес-1017»	3	світло-коричнева, до коричневої рідина, помірно небезпечна для організму людини. При вдиханні пари дратує слизисті оболонки, органи дихання, шкірні покриви. Високі концентрації погіршують дихання, з'являється запаморочення, нудота, блювота, червоність, сухість, свербіння, сльозоточіння. Шкідливий при прийомі всередину. Викликає стійке забруднення об'єктів навколишнього природного середовища при попаданні на ґрунт, у водоймища.	100	спец. одяг, протигаз марки А
9	Інгібітор корозії «Геркулес»	3		100	

[1]

4.2. Небезпечні і шкідливі виробничі фактори на виробництві, що проектується або досліджується

Умови безпечного ведення технологічного процесу пов'язані з рядом специфічних особливостей, обумовлених наявністю в апаратурі установки великої кількості нафти, нафтопродуктів і реагентів, що знаходяться при температурі процесу в рідкому, пароподібному і газоподібному станах.

Процес переробки нафти на установці протікає при температурі до 410 °С і тиску до 40 кгс/см². У трубчастих нагрівальних печах температура димових газів, що відходять, над перевалами досягає 850 °С.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

При нормальній експлуатації установки і при належній герметичності апаратури, трубопроводів, а також при дотриманні персоналом установки встановлених норм технологічного режиму і правил техніки безпеки, газо– і пожежній безпеці, на установці не виникає умов, сприяючих утворенню вибухонебезпечних сумішей пари і газів з повітрям, створенню загазованості і токсичних отруєнь персоналу, виникненню загорянь, пожеж і т.п. Проте, при порушенні вище вказаних умов і при виникненні аварійних ситуацій, на установці може створитися обстановка, в якій можуть мати місце вибухи, пожежі, отруєння, хімічні і термічні опіки, поразки електрострумом і т.д.

При порушеннях герметичності апаратури і трубопроводів, пропусках ущільнень насосів і арматури, що містяться в нафті розчинені нафтові гази, а також пари бензину і інших легких нафтопродуктів можуть утворювати з повітрям вибухонебезпечні суміші, які є джерелом загазованості приміщень і території установки.

Інші нафтопродукти (гудрон, вакуумний газойль, мазут, дизельне паливо, гас), що знаходяться в апаратурі установки при температурах, близьких або рівних температурі їх samozаймання, при порушенні герметичності з'єднань або при дренаванні їх в каналізацію можуть самовозгорятися і стати джерелом загорянь і пожеж.

Вживані на установці реагенти, особливо розчини каустичної і кальцинованої соди, мають їдкі властивості і при потраплянні на шкіру або в очі можуть викликати хімічні опіки різного ступеня. Більшість технологічних трубопроводів і апаратів, що працюють при температурі вище 60°C на зовнішніх установках і більше 45°C усередині приміщень, ізолюються від тепловтрат і оберігають обслуговуючий персонал від теплових опіків. Проте при порушенні теплової ізоляції і дотику людини до неізольованих поверхонь трубопроводів і апаратів можуть виникнути термічні опіки.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

На установці, в електродегідраторах блоку ЕЛОУ, застосовується електричний струм високої напруги (до 44 кв). Електродвигуни на установці працюють під напругою 380 вольт, а окремі під напругою до 6000 вольт мають заземлення. При безаварійній роботі електроустаткування, а також при дотриманні персоналом установки встановлених правил електробезпеки, ніяких травм від поразки електричним струмом на установці відбутися не може. Проте при порушенні однієї з цих умов може відбутися травмування персоналу електрострумом, що викликає важкі опіки і поразки нервової системи.

На установці, для утилізації димових газів, що відходять, і вироблення пари, застосовуються казани-утилізатори КУ-1,2. Пара, що виробляється, має наступні параметри: температура – 300 °С, тиск – 10 кгс/см². При безаварійній роботі казанів-утилізаторів, а також при дотриманні персоналом установки встановлених правил по обслуговуванню казанів-утилізаторів, ніяких травм від поразки обслуговуючого персоналу перегрітою парою відбутися не може. Проте при порушенні правил або при розгерметизації устаткування, або комунікацій блоку казанів-утилізаторів, можливо дія перегрітої пари на обслуговуючий персонал, що може викликати важкі термічні опіки.

З погляду підвищеної загазованості, пожежної небезпеки, утворення вибухонебезпечних сумішей найбільш небезпечними місцями на установці є:

1) по загазованості і утворенню вибухонебезпечних сумішей газів і пари з повітрям – лотки, колодязі, приямки на апаратному дворі, приямки, дренажі і воздушники рефлюксних місткостей, електророздільник, барометричний ящик, гребінки відбору проб бензину і дизельного палива, секції, теплообмінники, ємність аміаку, приміщення холодної насосною, і насоси, що перекачують зріджений газ, бензинові фракції, перше циркуляційне зрошування ректифікаційної колони;

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

2) по пожежній небезпеці – всі трубопроводи і апарати з робочою температурою вище 250°C, теплообмінники, гарячі насоси, приміщення холодної насосної, гарячої насосної, насосної вакуумного блоку, а також трубчасті печі;

3) з погляду можливості поразки електричним струмом найбільш небезпечними місцями є відкриті струмоведучі частини електродегидраторів, а також електродвигуни, електрозамочна арматура і електропускова апаратура (при порушенні контура заземлення);

4) з погляду можливих хімічних опіків при необережному поводженні з розчинами луж найбільш небезпечними місцями є ємність ємність для приймання содо лужного розчину, ємність для приймання лужного розчину, електророздільник, насоси їх зв'язуючі трубопроводи і дозуючі установки подачі інгібітору і нейтралізатора корозії. [1]

4.3. Класифікація і категорійність виробництва і його приміщень, що проектується або досліджуються

За вибухопожежною безпекою установка ЕЛОУ–АВТ по ОНТП–24–86 відноситься до категорії «А» – вибухопожежнебезпечна. Згідно СНІП 2.09.04–87 – відноситься до класу 1 з санітарно – захисною зоною не менше 1000 м. За безпекою поразки електричним струмом залежно від стану довкілля (ПУЕ–76) дане виробництво відноситься до класу «особливо небезпечне».[1]

Таблиця 4.4 Класифікація приміщень і зовнішніх установок за пожежною безпекою, класом вибухонебезпечної або пожежонебезпечною зони, категорією і групою вибухонебезпечних сумішей, групою виробничих процесів по санітарній характеристиці

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Найменування виробничих будівель, споруд, приміщень, зовнішніх установок	Категорія вибухопожежної і пожежної небезпеки приміщень і будівель	Класифікація зон усередині і поза приміщеннями для вибору і установки електроустаткування		Група виробничих процесів по санітарній характеристиці
		клас вибухонебезпечної або пожежонебезпечної зони	категорія і група вибухонебезпечних сумішей	
1. Резервуарний парк	А	2	11А ТЗ	1Б
2. Блок електродегідраторів	А	2	11А ТЗ	1Б
3. Блок теплообмінників та кінцевих холодильників	А	2	11А ТЗ	1Б
4. Блоки попереднього випарника та вакуумної колони	А	2	11А ТЗ	1Б
5. Холодні насосні та гаряча насосна	А	2	11А ТЗ	1Б
6. Блок електродвигунів	А	2	11А ТЗ	1Б
7. Вакуумний блок із насосною на відмітках 0,000, 6,000 та вище	А	2	11А ТЗ	1Б
8. Блок печей підігріву	Г	–	–	–
9. Блок утилізації тепла	Д	Нормальний	–	–

Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм. Арк № документа Підпис Дата

Продовження таблиці 4.4

1	2	3	4	5
10. Насосні №1 та №2 блоку утилізації тепла	Д	Нормальний	–	–
11. Аналізаторні №1 та площадки для лічильників	А	2	2Г	1Б
12. Аналізаторні №2	Д	Нормальний	–	–
13. Водна насосна	Д	Нормальний	–	–
14. Реагентна насосна	Д	Нормальний	–	–
15. Насосна пожежогасіння	Д	Нормальний	–	–
16. ЦПК	Д	Нормальний	–	–
17. Трансформаторні №1 та №2	Д	Нормальний	–	–

[1]

4.4. Заходи запобігання шкідливих і небезпечних виробничих факторів

4.4.1 Вентиляція виробничих приміщень

Розрахунок ведеться для ЦПК. Розміри приміщення: 12×8×3 м.

ЦПК є приміщенням без шкідливих виділень, тому в нього слід подавати тільки припливне повітря (кратність 6–10), щоб усунути можливе надходження шкідливостей з сусідніх приміщень.

Об'єм повітря, що подається, розраховують за формулою:

$$W=K \cdot V, \text{ м}^3/\text{годину}$$

де: К – кратність повітрообміну (приймається рівною 6 – 10 1/годину);

V – об'єм робочого приміщення, м³.

K = 8 1/год [3]

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

$$V = 12 \times 8 \times 3 = 288 \text{ м}^3$$

$$W = 8 \times 288 = 2304 \text{ м}^3/\text{годину}$$

За розрахованими об'ємами повітря вибираються типи стандартних промислових вентиляторів.

Вибираємо вентилятор осьовий типу В-06-300 продуктивністю 2500 м³/годину.

4.4.2 Опалення виробничих приміщень

8.4.2.1 Розрахунок опалення виробничих приміщень від пунктів тепlopостачання

Розрахункова кількість тепла визначається за формулою:

$$Q = q \cdot F \cdot (1 + K), \text{ Вт}$$

де: q – укрупнений показник максимальної витрати теплоти на опалення 1 м² приміщення; для Сіверсько-Донецького басейну при зовнішній температурі в зимовий період мінус 20 °С $q=152$ Вт/м²;

F – площа приміщення, м²;

K – коефіцієнт, що враховує витрати теплоти на опалення; (приймається рівним 0,34).

$$q = 152 \text{ Вт/м}^2 \text{ [3]}$$

$$F = 96 \text{ м}^2$$

$$K = 0.34 \text{ [3]}$$

$$Q = 152 \times 96 (1 + 0.34) = 19553.28 \text{ Вт}$$

Площа поверхні радіаторів визначається за формулою:

$$H = Q / 506, \text{ екм}$$

де: екм – еквівалентний квадратний метр – це площа поверхні нагрівання опалювального пристрою, що віддає 506 Вт теплоти при різниці середньої температури теплоносія й температури повітря в приміщенні 64,5 °С; 1 екм = 0,82 м².

$$H = 19553,28 / 506 = 38,64 \text{ екм}$$

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Вибираємо радіатор марки М – 140 АО з площею поверхні нагріву однієї секції 0,299 м² в кількості 9 радіаторів по 12 секцій в кожному.

4.4.3 Аварійна вентиляція

Про загазованість приміщень закритих насосних повідомляє аналізатор концентрації пари бензину в повітрі. При цьому, як правило, включається аварійна вентиляція (В3а, В4а), що блокується з сигналізатором, що забезпечує восьмикратний повітрообмін приміщень. У насосній передбачена аварійна витяжна вентиляція В–2, В–3, що складається з відцентрових вентиляторів Ц4–70 № 5 з вибухозахищеним електродвигуном ВАО–32–4.

На випадок аварії передбачається дистанційна зупинка різних видів устаткування по групах небезпеки. В першу чергу зупиняються сировинні насоси, потім насоси блоку стабілізації, екстракції, далі зупиняються двигуни апаратів повітряного охолодження і в останню чергу допоміжні насоси [1].

4.4.4 Заходи боротьби з пилом

Джерелом пилу на установці ЕЛОУ–АВТ є трубчаста піч. Через димар викидається сажа, яка діє на органи дихання, як будь–який пил, але найстрашніше, що на поверхні часток сажі осідають канцерогенні речовини .

Засоби індивідуального захисту:

- індивідуальний протигаз, що фільтрує, з коробкою марки БКФ (або його аналог, не погіршуючий якості захисту);
- шлангові протигазы ПШ–1, ПШ–2(або їх аналог, не погіршуючий якості захисту);
- респиратори ШБ–1 "Лепесток–200", ШБ–2 "Лепесток–40" ТУ 95–7039–73, респиратор "Кама" ТУ 16–2495–81 (або їх аналог, не погіршуючий якості захисту) [1].

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

4.4.5 Освітлення виробничих приміщень

4.4.5.1 Розрахунок природного освітлення

Розрахунок природного освітлення зводиться до визначення кількості віконних отворів.

Сумарна площа віконних отворів приблизно розраховується, як добуток площі приміщення на світловий коефіцієнт приміщення і визначається за формулою:

$$S_{\text{вік}} = \left(\frac{1}{5} \div \frac{1}{6} \right) \cdot S_n, \text{ м}^2,$$

де: $S_{\text{вік}}$ – загальна площа віконних отворів, м²;

S_n – площа виробничого приміщення, м²;

$1/6 \div 1/5$ – світловий коефіцієнт для приміщень хімічних виробництв.

$$S_n = 96 \text{ м}^2$$

$$S_{\text{вік}} = (1/6) \cdot 96 = 16 \text{ м}^2.$$

Габарити вікна: 2×2 м

$$n = 16 / 4 = 4 \text{ од.}$$

7.4.5.2 Розрахунок загального штучного освітлення

Число джерел світла, потрібне для освітлення приміщення, визначається за методом світлового потоку за формулою:

$$n = \frac{E \cdot S \cdot K}{F \cdot U \cdot Z},$$

де: E – мінімально допустима освітленість робочих поверхонь, лк.

$$E=400 \text{ лк [3]}$$

S – площа приміщення, що освітлюється, м²; $S= 96 \text{ м}^2$

F – світловий потік лампи, лм; Залежить від потужності лампи та напруги в мережі; $F=1080 \text{ лм [3]}$

K – коефіцієнт запасу. Залежить від умов виробництва і типу джерела освітлення; $K=1,5 [3]$

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Z – поправочний коефіцієнт; для відкритих люмінесцентних світильників з лампами денного світла він дорівнює 1,1 [3]

U – коефіцієнт використання освітлювальної установки. Для люмінесцентних ламп можна приймати рівним 1.

$$n = \frac{400 \times 96 \times 15}{1080 \times 1 \times 1,1} = 48$$

Беремо 12 світильників по 4 лампи в кожному.

Потужність електроосвітлювальної установки з урахуванням місцевого освітлення визначається за формулою:

$$N = \frac{n \times W + (0,1 \div 0,2) \times n \times W}{1000}, \text{ кВт,}$$

де: n – розрахункова кількість ламп для освітлення даного приміщення;

W – потужність однієї лампи, Вт;

$(0,1 \div 0,2) \cdot W$ – додаткова потужність для ламп місцевого освітлення, Вт

$$n = 12$$

$$W = 30 \text{ Вт}$$

$$N = \frac{12 \times 30 + (0,2) \times 12 \times 30}{1000} = 0,43 \text{ кВт}$$

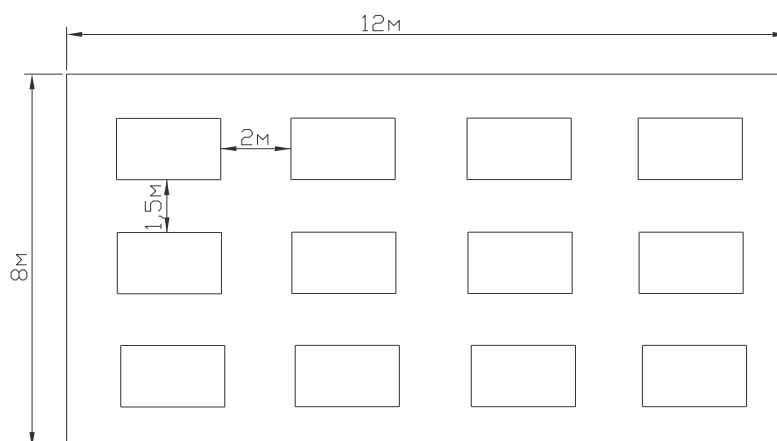


Рис. 4.1 Схема розміщення світильників.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

4.4.6 Заходи боротьби з шумом і вібраціями

Для приміщення центрального пункту управління (ЦПК) і допоміжних приміщень, де робочий персонал знаходиться протягом 8–ми годин рівень шуму не перевищує 65 дба.

Рівень шуму в робочих зонах установки (виробничі приміщення і на відкритому майданчику) залежно від загальної кількості годин, протягом яких робочий персонал піддається дії шуму, не повинні перевищувати наступних значень:

від 4 до 8 годин	– 85 дба
від 1 до 4 годин	– 91 дба
від 15 хвилин до 1 години	– 97 дба
від 5 хвилин до 15 хвилин	– 103 дба
менше 5 хвилин	– 109 дба

У зв'язку з цим час оператора–обхідника в зонах з наявністю шуму обмежений і орієнтування складає 3 години за зміну (8 годин).

Для забезпечення вказаних вище обмежень, при необхідності передбачаються наступні заходи:

- установка кожуха на джерело шуму частково або повністю;
- протишумова ізоляція;
- покриття (частково) будівельних конструкцій звукопоглинальним матеріалом (плитка і т.п.);
- покриття (частково) будівельних конструкцій гігроскопічними речовинами;
- індивідуальні засоби захисту (навушники). [1]

4.4.7 Заходи захисту від статичної електрики

1. Для запобігання можливості виникнення небезпечних розрядів з поверхні обладнання, речовин, що перероблюються, а також з тіла людини необхідно передбачати, з урахуванням особливостей виробництва і заходи, які можуть забезпечити відведення заряду:

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

- зниження інтенсивності генерації заряду статичної електрики;
- відведення заряду шляхом заземлення обладнання та комунікацій, а також забезпечення постійного електричного контакту з заземленням тіла людини;
- відведення заряду шляхом зменшення питомого об'ємного та поверхневого електричного опору;

– нейтралізація заряду шляхом використання різних засобів захисту від статичної електрики по ГОСТ 12.4.124–83.

2. Для зниження інтенсивності виникнення заряду:

– скрізь, де це технологічно можливо, горючі гази повинні очищатися від завислих рідинних та твердих частинок, рідини – від забруднення нерозчинними твердими та рідинними домішками;

– скрізь, де цього не вимагає технологія виробництва, повинно бути виключено розбризування, дроблення, розпилення речовин;

– швидкість руху матеріалів в апаратах та магістралях не повинна перевищувати значень, які передбачені проектом.

3. Зниження чутливості об'єктів, оточуючого та проникаючого в них середовища до запалюючого впливу розрядів статичної електрики слід забезпечити регламентуванням параметрів виробничих процесів (вологвмісту та дисперсності аерозависів, тиску та температури середовища та ін.), які впливають на W , та флегматизацією горючих середовищ.

4. У випадку, коли неможливо забезпечити стікання виникаючих зарядів, для запобігання запалювання іскровими розрядами статичної електрики середовища в середині апаратів при передавлюванні легкозаймистих рідин, пневмотранспортуванні горючих дрібнодисперсних та сипких матеріалів, продувці обладнання при запуску тощо, необхідно виключити виникнення вибухонебезпечних сумішей шляхом використання закритих систем з надлишковим тиском або інертних газів для заповнення апаратів, ємкостей, закритих транспортних систем або іншими способами.[4]

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

4.4.8 Заходи електробезпеки

На установці, в електродегидраторах блоку ЕЛОУ, застосовується електричний струм високої напруги (до 44 кв). Електродвигуни на установці працюють під напругою 380 вольт, а окремі під напругою до 6000 вольт мають заземлення.

При роботі з електроустаткуванням необхідно:

– при проведенні огляду, ремонтів і інших робіт на агрегатах і апаратах, що наводяться в рух від електродвигунів, необхідно заздалегідь розібрати схему живлення даного електродвигуна, вивісити плакати: “ Не включати, працюють люди”;

– кожен робітник, що працює з електроустаткуванням, зобов'язаний мати на робочому місці діелектричні гумові рукавички і діелектричний гумовий килимок;

– розбирання і ремонт електроустаткування, електродвигунів і електроапаратури повинні вироблятися лише при знятій напрузі і лише електроремонтним персоналом, що має на це дозвіл відповідних організацій;

– до роботи з кранами і іншими вантажопідйомними механізмами допускаються спеціально вивчені люди. [4]

Для усунення переходу напруги на корпус і на неструмоведучі частини електричного і технологічного обладнання за замкнення на них однієї з фаз застосовують захисне заземлення або занулення.

Розрахунок заземлюючого контуру здійснюють, виходячи з умови, що загальний опір заземлюючого контуру $R_{ззн}$ повинен бути меншим за 4 Ом.

Загальний опір захисного заземлюючого пристрою визначається за формулою:

$$R_{ззн} = \frac{R_з \cdot R_{см}}{R_{см} \cdot n \cdot \eta_з + R_з \cdot \eta_{см}}, \text{ Ом,}$$

де: $R_з$ – опір заземлювача, в якості якого можуть використовуватись металеві стрижні, труби, кутки і таке інше, Ом;

$R_{см}$ – опір металевій смуги, що з'єднує заземлювачі, Ом;

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата					

ПД 03.01.ПЗ

n – кількість заземлювачів;

η_3 – коефіцієнт екранування заземлювача; приймається в межах 0,2–0,9;

$\eta_{см}$ – коефіцієнт екранування з'єднуючої смуги; приймається в межах 0,1–0,7.

Опір заземлювача визначається за формулою:

$$R_3 = \frac{\rho}{2\pi \cdot \ell} \left(\ln \frac{2 \cdot \ell}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot t + \ell}{4 \cdot t - \ell} \right), \text{ Ом,}$$

де: ρ – питомий електричний опір ґрунту, Омм; залежить від типу ґрунту;

ℓ – довжина заземлювача; для стрижнів складає до 10 м, для труб 2–3 м;

d – діаметр заземлювача, м; складає для стрижнів 0,01–0,03 м, для труб 0,03 – 0,05 м;

t – відстань від середини розташованого в ґрунті заземлювача до рівня землі, м; Необхідно враховувати, що відстань від верхнього кінця заземлювача до поверхні землі повинна бути не меншою за 0,5 м.

$$\rho = 700 \text{ Ом*м}$$

$$\ell = 3 \text{ м}$$

$$d = 0,05 \text{ м}$$

$$t = 2 \text{ м}$$

$$R_3 = \frac{700}{2 \times 3,14 \times 3} \left(\ln \frac{2 \times 3}{0,05} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \times 2 + 3}{4 \times 2 - 3} \right) = 137,5 \text{ Ом}$$

Опір смуги, що з'єднує заземлювачі, визначається за формулою:

$$R_{см} = \frac{\rho}{2\pi \cdot L} \cdot \ln \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t'}, \text{ Ом,}$$

де: L – довжина смуги, що з'єднує заземлювачі, м; за контурного заземлення приблизно дорівнює периметру виробничої будівлі;

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

b – ширина смуги, м; звичайно дорівнює 0,03 м за прокладання заземлюючого контуру всередині будівлі і 0,05 м – зовні будівлі;

t' – відстань від верхнього кінця заземлювача до поверхні землі, м; звичайно приймається не менше 0,5 м.

$$L = 72 \text{ м}$$

$$b = 0.05 \text{ м}$$

$$t' = 0.5 \text{ м}$$

$$R_{см} = \frac{500}{2 \times 3,14 \times 72} \cdot \ln \frac{2 \times 72^2}{0,05 \times 0,5} = 14,3 \text{ Ом}$$

Кількість заземлювачів захисного заземлюючого пристрою визначається за формулою:

$$n = \frac{\Psi \cdot R_3}{4 \cdot \eta_3},$$

де: Ψ – коефіцієнт сезонності; який залежить від кліматичної зони території. Місцевість Сіверсько–Донецького басейну відповідає III кліматичній зоні (визначається за температурою повітря в січні – мінус 10 – 0 °С; в липні 22 – 24 °С; терміном замерзання води \approx 100 днів), для якої $\Psi = 2$;

R_3 – опір заземлювача, Ом;

4 – припустимий загальний опір, Ом;

η_3 – коефіцієнт екранування заземлювача.

$$n = \frac{2 \times 137,5}{4 \times 0,9} = 76,4$$

Приймаємо 77 .

$$R_{зп} = \frac{137,5 \times 14,3}{14,3 \times 77 \times 0,9 + 137,5 \times 0,5} = 1,8 \text{ Ом}$$

$$1,8 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}$$

Тому, що значення $R_{зп} \leq 4 \text{ Ом}$, то захисний заземлюючий пристрій зможе забезпечити електробезпеку виробничої будівлі.

						Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

ПД 03.01.ПЗ

4.4.9 Пожежобезпека

Можливість виникнення пожежі в проектованому виробництві створюється за наступних умов:

1. порушення норм технологічного режиму, встановлених регламентом;
2. недотримання норм правил техніки безпеки і пожежної безпеки;
3. робота на несправному устаткуванні;
4. порушення правил проведення вогняних робіт;
5. куріння в недозволеному місці.

Щоб уникнути виникнення і розповсюдження пожеж в проектованому виробництві передбачена низка протипожежних заходів:

1. протипожежна водонасосна система, укомплектована відцентровими пожежними насосами;
2. переносні і пересувні вогнегасники стратегічно розміщені по всіх виробничих зонах відповідно до вимог Н ГРА 10 – 1992;
3. вогнегасники вуглекислотні ОУ – 2, ОУ – 5; пінні ОП – 5, ящики з піском, азбестове полотно, пожежні рукава;

Для оперативного забезпечення гасіння пожежі передбачені повідомлювачі, пожежна сигналізація, телефонний зв'язок.

Працівники повинні застосовувати наступні засоби захисту:

1. фільтруючі протигази БКФ;
2. шлангові протигази ПШ – 1;
3. захисні каски, маски, окуляри, рукавиці, спецодяг, спецвзуття. [1]

Критичний (гасильний або тушильний) діаметр отвору полум'ягасильної сітки або струменю газу вогнеприпинювача визначається за формулою:

$$d_{кр} = \frac{4 \cdot \lambda \cdot (t_{cc} - t_n)}{\omega \cdot [q_n - C_p (t_2 - t_{cc})]}, \text{ м}$$

де: λ – теплопровідність горючої суміші, Вт/(мград);

t_{cc} – температура самоспалахування пари або пилу, °С;

t_n – початкова температура суміші, °С;

									Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	ПД 03.01.ПЗ				

ω – швидкість горіння суміші, м/с;

q_n – кількість тепла, яке виділяється за згорання 1 м³ суміші, Дж/м³;

C_p – теплоємність продуктів горіння, Дж/(м³град);

t_2 – температура горіння, °С.

$$d_{кр} = \frac{4 \times 0,12 \times (350 - 290)}{12 \times [37000000 - 115,285(410 - 350)]} = 0,65 \times 10^{-7} \text{ м}$$

Для підвищення надійності гасіння полум'я діаметр отвору приймається на 20 % меншим за розрахований критичний діаметр, $0,48 \cdot 10^{-7}$ м

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

5. Компоновка технологічного обладнання

Механіко–монтажна частина є однією з основних і важких робіт із проектування, тому що при її виконанні необхідно погодити не тільки технологічні вимоги (зручність обслуговування встаткування й можливість демонтажу апаратів і їхніх деталей при ремонтах; забезпечення максимально коротких трубопроводів між апаратами при необхідності самопливу; раціональне рішення внутрішньозаводського транспорту), але й дотримувати будівельних норм, вимоги природної освітленості, правила й норми техніки безпеки й охорони праці, санітарні й протипожежні норми.

Устаткування хімічних виробництв залежно від застосовуваних машин і апаратів, особливостей технологічного процесу й кліматичних умов може бути розташоване в закритих виробничих приміщеннях і на відкритих площадках. Розташування устаткування на відкритих площадках. Компонування устаткування на відкритих площадках скорочують капітальні витрати на будівництво, зменшує загазованість і вплив тепловиділень, знижує вибухо– і пожежонебезпеку. Установка апаратури на відкритих площадках створює також передумови для укрупнення агрегатів, дозволяє в багатьох випадках відмовитися від членування на частині (царги) апаратури (переважно колоною) і, крім того, поліпшує умови монтажу встаткування.

Якщо виробництва вибухо– і пожежонебезпечні, а сировина для них і продукти мають токсичні властивості, то для експлуатації потрібно складна безвідмовна примусова система вентиляції з багаторазовим протягом години обміном повітря. Такі виробництва, як правило, висувають особливі вимоги й до рішення будівельної частини будинків. Розміщення їхнього встаткування поза будинком, на відкритій площадці, має важливе значення.

При розміщенні устаткування на відкритих площадках необхідно керуватися вказівками по установці технологічного устаткування на

Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата

ПД 03.01.ПЗ

Арк

відкритих площадках у хімічній промисловості, дотримувати діючих правил і норми техніки безпеки, забезпечуючи нормальні умови обслуговуючому персоналу й безаварійній роботі устаткування.

Розміщення технологічного устаткування на відкритих площадках варто проектувати у всіх випадках, коли дозволяють кліматичні умови й умови експлуатації технологічного устаткування, застосовуючи при необхідності місцеві вкриття. Місцеві вкриття можуть бути у вигляді наметів, будок, навісів різних розмірів і призначень, починаючи від невеликих укриттів окремих апаратів до пристрою цехів без стін, з одним тільки дахом, і в окремих випадках етажерок. Застосування місцевих укриттів доцільно в тому випадку, коли апаратура не вимагає установки в утепленому приміщенні, але повинна бути захищена, так само як і експлуатаційний персонал, від вітру, пилу й дощу.

На відкритих площадках хімічна апаратура може встановлюватися або на етажерках — залізобетонних і металевих, або самостійно — на індивідуальних і групових фундаментах. Апарати малого діаметра й великої висоти варто встановлювати на етажерках.

Залежно від схеми виробництва, конструктивних особливостей устаткування, системи керування й ступеня автоматизації, району будівництва й ряду інших специфічних умов компонування встаткування установок різних хімічних виробництв, розташовуваних на відкритих площадках, може бути надзвичайно різноманітною.

При установці встаткування поза будинком рекомендується:

- все важке й громіздке встаткування по можливості розташовувати на оцінці землі з таким розрахунком, щоб не робити більш важчими конструкції етажерок, на яких встановлюється устаткування;
- опорні пристрої застосовувати типові зі збірного залізобетону;
- максимально використовувати несучу здатність стінок великогабаритних ємнісних апаратів — пристрій сходів і площадок для

обслуговування кришок, люків, штуцерів для завантаження й вивантаження

Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата

насадки, арматури, приладів і т.п., закріплених на самих апаратах. У свою чергу, ці площадки можуть бути використані для розміщення на них допоміжного устаткування – теплообмінного, ємнісного й ін. Апаратуру колонного й баштового типів варто використовувати як несучі конструкції для кріплення обслуговуючих площадок, сходів, а також якщо буде потреба невеликих вантажопідйомних пристосувань (кран–укосин, тельферів, блоків).

Розташування апаратів безпосередньо на інших спорудженнях або над технологічним устаткуванням значно скорочує площа забудови. Таке розташування особливо доцільно для установок, що працюють при низьких тисках і тим більше під вакуумом, тому що скорочується протяг трубопроводів, різко знижуються гідравлічні втрати й підвищується герметичність установки.

На монтажному кресленні комплексів основне технологічне встаткування розташоване поза будинком, при цьому важке устаткування встановлено на оцінці землі. Площадки укріплені безпосередньо на апаратах і використовуються для установки допоміжного устаткування. Сходи для обслуговуючих площадок також кріпляться до апаратів.

При наявності великої кількості апаратів, що вимагають за умовами технологічного процесу розміщення на різних висотних оцінках, доцільне спорудження спеціальної багатоповерхової етажерки. У цьому випадку громіздкі й високогабаритні апарати з метою скорочення розмірів етажерки варто розміщати по її периметрі із зовнішньої сторони. Винос технологічного устаткування на відкриті площадки з обліком технологічного процесу й кліматичних умов повинен бути керівним принципом при проектуванні установок всіх виробництв хімічної промисловості.

Досвід застосування відкритих установок на вітчизняних хімічних і нафтопереробних підприємствах, а також закордонна практика підтвердили, що зимова пора року при відповідному обліку умов експлуатації й прийнятті необхідних захисних мір не є перешкодою для розміщення основної частини технологічного устаткування на відкритих площадках.

Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата

ПД 03.01.ПЗ

Арк

Якщо устаткування не можна встановити на відкритій площадці, то його варто розташовувати в будинках із залізобетону прямокутної форми в плані з використанням уніфікованих типових прольотів і по можливості однакової висоти. Розміри прольотів, розташування розподільних осей (кроків колон) і висоти будинків приймаються за ДСТ 23838–79 і 24336–80; розміри прольотів і кроків колон одноповерхових будинків – кратними 6 м; розміри прольотів багатоповерхових будинків – кратними 3 м, а кроки колон – кратними 6 м.

При установці важкого технологічного устаткування й при можливості виникнення в процесі його роботи динамічних навантажень рекомендується використовувати одноповерхові будинки. При розміщенні устаткування з вертикальним технологічним процесом (млинів, елеваторів, дробильних установок і т.п.) використовують багатоповерхові будинки. Відповідно до Будівельних норм і правил, висота одноповерхових будинків (від підлоги до низу горизонтальних несучих конструкцій на опорі) повинна бути не менш 3 м, висота поверху багатоповерхових будинків (від підлоги сходової площадки даного поверху до підлоги сходової площадки вищого поверху) – не менш 3,3 м [19].

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

6. Екологія та охорона навколишнього середовища

6.1 Тверді та рідкі відходи

Перелік твердих та рідких відходів, що є в наявності на даному виробництві, наведен в таблицях 6.1– 6.2.

Таблиця 6.1.– Тверді відходи

Найменування відходу	Куди складується, транспорт	Періодичність утворення	Умова (метод) і місце поховання, знешкодження, утилізації	Кількість, кг/добу (т/рік)	Примітка
Тверді відходи					
а) використовувані					
1. Відходи будівельні, ремонтних робіт. Код 2666.13.01. Клас небезпеки– 4	Складуються тимчасово у відвалі на бетонній площадці в позначеному місці й у міру нагромадження вивозяться автомобільним транспортом	Періодично протягом місяця	Використовуються для відновлення, підсилення, твердих автодорожніх покриттів підприємства	0,87 т/місяць (10,5)	Утворюються при проведенні ремонтно–відбудовчих робіт будинків, покриттів споруджень, бетонних площадок апаратного двору
2. Лом амортизаційних металів чорних (сталь) Код 2665.13.01. Клас небезпеки– 4	У міру нагромадження складуються тимчасово на бетонній площадці в позначеному місці.	Періодично протягом місяця	Використовуються для здачі в металобрухт	21,87 т/місяць (105)	Утворюються при веденні ремонтно–відбудовчих робіт трубопроводів й устаткування
3. Лом амортизаційних металів кольорових Код 7710.13.03. Клас небезпеки–4	У міру нагромадження складуються тимчасово на бетонній площадці в позначеному місці.	Періодично протягом місяця	Використовуються для здачі в металобрухт	(2,45)	Утворюються при веденні ремонтно–відбудовчих робіт устаткування

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 6.1

Найменування відходу	Куди складується, транспорт	Періодичність утворення	Умова (метод) і місце поховання, знешкодження, утилізації	Кількість, кг/добу (т/рік)	Примітка
4. Продукти очищення апаратів (нафтошлам). Код 320.22.02. Клас небезпеки – 2	У міру очищення апаратів складуються тимчасово в металевий контейнер. Вивозяться автомобільним транспортом разом з контейнером.	Разово протягом кап. ремонту апаратів	Використаються як сировина установки очищення нафтошламу	(26,25)	Утворюються при підготовці до ремонтних робіт колон, емностей
5. Нафтопродукти відпрацьовані при експлуатації встаткування. Код 6000.13.01. Клас небезпеки–2	У міру ревізії апаратів віддаляються тимчасово в металевий контейнер. Вивозяться автомобільним транспортом	Разово протягом кап. ремонту апаратів	Використаються як сировина установки очищення нафтошламу	(26,25)	Утворюються при підготовці до ремонтних робіт колон, емностей
б) невикористовуванні					
6. Продукти очищення апаратів (пірофірні з'єднання). Код 320.22.02. Клас небезпеки –3	У міру нагромадження складуються тимчасово у відвал із закапуванням у ґрунт на площадці в позначеному місці	Разово протягом кап. ремонту апаратів	Не використовуються	(0,42)	Утворюються при підготовці до ремонтних робіт колон, емностей
7. Побутові відходи (сміття). Код 7710.13.03. Клас небезпеки –4	Складується в міру нагромадження в металевому контейнері.	Постійно протягом місяця	Вивозиться на полігон твердих побутових відходів	0,78 т/місяць (9,58)	Утворюються при веденні ремонтно-відбудовчих робіт

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 6.2 Рідкі відходи

Найменування відходу	Куди складується, транспорт	Періодичність утворення	Умова (метод) і місце поховання, знешкодження, утилізації	Питома норма викиду на одиницю сировини, кг/тонну	Кількість, кг/добу (т/рік)	Примітка
Рідкі відходи						
а) використовувані						
1. Відпрацьований луг зі змістом солей натру до 11% вага., сульфиду натрію до Код 2320.13.07. 2% вага.	Накопичується в електророзподільчачи, виводиться по трубопроводу для нагромадження в резервуар. При простій скидається по 2-й системі промислової каналізації	Постійно накопичується при веденні технологічного процесу застосування бензин. Фр. ПК-70°C	Використається після нагромадження як сировина установки утилізації лужних відходів	0,084 (кг/т виведеної фракції) ПК-70 (85) ?3	64,51 тонн/рік у перерахуванні на 100% концентрацію	На виробництво виведеної фракції ПК-70°C
б) невикористовуванні						
2. Солевий розчин із блоку електродегідраторів	Збирається у відстійнику, далі скидається в 2 систему каналізації	Постійне скидання	Цех очищення промстоків	Не більше 33,07 (3,3%)	79380 (26460)	Для знесолення нафти на блоці електродегідраторів

6.2 Стічні води

Промислові стоки системи каналізації:

а) Питома норма викиду на одиницю сировини готової продукції, т/т:

0,024.

Кількість утворення стічних вод, м³/ч: до 23,62.

Куди скидається: у 1-шу систему каналізації.

					ПД 03.01.ПЗ		Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата			

Встановлена норма вмісту забруднень в стоках. Вміст нафтопродуктів, мг/дм³: не більше 157,5.

б) Питома норма викиду на одиницю сировини готової продукції, т/т: 0,061.

Кількість утворення стічних вод, м³/ч: до 61,58.

Куди скидається: у 2-гу систему каналізації.

Встановлена норма вмісту забруднень в стоках. Вміст нафтопродуктів, мг/дм³: не більше 525.

Умови (метод) ліквідації знешкодження, утилізації: прямують в цех очищення промислових стоків.

Періодичність викидів: постійно.

Примітка: аналогічний контроль скидань виробляється в кінцевому колодязі.

63 Викиди в атмосферу

Димові гази технологічних печей

Таблиця 6.3 – Викиди димових газів в атмосферу

Кількість утворення викидів по видах г/сек (т/рік)		Встановлена норма вмісту забруднень у викидах (мг/м ³)
SO ₂	118,28 (1984,2)	696,02
CO	1,69 (38,95)	9,96
Азоту оксиди в перерахунку на NO ₂	7,43 (170,98)	43,7
V ₂ O ₂	0,11 (1,988)	0,63
Сажа	0,32 (7,71)	1,87
Зола мазутна	0,61 (8,24)	3,61

Умови (метод) ліквідації, знешкодження, утилізації: за рахунок ефекту розсіювання.

Періодичність викидів: постійно.

Неорганізовані викиди через не щільність устаткування, при транспортуванні сумішей нафтопродуктів по апаратурі і системі каналізації

Перелік викидів наведений в таблиці 6.4.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 6.4 – Неорганізовані викиди при транспортуванні сумішей нафтопродуктів

Кількість утворення викидів по видах, г/сек (т/рік)	
Бензин нафтовий	17,43 (366,74)
H ₂ S	0,0034 (0,07)

Умови (метод) ліквідації, знешкодження, утилізації: за рахунок ефекту розсіювання.

Періодичність викидів: постійно [1].

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

7. Техніко–економічні розрахунки

7.1. Загальна характеристика заходів чи розробок дипломного проекту

Вихідні дані для техніко–економічного обґрунтування розробки чи обґрунтування економічної ефективності заходів, що проектуються

Вихідні дані містять наступну інформацію щодо діючого виробництва, яке прийняте за базу порівняння:

- проектна виробнича потужність підприємства 4,2 млн. т/рік;
- фактична виробнича потужність підприємства 8 млн. т/рік;
- вартість основних виробничих фондів цеху складає 79285,800 тис.грн., у тому числі устаткування 48314,620 тис.грн.;
- режим роботи виробництва – безперервний;
- кількість капітальних ремонтів в році – 1, тривалість 480 годин;
- кількість поточних ремонтів в році – 1, тривалість 200 годин;
- тривалість технологічних простоїв, що регламентуються, за рік – 80 годин;
- кількість паралельно працюючих однойменних одиниць основного устаткування – 1;
- годинна продуктивність одиниці основного устаткування – 525 т/год;
- чисельність персоналу цеху складає 124 осіб, у тому числі основні робітники 106 осіб.
- калькуляція собівартості діючого виробництва приведена у таблиці 7.1.

Таблиця 7.1. – Калькуляція собівартості діючого виробництва

№	Найменування статей	Одиниця виміру	На весь випуск			На один. прод, грн. і коп..
			Кількість, тис.т	Ціна, грн. і коп.	Сума, грн. (гр.4* гр. 5)	
	1	2	3	4	5	6
1	Сировина, основні матеріали і напівфабрикати за вирахуванням втрат і відходів	т	4200	3068,37	12887171000	3068,37
2	Допоміжні матеріали					
2.1	Реагенти		0,32	4658661,36	1490771,63	0,35
2.2	Каталізатори		0,08	4658662,25	372692,98	0,09
3	Паливо і енергія					
	Азот	тис.м ³	79,758	120,21	9587,34	0,002
	Вода оборотна	тис.м ³	17421,137	513,05	8937931,94	2,13
	Газ заводський для палива	т	44,991	1737505,74	78172120,87	18,61
ПД 03.01.ПЗ						Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 7.3. – Калькуляція собівартості діючого виробництва

	1	2	3	4	5	6
	Мазут для палива	т	31,873	2560904,55	81623710,83	19,43
	Стисле повітря для виробничих цілей		2476,640	0,88	2182,41	0,0005
	Теплоенергія для виробничих цілей	ГКал	115,717	188404,88	21801647,26	5,19
	Електроенергія для виробничих цілей	тис.квт/год	53939,657	277,25	14954891,94	3,56
4	Амортизація				7037671,3	1,68
5	Витрати на ремонт				10815371,82	2,58
6	Зароботна плата і відрахування				3903764,91	0,93
7	Внутрізаводське перекачування				61100336,22	14,55
8	Загальновиробничі витрати				13934067,17	3,32
9	Адміністративні витрати				31784168,78	7,57
10	Разом витрат на обробку (стр.2+3+4+5+6+7+8+9)				335940917	79,99
11	Всього витрат (1+10)				13223111917	3148,36

7.1.2. Стисла характеристика розробки чи проєктованих заходів дипломного проєкту

Пропонується для приготування водонафтових емульсій використовувати гідравлічний змішувач кавітації (ГКС). Дисперсність крапель води на виході ГКС складає 5.20 мкм. Приготована емульсія добре розшаровується в електродегидраторах.

Оригінальним є вузол подачі води в нафту, де здійснюється попереднє змішення води з нафтою в струменевому змішувачі.

Отримувані ефекти:

- залишковий вміст солей в нафті складає 3,1:4мг/літр.
- зниження вжитку промивальної води на 20:25%.
- стабільна робота змішувача при змінних навантаженнях.
- низький вміст нафтопродуктів в промивних водах.

7.1.3. Розрахунок річної виробничої потужності проєктованого виробництва

Для безперервних хімічних процесів розрахунок річної виробничої потужності підприємства (підрозділу) виконується за формулою:

$$P_r = N \cdot q_{год} \cdot T_{ef}, \quad (7.1.)$$

де P_r – величина річної виробничої потужності підприємства (цеху, ділянки, лінії і ін.);

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

N – кількість паралельно працюючих однойменних одиниць основного устаткування;

$q_{год}$ – годинна продуктивність одиниці устаткування;

$T_{эф}$ – ефективний фонд часу роботи одиниці устаткування, годин:

$$T_{эф} = T_{кал} - T_{рем} - T_{техн}, \quad (7.2.)$$

де $T_{кал}$ – календарний фонд часу роботи одиниці устаткування, 8760 годин;

$T_{рем}$ – планова сумарна тривалість ремонтних простоїв одиниці устаткування протягом року, годин;

$T_{техн}$ – тривалість технологічних простоїв одиниці устаткування, що регламентується, за рік, годин.

Тривалість ремонтних простоїв устаткування підприємства (підрозділу) визначається з графіків ППР відповідно до залежності:

$$T_{рем} = n_m \cdot t_{рем(m)} + n_k \cdot t_{рем(k)}, \quad (7.3.)$$

де n_m , n_k – кількість поточних і капітальних ремонтів протягом року відповідно;

$t_{рем(m)}$, $t_{рем(k)}$ – планова тривалість простоїв в поточних і капітальних ремонтах протягом року відповідно.

Тривалість ремонтних простоїв устаткування підприємства:

$$T_{рем} = 1 \cdot 200 + 1 \cdot 480 = 680 \text{ годин.}$$

Ефективний фонд часу роботи одиниці устаткування:

$$T_{эф} = 8760 - 680 - 80 = 8000 \text{ годин.}$$

Річна виробнича потужність первинної переробки:

$$P_r = 1 \cdot 525 \cdot 8000 = 4200000 \text{ т/рік.}$$

7.2. Розрахунок одноразових витрат на впровадження заходів дипломного проекту

Розрахунки кошторисної вартості впроваджуваного устаткування підприємства зводяться в таблицях 7.2. та 7.3.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 7.2. – Прейскурантна вартість впроваджуваного устаткування

Найменування устаткування	Кількість одиниць, шт.	Прейскурантна вартість одиниці, грн./ шт.	Всього прејскурантна вартість, грн.
1. Змішувач	2	40000	80000
Разом			80000

Таблиця 7.3. – Кошторисна вартість впроваджуваного устаткування, грн.

Найменування устаткування	Прейскурантна вартість	Додаткові витрати		Всього кошторисна вартість
		транспортні витрати	монтаж і установка	
1. Основне	80000	2400	15200	97600
Разом				97600

Зміна суми амортизації:

$$\Delta S_{\text{аморт}} = \Delta S_{\text{уст}} \cdot N_{\text{аморт}} = 97600 \cdot 0,24 = 23424 \text{ грн}$$

7.3. Калькуляція собівартості проєктованого виробництва

Калькуляція собівартості проєктованого виробництва преведена у таблиці 7.4.

Таблиця 7.4. – Калькуляція собівартості проєктованого виробництва

№	Найменування статей	Одиниця виміру	На весь випуск			На один. прод, грн. і коп..
			Кількість, тис.т	Ціна, грн. і коп.	Сума, грн. (гр.4* гр. 5)	
	1	2	3	4	5	6
1	Сировина, основні матеріали і напівфабрикати за вирахуванням втрат і відходів	т	4200	3068,37	12887171000	3068,37
2	Допоміжні матеріали					
2.1	Реагенти		0,32	4658661,36	1490771,63	0,35
2.2	Каталізатори		0,08	4658662,25	372692,98	0,09
3	Паливо і енергія					
	Азот	тис.м ³	79,758	120,21	9587,34	0,002
	Вода оборотна	тис.м ³	13065,85	513,05	6703435,88	1,6
	Газ заводський для палива	т	44,991	1737505,74	78172120,87	18,61
	Мазут для палива	т	31,873	2560904,55	81623710,83	19,43
	Стисле повітря для виробничих цілей		2476,640	0,88	2182,41	0,0005
	Теплоенергія для виробничих цілей	ГКал	115,717	188404,88	21801647,26	5,19
	Електроенергія для виробничих цілей	тис.квт/год	53939,657	277,25	14954891,94	3,56
4	Амортизація				7061095,3	1,68
5	Витрати на ремонт				10815371,82	2,58
6	Зароботна плата і відрахування				3903764,91	0,93
7	Внутрізаводське перекачування				61100336,22	14,55
8	Загальновиробничі витрати				13934067,17	3,32
9	Адміністративні витрати				31784168,78	7,57
10	Разом витрат на обробку				333729845	79,46
	(стр.2+3+4+5+6+7+8+9)					Арк
ПД 03.01.ПЗ						
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

11	Всього витрат (1+10)				13220900845	3147,83
----	----------------------	--	--	--	-------------	---------

7.4. Розрахунок техніко–економічних показників

Продуктивність праці основних робітників, фіз.од./люд. :

$$P_{\text{п}} = Q/C = 4200/106 = 39,62 \text{ тис.т./люд.};$$

Річний економічний ефект склав:

$$E_{\Delta C} = C_0 - C_1 = 13223111917 - 13220900845 = 2211072 \text{ грн.}$$

Вартість основних виробничих фондів цеху складає:

$$\Phi_1 = \Phi_0 + \Delta S_{\text{уст}} = 79285,8 + 97,6 = 79383,4 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності одноразових витрат складе:

$$T_{\text{ок}} = 97600/2211072 = 0,044 \text{ рік} * 12 = 0,53 \text{ міс}$$

Результати розрахунків основних ТЕП виробництва продукції підприємства в діючому та проектованому періодах наводяться в таблиці 7.5.

Таблица 7.5. – Техніко–економічні показники

Показники	Одиниці вимірювання	Діюче виробництво	Проектоване виробництво	Зміна показників, %
1. Річний обсяг виробництва продукції:				
- у натуральному виразі	тис. т	2800	2800	–
2. Річна собівартість виробництва продукції	грн	13223111917	13220900845	0,02
3. Собівартість одиниці продукції	грн/т	3148,36	3147,83	0,02
4. Вартість основних виробничих фондів	тис. грн	79285,8	79383,4	0,12
5. Чисельність працівників	осіб	124	124	–
- у т.ч. основних робітників	осіб	106	106	–
6. Продуктивність праці основних робітників	тис.т/люд	39,62	39,62	–
7. Одноразові витрати на заходи	грн	–	97600	–
8. Річний економічний ефект від зниження собівартості	грн	–	2211072	–
9. Термін окупності одноразових витрат	міс	–	0,53	–

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Abstract

In the degree project the given analysis of the scientific and technical literature on methods of primary processing of petroleum.

On the basis of this analysis the offered circuit of primary processing of petroleum.

The characteristic of methods of primary processing of petroleum, physico-chemical bases desalting and dehydration of petroleum is given, the kinds electricdehydrator are considered. The material and thermal account of process desalting and dehydration of petroleum is carried out(spent). In job the ecology of the designed manufacture, protection of work and structure of organization of a civil defense of primary processing of petroleum was considered.

In an economic part of the project are designed the cost price of production in view of the offered measures, the account of expendable expenses on introduction of the offered measures, and also technical and economic parameters is induced.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Список використаної літератури

1. Технологічний регламент установки ЕЛОУ – АВТ – 8, м. Лисичанськ, 2004 р.
2. «Технологія переробки нафти». Частина перша. Під ред. О. Ф. Глагольової і В. М. Капустіна. – М.: Хімія, КОЛОС, 2006. – 400 с.
3. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в дипломних проектах (роботах). Напрямок «Хімічна технологія». Сєвєродонецьк, 2009 р
4. Інструкція № ОП – 1з охорони праці в ЗАТ «Лінік». м. Лисичанськ, 2007 р.
5. <http://www.osoboekb.ru>
6. <http://marketing.rbc.ua>
7. <http://neftegaz.ru>
8. <http://www.osoboekb.ru>
9. Журнал «Нафтогазові технології» № 6, червень 2008 р.
10. <http://ildor.ru>
11. <http://revolution.allbest.ru>
12. <http://intrek.com.ua>
13. Танатарів М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдінов Р.А. і ін. «Технологічні розрахунки установок переробки нафти». Навчальний посібник для ВУЗів. – М.: Хімія, 1987 р. – 352 с.
14. М.Г. Рудін «Кишеньковий довідник нафтопереробника» – Л.: Хімія, 1989 р. – 464 с.
15. Б.Б. Мамедов «Технологічні розрахунки процесів переробки нафти та газу». Навчальний посібник. – Луганськ: Вид-во СНУ ім. В. Даля, 2008 р. – 246 с.
16. «Основні процеси і апарати хімічної технології». Друге видання. Під ред. Ю.І. Дитнерського. – М.: Хімія, 1991 р. – 496 с.
17. <http://ru.wikipedia.org>
18. <http://www.revolution.allbest.ru>

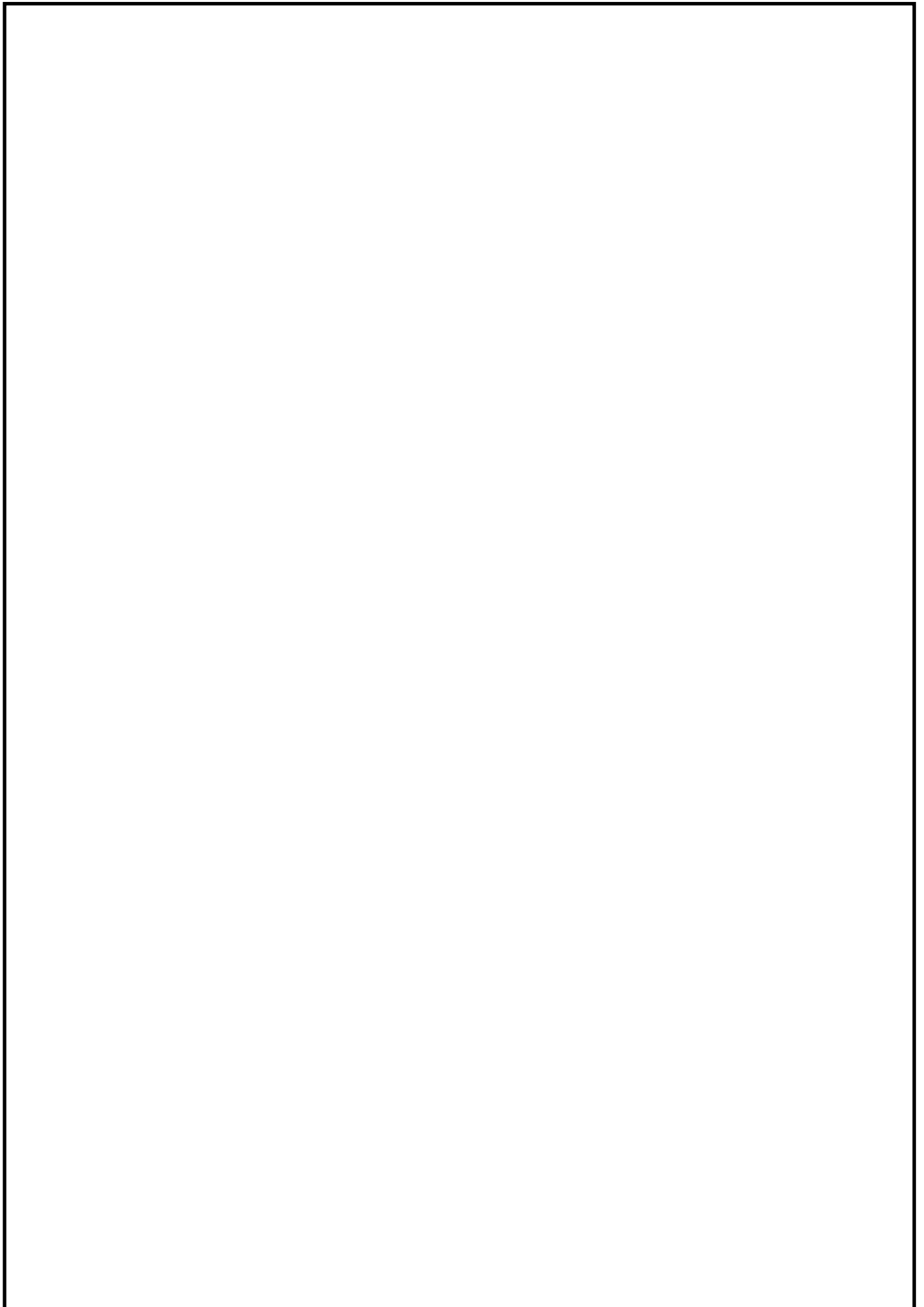
Арк

ПД 03.01.ПЗ

Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата

19. Альперт Л.З. «Основи проектування хімічних установок». Видавництво
4-е.—М.: Вища школа, 1989р.—304 с.

					ПД 03.01.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		



					<i>ПД 03.01.ПЗ</i>	<i>Арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		