Литература
1. Бардик Доналд Л., Леффлер Уильям Л. Нефтехимия. – М.: ЗАО «Олимп – Бизнес». – 2001. – 416 с.
2. Смит Р. Основы интеграции тепловых процессов. Харьков. НТУ «ХПИ» / Р. Смит, Й. Клемеш, Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М Ульев. – Харьков: НТУ «ХПИ». – 2000. – 457 с.
3. Linnhoff B., Townsend D.W., et al. User guide on process integration for the efficient use of energy. – Rugby:The Institution of Chemical Engineering. –1994. – 247 p.
4. Капустенко П.А., Кузин А.К, Макаровский Е.Л., Товажнянский Л.Л., Ульев Л.М., Черная Е.Б. Альтернативная энергетика и энергосбережение: современное состояние и перспективы. – Харьков: Вокруг цвета. – 2004. – 312 с.
5. Методичні вказівки для вивчення учбових матеріалів по розділу «Вступ до пінч-аналізу» за курсом «Вступ до спеціальності» для студентів хіміко-технологічних спеціальностей усіх форм навчання / Уклад. Товажнянський Л.Л., Ульєв Л.М. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2010. – 40 с.

УДК 658.26:665.63:338.45

ЕКСТРАКЦІЯ ДАНИХ ПРОЦЕСУ АТМОСФЕРНОЇ ПЕРЕГОНКИ НАФТИ З БЛОКОМ ЕЛЗУ НА АВТ-А12/6

Ульєв Л.М., д-р техн. наук, проф.,
Хіміч О.І., аспирант,
Каніщев М.В., здобувач
Національний технічний університет
«Харківський політехничний інститут», м. Харків

Представлена робота присвячена вивченню процесу первинної переробки нафти, визначенню енерговитрат за схемою, що існує , визначення потоків, які будуть використані під час теплової інтеграції процесу.

Presented work is dedicated to study of the process of primary oil refining, determination heat exchange on existing scheme, defined streams that will be used during thermal integration process.

Ключові слова: ректифікація, переробка нафти, система потоків, теплообмін, пінч–аналіз, інтеграція, сіткова діаграма.

Постановка проблеми

У зв'язку з постійним подорожчанням енергоносіїв, зв'язаному з майбутнім повним їх вичерпанням, не викликає сумнівів необхідність раціонального використання енергоресурсів, особливо в такій енергоємній галузі, як хімічна та нафтохімічна промисловість [1].

Нафтопереробні заводи (НПЗ) є найбільшим споживачем паливно-енергетичних ресурсів, в тому числі котельно-пічного палива, теплової та електричної енергії. Ефективність, раціональність їх використання в процесах переробки нафти визначається ефективністю роботи технологічного обладнання заводу. Однак технологічні установки діючих НПЗ - це, в основному, великотоннажні потужності, побудовані в більшості випадків багато років тому і не відповідають сучасним вимогам по якості продукції, безпеки, рівню автоматизації управління процесами і т. д.

Для того, щоб задовольнити сучасним вимогам існуючі установки переробки нафти піддаються реконструкції [2]. У ході такої реконструкції капіталовкладення в нове обладнання повинні бути мінімальні. Це можна здійснити шляхом найбільш повного використання вже існуючого обладнання.

Одним із таких методів оптимізації є метод пінч аналіз. Пінч-аналіз використовується для визначення цільових значень вартості енергії , яка споживається хіміко-технологічною системою (ХТС) і необхідних інвестицій у створення теплообмінної системи, яка і виконує енергозбережну функцію [3]. Застосування пінч-методу дозволяє домогтися істотної фінансової економії за рахунок мінімізації використання зовнішніх енергоносіїв шляхом максимального застосування рекуперації теплоти в рамках розглянутої енерготехнологічної системи. При цьому даний метод дозволяє мінімізувати теплообмінну поверхню і кількість теплообмінних одиниць, оптимізувати перепад тиску в мережі та розміщення силових установок, мінімізувати кількість стічних вод і емісію вуглекислого газу.[4]

Опис технологічного процесу і технологічної схеми установки. Комбінована установка ЕЛЗУ АВТ-А12/6 призначена для знесолення та зневоднення сирої нафти, атмосферної перегонки знесоленої нафти, вакуумної перегонки мазуту, стабілізації та вторинної перегонки бензину з метою отримання си-

ровини для установок (каталітичного риформінгу ЛЧ-35-11/600, Л-35-11/300, гідроочищення дизельних палив і гасу Л-24-6, виробництва бітуму) і отримання компонентів товарних нафтопродуктів (бензину, дизельного палива, мазуту, вакуумного газойлю).

Проектна потужність установки 6,0 млн. тонн нафти на рік. Рік введення в експлуатацію - 1988. Екстракція даних для подальшого використання пінч-технологій була проведена для двох блоків установки, а саме блоку електрознесолення і зневоднення нафти та блоку атмосферної перегонки знесоленої нафти.

Сира нафта з резервуарів Р-1/1, Р-2/1 "Бази нафт" за двома трубопроводами, які об'єднуються в один трубопровід перед установкою ЕЛЗУ-АВТ-А12/6, надходить на прийом сировинних насосів Н-1/1,2,3. З сирої нафти на блоці знесолення видаляються хлористі солі, вода і механічні домішки (рис.1). Далі нафту двома паралельними потоками для нагріву направляється в теплообмінники:- Перший потік проходить трубне простір теплообмінників Т-1 / 1,2, Т-3, де за рахунок регенерації тепла верхнього циркуляційного зрошення колони К-10 (Т-1 / 1,2), фракції (350-420) °С (Т -3). Другий потік проходить трубне простір теплообмінників Т-2/1, Т-4/1, Т-2/2, Т-4/2, де за рахунок регенерації тепла першого циркуляційного зрошення колони К-2, гудрону або мазуту (Т- 2/1, 2), другого циркуляційного зрошення колони К-2 (Т- 4/1,2). Для підвищення ефективності знесолення нафти перед першою і другою ступенями електродегідраторов подається вода з ємності Е-20. Далі нафту чотирма паралельними потоками

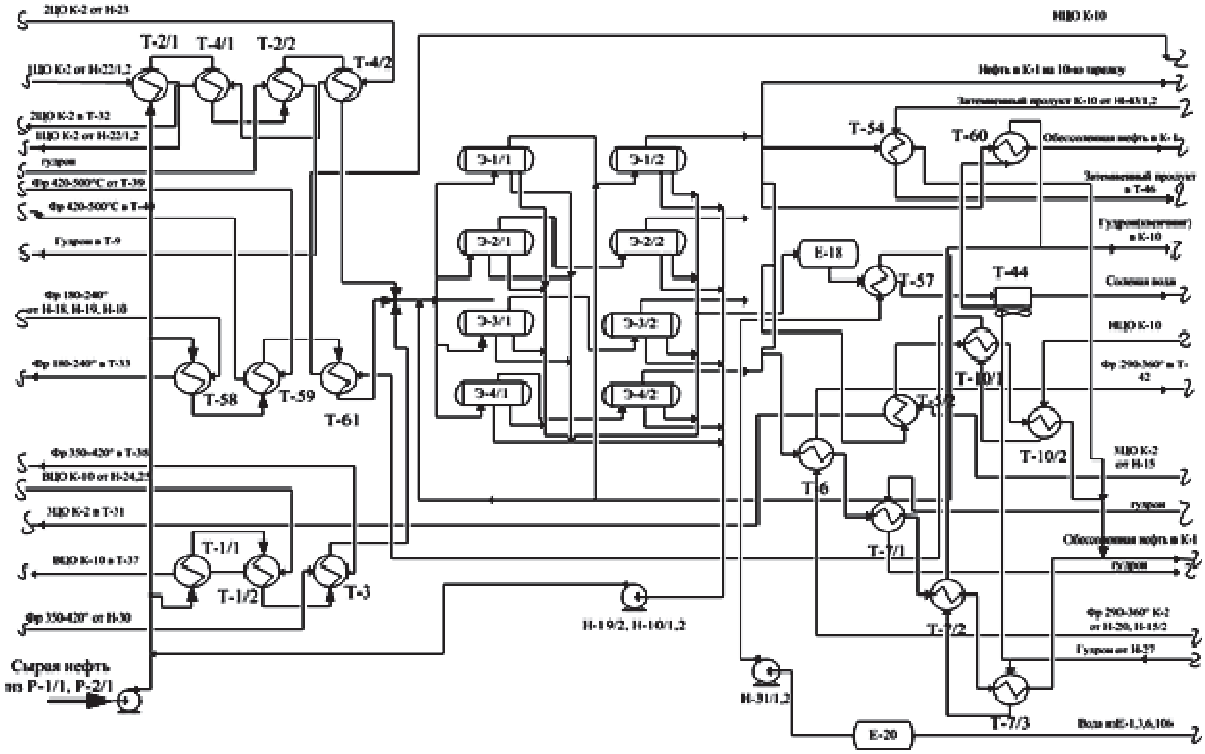


Рис. 1 – Схема блоку ЕЛЗУ

У колоні попереднього випаровування К-1 відбувається випаровування легкокиплячих фракцій - газу, бензину та води. З верху колони К-1 легкокіпящі фракції, через повітряні конденсатори-холодильники Т-15 / 1,2,3,4 надходять в компаблок-холодильника Т-15/5, де охолоджуються і конденсуються, потім надходять в ємність Е-1. В атмосферній колоні К-2 відбувається випаровування легкокиплячих фракцій. З верху колони К-2 головний погон в паровій фазі надходить в повітряні холодильники-конденсатори Т-17 / 1,2,3,4, Т-19/1.2, потім надходить у компаблок-холодильника Т-17/5 де, охолоджується, конденсується і надходить у ємність Е-3. З атмосферної колони К-2 здійснюється виведення чотирьох фракцій у вигляді бічних погонів: фракція (120-180)°С (прямогонний бензин, компонент сировини каталітичного риформінгу); фракція (180-240)°С (дизельна фракція, компонент сировини установки гідроочищення); фракція (240-290)°С (дизельна фракція, компонент сировини установки гідроочищення); фракція (290-360)°С (дизельна фракція, компонент сировини гідроочищення, дизельного і пічного палива). Фракції (120-180) °С, (180-240) °С, (240-290) °С надходять у відповідні колони-стріппінг К-6, К-7, К-9.

З верху колони К-6 легкі фракції і водяна пара виводяться в колону К-2 під10-у тарілку. Дизельна фракція (180-240)°С виводиться з 21-23-й тарілок колони К-2 на першу тарілку колони К-7. З низу колони К-7 фракція (180-240)°С насосами прокачується через водяний холодильник Т-27, де нагріває тепло-

фікаційну воду, повітряний холодильник Т-33, водяний холодильник Т-24, де охолоджується і виводиться з установки. Фракція (240-290)°С виводиться з 31-28-й тарілок колони К-2 на першу тарілку колони К-9. З низу колони К-9 фракція (240-290)°С насосами Н-18, Н-19 / 1,2 прокачується через теплообмінники Т-12, Т-11, де нагріває нестабільний бензин, що надходить у колону К-8, через повітряний холодильник АВО Т-34, через компаблок-холодильник Т-34/1, де охолоджується і виводиться з установки.

З низу колони К-2 залишок атмосферної перегонки (мазут) забирається насосом Н-21 / 1,2,3 і надходить на блок вакуумної перегонки (рис. 2).

Виділення технологічних потоків для визначення енергозберігаючого потенціалу установки АВТ-А12/6 та визначення енергозберігаючого потенціалу для процесу, що існує

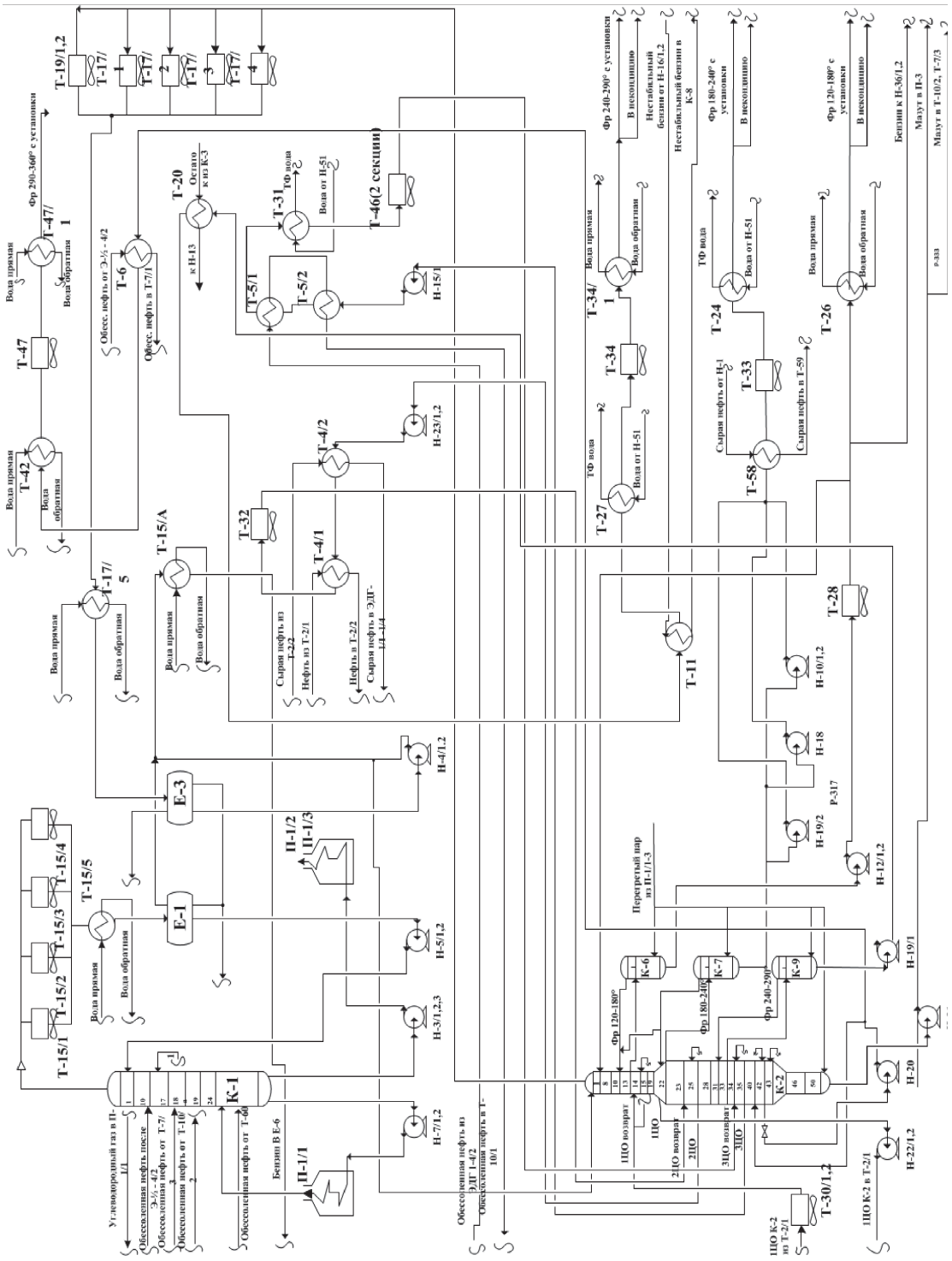


Рис. 2 – Атмосферний блок установки АВТ-А12/6

Виділення технологічних потоків для визначення енергозберігаючого потенціалу установки АВТ-А12/6 та визначення енергозберігаючого потенціалу для процесу, що існує.

Збір даних, необхідних для розрахунку матеріального і теплового балансів, здійснювався шляхом прямих вимірювань температур і витрат потоків на устаткуванні за допомогою витратомірів, стаціонарних і переносних термометрів . В ході такого обстеження установки були отримані дані, приведені нижче (табл. 1). В інтеграції приймають участь 28 потоків, 19 гарячих та 9 холодних потоків.

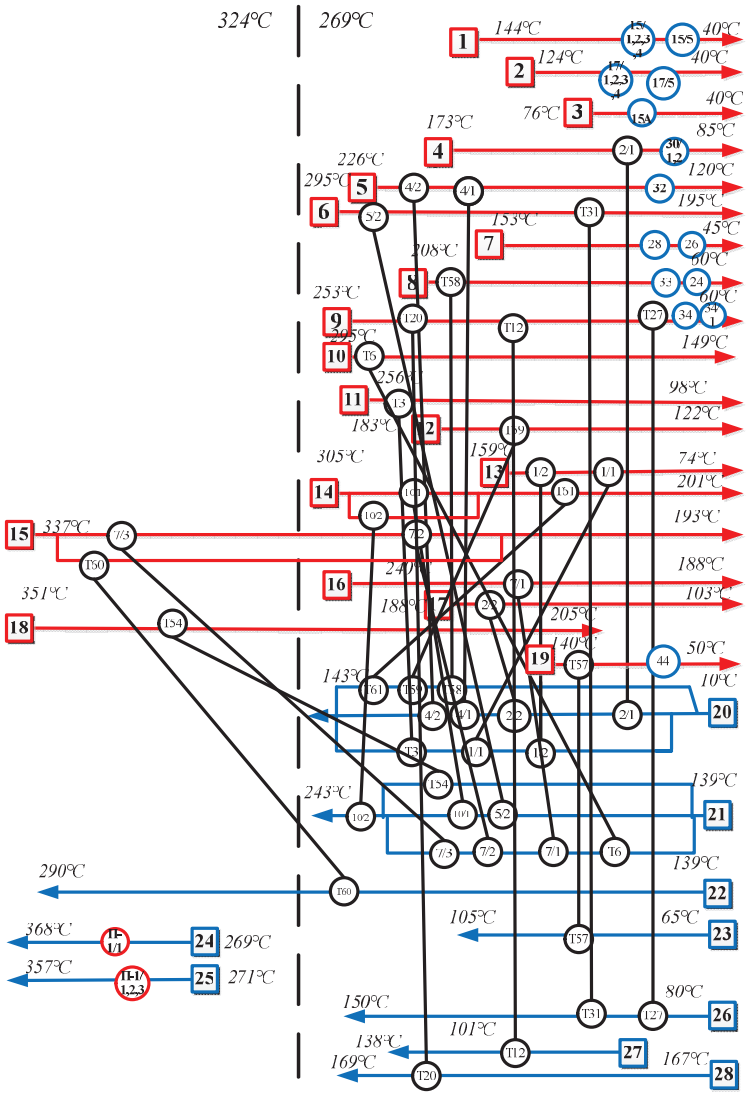
Таблиця 1 - Система потоків для аналізу енергоспоживання установки

№	Назва потоку	Тип	T_S, ºС	T_T, ºС	М, кг/с	С,кДж/(кг·К)	r, Дж/кг	СР, кВт/К	Н,кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Верх К-1 конденсація	Г	144	144	43,19		310,06	13391,	13391,5
	Охолодження конд. К-1	Г	144	60	43,19	2,217		95,8	8014,5
2	Верх К-2 конденсація	Г	124	124	31,51		310,06	9770,0	9770,0
	Охолодження конд. К-2	Г	124	40	31,51	2,217		69,9	5875,0
3	Балансовий надлишок бензину колон К-1 і К-2	Г	76	40	31,23	2,379		74,3	2674,7
4	1 ЦО К-2	Г	173	85	46,53	2,315		107,7	9436,0
5	2 ЦО К-2	Г	226	120	69,44	2,439		169,4	17884,9
6	3 ЦО К-2	Г	295	195	38,89	2,564		99,7	9961,4
7	Фр. 120-180ºС	Г	153	110	15,27	2,183		33,3	1436,7
8	Фр. 180-240ºС	Г	208	60	21,25	2,227		47,3	6989,7
9	Фр. 240-290ºС	Г	253	60	22,22	2,414		53,6	10363,1
10	Фр. 290-360ºС	Г	295	149	24,44	2,557		62,5	9180,2
11	Фр. 350-420ºС	Г	256	98	25,00	2,621		65,5	10339,8
12	Фр. 420-500ºС	Г	183	122	27,75	2,520		69,9	4251,7
13	ВЦО К-10	Г	159	74	61,60	2,500		154,0	13074,6
14	НЦО К-10	Г	305	201	97,19	2,417		234,9	24453,9
15	Гудрон 1	Г	337	193	76,04	2,552		194,1	27943,8
16	Гудрон 2	Г	240	188	36,94	2,552		94,3	4930,4
17	Гудрон 3	Г	188	103	22,70	2,552		57,9	4883,5
18	Затемнений продукт	Г	351	205	3,68	2,782		10,2	1498,8
19	Солевой раствор	Г	140	50	7,19	4,190		30,1	2696,3
20	Нафта до ЕД	Х	10	143	232,2	2,051		476,2	63096,7
21	Нафта після ЕД	Х	139	243	184,8	2,485		459,0	47739,0
22	Нафта після ЕД	Х	139	290	27,76	2,485		69,0	10409,6
23	Вода на ЕЛЗУ	Х	65	105	6,94	4,190		29,1	1163,1
24	Гаряча струя К-1	Х	269	368	51,60	2,796		144,3	14182,1
25	Гаряча струя К-2	Х	271	357	206,0	2,921		601,7	51868,8
26	ТО вода	Х	80	150	27,78	4,190		116,4	8194,4
27	Нестабільный бензин	Х	101	138	31,23	3,010		94,0	3440,5
28	Перетік з К-3 в К-4	Х	167	169	25,55	2,930		74,9	149,7

Використовуючи дані, отримані при обстеженні установки, будуємо сітковий діаграму процесу первинної переробки нафти, як показано на рисунку 3

Після визначення та підсумовування теплових навантажень усіх теплообмінних апаратів отримано потужність рекуперації 135 557 кВт.

Далі на підставі отриманих даних буде запропонована модернізація існуючого виробництва, що дозволить максимально використовувати вже встановлене обладнання , але в нових робочих мережах, що знижує інвестиції в реконструкцію.



1 19 – гарячі потоки, 20-28 – холодні потоки

Рис. 3 – Сіткова діаграма для процесу, що існує (з лінією пінча)

Висновок

В ході екстракції даних була отримана необхідна інформація, яка в подальшому буде використана для застосування пінч технологій на установці атмосферної перегонки з блоком ЕЛЗУ на АВТ-А12/6.

Література

1. Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М., Болдырев С.А., Арсеньева О.П., Тарновский М.В. Интеграция тепловых процессов на установке первичной переработки нефти АВТ А12/2 при работе в зимнее время // Теорет. основы хим. технологии. – 2009. –Т. 43, –№6. –С. 665–676.
2. Мешалкин В.П., Товажнянский Л.Л., Ульев Л.М., Мельниковская Л.А., Ходченко С.М. Энергоэффективная реконструкция установки нефтепереработки на основе пинч-анализа с учетом внешних потерь // Теорет. основы хим. технологии. –2012. –Т. 46, –№5. –С. 491–500.
3. Капустенко П.А., Кузин А.К., Макаровский Е.Л., Товажнянский Л.Л., Ульев Л.М., Черная Е.Б. Альтернативная энергетика и энергосбережение: современное состояние и перспективы. – Харьков: ООО Издательский дом «Вокруг цвета». – 2004.–312 с.
4. Смит Р., Клемеш Й., Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М. Основы интеграции тепловых процессов: Харьков: НТУ “ХПИ”. – 2000.– 457 с.