

Товажнянский Л.Л., Ульев Л.М., Мельниковская Л.А., Зулин Б.Д.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ РЕКОНСТРУКЦИИ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ АВТ А12/2 В РЕЖИМЕ РАБОТЫ БЕЗ ВАКУУМНОГО БЛОКА В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ****Введение**

Украина является одной из старейших нефтедобывающих стран мира. Добыча нефти из ее недр производится уже более ста лет. На территории Украины находится три нефтегазовых района: Карпатский (Западный), Днепровско-Донецкий (Восточный) и Причерноморско-Крымский (Южный). В пределах этих районов открыто 331 месторождение нефти и газа с начальными разведанными запасами 3440 млн. т.у.т., из них 238 месторождений находится в промышленной и исследовательско-промышленной эксплуатации, а на остальных производится подготовка к промышленной эксплуатации [1].

Географическое расположение месторождений нефти и экономическое развитие страны стали предпосылкой создания мощной нефтеперерабатывающей промышленности в Украине. До 1990 года в стране было построено шесть нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) общей мощностью 62 млн. т сырой нефти в год. При этом средняя мощность переработки Кременчугского НПЗ (сейчас ООО «Кременчугнефтеоргсинтез») составляла 18.6 млн. т, Одесского (ООО «Лукойл – Одесский НПЗ») – 8.6 млн. т, Дрогобицкого (ООО «НПК – Галитчина») – 3.9 млн. т, Надвирнянского (ООО «Нефтехимик – Прикарпатья») – 3.4 млн. т, Лисичанского (ООО Лисичанскнефтеоргсинтез») – 23.5 млн. т.

Установки атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ) являются основой всех нефтеперерабатывающих заводов, т.к. вся сырая нефть проходит через эти установки. Поэтому особое внимание следует уделить повышению эффективности работы существующих АВТ и уменьшению удельных затрат на переработку нефти.

Пути и методы совершенствования энергоэффективности установок АВТ хорошо известны, и в последние два десятилетия получили широкое распространение в индустриально развитых странах. Прежде всего, это методы интеграции процессов и, в частности, метод пинч-анализа [2, 3].

В работе [4] анализируются методы достижения минимального удельного потребления энергии в химико-технологических системах, основанные на пинч-анализе, с помощью которых определяется энергосберегающий потенциал в процессе первичной переработке нефти. В работе [5] показано, что применение методов пинч-анализа на установках первичной переработки нефти позволяет уменьшить горячие утилиты на величину ~ 40 % от существующего значения. В работе [6] показано, что применение методов пинч-реконструкции на установках первичной переработки нефти и коксования позволяет уменьшить горячие утилиты на 37 %, а холодные на 90 %. При этом в работе [5] тепловая интеграция проводилась только для 9 технологических потоков, а в работе [6] для 13 потоков.

В работе [7] были приведены результаты экстракции данных, сбор которых осуществлялся с помощью стационарных и переносных термометров и расходомеров. После замеров и уточнения данных в программе Unisim Design были получены наиболее точные данные о технологических потоках установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока. В работе [8] определен энергосберегающий потенциал рассматриваемой установки. Технологическая схема установки приведена в работе [7].

**Моделирование схемы установки в программе Unisim Design.**

Для уточнения регламентированных данных была смоделирована схема установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока в программе Unisim Design. Сначала блока обессоливания и обезвоживания нефти, затем блока фракционирования обессоленной и обезвоженной нефти.

Моделирование в Unisim Design позволило составить таблицу потоковых данных, которая является цифровым образом рассматриваемого процесса первичной переработки нефти. Здесь собраны все необходимые технологические характеристики для расчета энергосберегающего потенциала установки (табл. 1).

Далее, после построения сеточных диаграмм процесса, расчета дополнительной площади теплообмена и ее стоимости, будет смоделирована схема проекта реконструкции установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока. Это позволит проверить работоспособность предложенного проекта реконструкции. Кроме того, моделирование в Unisim Design позволит уточнить данные, полученные в результате расчетов, провести более точную оценку экономической эффективности проекта и срок его окупаемости.

Таблица 1 – Поточковые данные технологических потоков, включенных в интеграцию для режима работы АВТ А12/2 без вакуумного блока в зимнее время

№	Название потока	Тип	$T_s$ , °C	$T_T$ , °C	G, т/ч	C, кДж/(кг·K)	r, кДж/кг	CP, кВт/К	$\Delta H$ , кВт	$\alpha$ , кВт/(м <sup>2</sup> ·K)
1	Переток К-1,1а в К-3	гор	173	54	8,20	2,11		4,81	571,93	0,4
2,1	Охлаждение паров бензина К-1, 1а	гор	145	50	29,69	2,52		20,78	1974,36	0,1
2,2	Охлаждение газа из К-1, 1а	гор	145	40	2,78	2,52		1,95	204,33	0,1
2,3	Конденсация паров бензина К-1, 1а	гор	50	50	29,69		75		618,53	1
2,4	Охлаждение бензина К-1, 1а	гор	50	40	29,69	2,11		17,40	174,01	0,4
3,1	Охлаждение паров бензина К-3	гор	157	46	17,40	2,52		12,18	1351,98	0,1
3,2	Конденсация паров бензина К-3	гор	46	46	17,40		75		362,50	1
3,3	Охлаждение водяных паров К-3	гор	157	100	1,05	2,00		0,58	32,96	0,12
3,4	Конденсация водяных паров К-3	гор	100	100	1,05		2256		658,00	2
3,5	Охлаждение воды К-3	гор	100	46	1,05	4,19		1,22	65,99	0,8
4	Дизельное топливо	гор	229	200	71,11	2,70		68,29	1980,27	0,2
		гор	200	100	71,11	2,42		58,81	5880,67	0,2
		гор	100	58	71,11	2,10		51,76	2174,05	0,2
5	Циркуляционное орошение К-3	гор	165	74	75,79	2,11		55,87	5083,79	0,15
6	Циркуляционное орошение К-2,2а	гор	295	144	30,73	2,11		29,85	4507,90	0,15
7	Мазут	гор	360	300	133,08	2,90		150,01	9000,85	0,15
		гор	300	250	133,1	2,71		135,78	6789,08	0,15
		гор	250	200	133,1	2,54		122,99	6149,54	0,15
		гор	200	150	133,1	2,36		109,87	5493,37	0,15
		гор	150	90	133,1	2,17		95,69	5741,42	0,15
8	Солевой р-р с ЭЛОУ	гор	115	40	15,05	4,21		17,14	1285,61	0,8
9	Сырая нефть	хол	10	50	250,85	1,95		142,55	5701,96	0,1
		хол	50	118	250,85	2,10		170,22	11574,78	0,1
10	Обессоленная нефть	хол	112	150	248,34	2,28		192,17	7302,34	0,15
		хол	150	200	248,34	2,47		214,40	10720,07	0,15
		хол	200	214	248,34	2,65		231,36	3239,06	0,15
11	Отбензиненная нефть в АЗАЧП П-1	хол	214	250	56,00	2,75		54,87	1975,49	0,15
		хол	250	300	56,00	2,84		59,75	2987,44	
		хол	300	371	56,00	3,18		66,73	4737,86	
	Отбензиненная нефть в АЗВЧП П-1	хол	214	250	26,00	2,75		25,48	917,19	0,15
		хол	250	300	26,00	2,84		27,74	1387,03	
		хол	300	310	26,00	2,97		29,42	294,16	
12	Отбензиненная нефть в ЛЗ П-2	хол	214	250	64,00	2,75		62,71	2257,71	0,15
		хол	250	300	64,00	2,84		68,28	3414,22	
		хол	300	370	64,00	3,18		76,17	5331,73	
	Отбензиненная нефть в ПЗ П-2	хол	214	250	64,00	2,75		62,71	2257,71	0,15
		хол	250	300	64,00	2,84		68,28	3414,22	
		хол	300	370	64,00	3,18		76,17	5331,73	
13	Мазут через ВЗВЧП П-1	хол	360	407	53,29	2,90		65,68	3086,84	0,15
14	Вода на ЭЛОУ	хол	10	80	12,54	4,20		14,60	1021,87	0,8
15	Перегрев пара в П-1	хол	135	450	1,05	2,69		2,60	819,88	0,6
16	Газ к печам	хол	31	80	3,00	2,52		2,10	102,90	0,1
17	Мазут в печи	хол	49	80	3,79	2,05		2,32	71,80	0,1

**Энергосберегающий потенциал установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока. Методы его достижения**

В предыдущих работах было найдено значение энергосберегающего потенциала установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока с помощью методов пинч-проектирования, в частности, с применением аппарата составных кривых [2, 3].

Данные методы позволяют определить температуру пинча, то есть определить область на энтальпийно-температурной диаграмме составных кривых процесса, через которую необходимо запретить перенос тепловой энергии. Это позволит избежать значительного завышения площади теплообмена и, соответственно, тепловых потерь на оборудовании.

Энергосберегающий потенциал данной установки составляет величину 31,5 МВт, то есть реконструкция позволит повысить мощность рекуперации энергии более, чем в 2 раза, что наглядно представлено на энтальпийно-температурных диаграммах составных кривых, построенных для существующего процесса (рис. 1) и для интегрированного процесса (рис. 2).

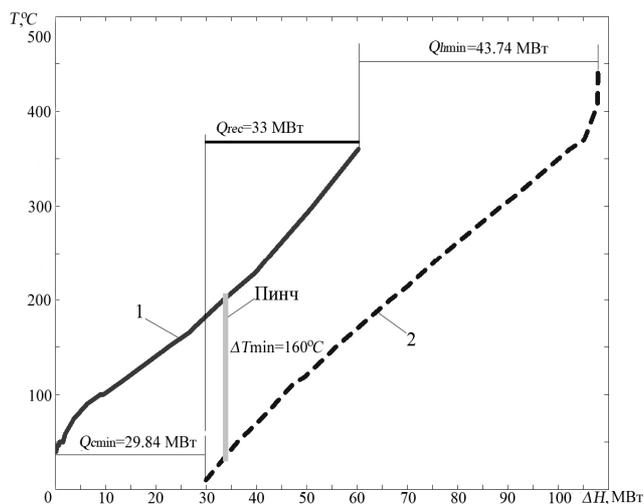


Рисунок 1 – Составные кривые существующего процесса: 1 – горячая составная кривая; 2 – холодная составная кривая;  $Q_{hmin}$  – минимальное количество горячих утилит;  $Q_{cmin}$  – минимальное количество холодных утилит;  $Q_{rec}$  – мощность рекуперации энергии;  $T$  – температура;  $\Delta H$  – изменение энтальпии потоков

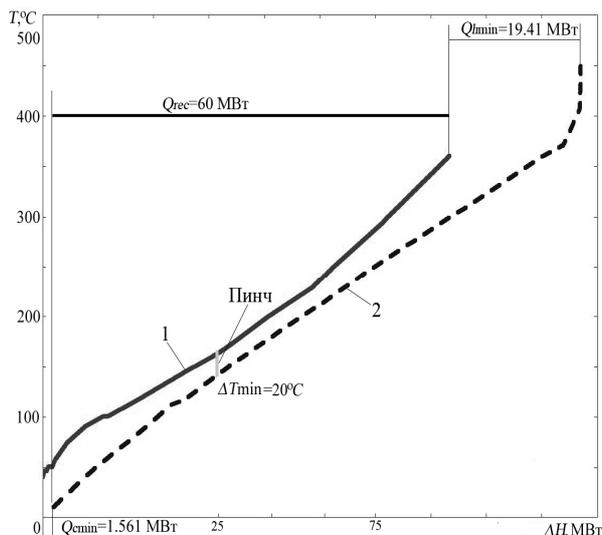


Рисунок 2 – Составные кривые интегрированного процесса: 1 – горячая составная кривая; 2 – холодная составная кривая;  $Q_{hmin}$  – минимальное количество горячих утилит;  $Q_{cmin}$  – минимальное количество холодных утилит;  $Q_{rec}$  – мощность рекуперации энергии;  $T$  – температура;  $\Delta H$  – изменение энтальпии потоков

**Построение сеточных диаграмм установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока до и после реконструкции. Расчет дополнительной необходимой площади теплообмена. Методы пинч-проектирования позволяют идентифицировать технологические потоки и правильно расположить их на сеточной диаграмме относительно области пинча (рис. 3).**

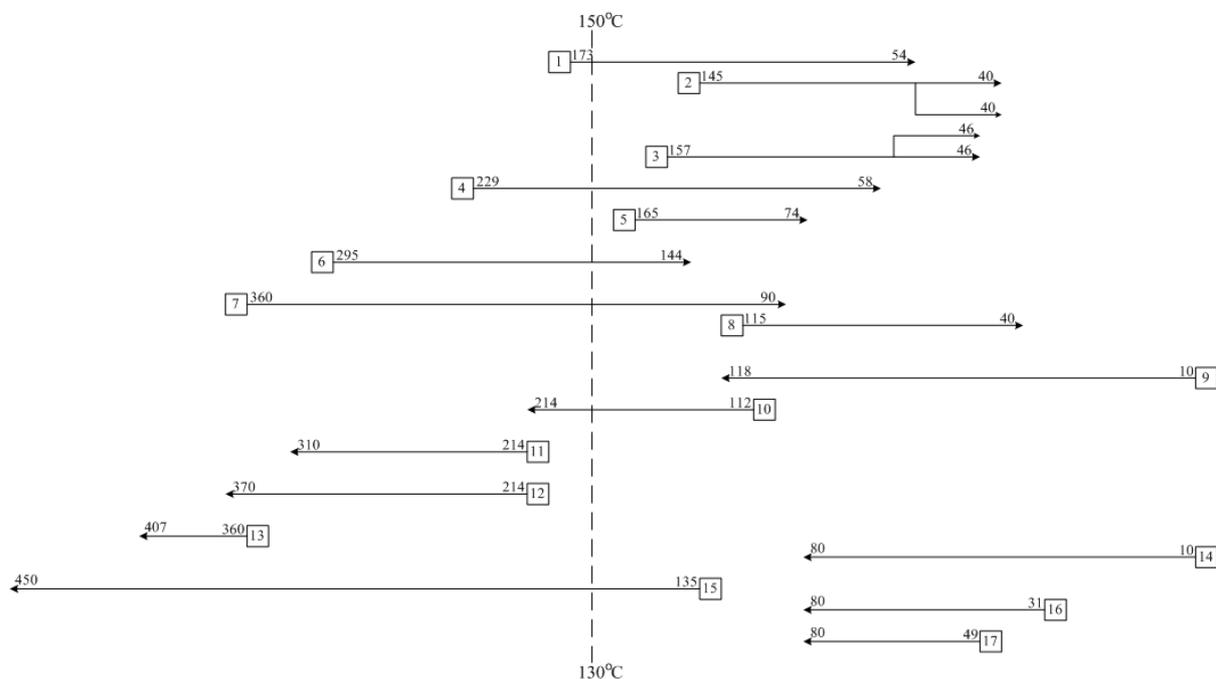


Рисунок 3 – Популяция технологических потоков на установке АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока

Из рис. 3 видно, что значительное количество потоков пересекает линию пинча. В то же время известно, что область пинча делит систему технологических потоков рассматриваемого процесса на две энергетически независимые подсистемы, каждая из которых находится в тепловом равновесии со своими утилитами, т.е. в тепловой сети с максимальной рекуперацией энергии для данного  $\Delta T_{\min}$  и максимальным потреблением внешней энергии мы должны запретить передачу тепловой энергии через пинч. Для этого, используя правила и методы пинч-анализа, выполняем отдельно проекты тепловых сетей выше пинча (рис. 4) и ниже пинча (рис. 5), и сшиваем их на температурах пинча (рис. 6). Синтезируя сеточную диаграмму технологической сети теплообмена установки АВТ А12/2 выше пинча, необходимо удовлетворять энергетическим требованиям холодных и горячих потоков и горячих утилит, входящих в подсистему технологических потоков расположенную выше пинча.

Горячий поток №1, т.е. переток из К1, 1а в К3 выше пинча имеет незначительную тепловую нагрузку  $\Delta H = 14$  кВт по сравнению с остальными потоками из подсистемы, находящейся выше пинча, поэтому ему можно разрешить переносить теплоту через пинч, к тому же, такой перенос теплоты уменьшит уже имеющиеся утилиты ниже пинча.

Поток №4, дизельное топливо, приводится к своей пинчевой температуре с помощью теплообмена с расщепленным потоком №10 – обессоленной нефти.

Горячий поток №6 – поток циркуляционного орошения колон К2, 2а, приводится к пинч-температуре за счет теплообмена с ветвями холодных потоков №11, 12 – отбензиненной нефти и ветвью потока №10.

Горячий поток №7 приводится к пинч-температуре за счет теплообмена с холодным потоком отбензиненной нефти и ветвями потока обессоленной нефти. Холодные потоки №11, 12, 13 и 15 не могут быть полностью доведены от пинч-температуры до своих целевых температур с помощью теплообмена с горячими потоками и поэтому для удовлетворения их энергетических запросов необходимо использовать горячие утилиты. В качестве горячих утилит выше пинча может быть использована трубчатая печь, т.е. в печи должно нагреваться 4 потока: №11 – отбензиненная нефть из К-1, №12 – отбензиненная нефть из К1а, №13 – поток мазута и поток пара №15.

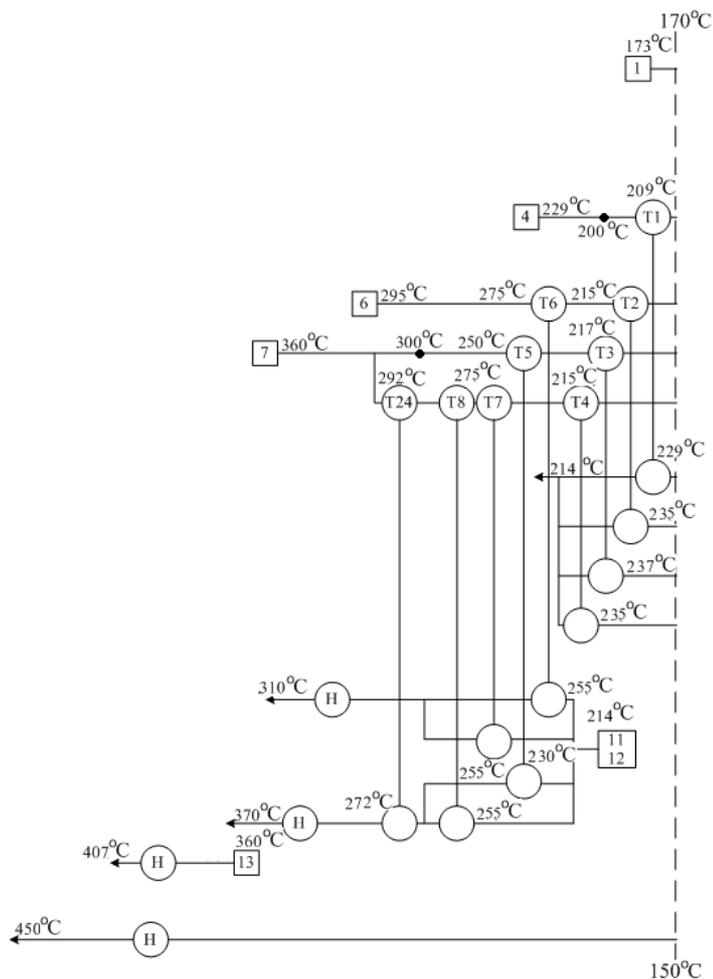


Рисунок 4 – Сеточная диаграмма подсистемы выше пинча:  
Т – теплообменный аппарат; Н - подогреватель

Аналогично строим сеточную диаграмму теплообменной сети ниже пинча. Нагрев пара разумно производить в печи без предварительного подогрева его в теплообменниках. Размещение теплообменных связей между горячими и холодными потоками вполне понятно из рис. 5.

Ни одна из связей не нарушает принцип  $\Delta T_{\min}$ , и все потоки удовлетворяются в своих энергетических требованиях. Далее объединяем построение сеточных диаграмм на пинче и получаем сеточную диаграмму проекта системы теплообмена установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока. Здесь следует заметить, что потоки № 11 и № 12 на самом деле представляют один поток отбензиненной нефти, который сейчас расщепляется и направляется для подогрева в разные печи.

После реконструкции теплообменной системы, скорее всего, от одной из печей можно будет отказаться, и данный поток будет направляться в одну печь.

Общая мощность потребляемых горячих утилит в данной сети теплообмена, равна  $Q_{\text{Hmin}}=19,4$  МВт и только 43 кВт переносится через пинч. Мощность холодных утилит удалось снизить до значения около 1,6 МВт, что позволило отказаться от большинства холодильников.

В полученной теплообменной сети используются 22 рекуперативные теплообменные связи. Оценка общей площади поверхности теплообмена на 22-х размещениях составляет величину, равную 31052 м<sup>2</sup>, но в существующей схеме уже установлено 12658 м<sup>2</sup> площади поверхности теплообмена кожухотрубчатых теплообменников, поэтому дополнительной поверхности будет необходимо только 18394 м<sup>2</sup>.

Но поскольку у существующих теплообменников площадь поверхности теплообмена определена и суммарный ее ряд дискретен, то размещение существующих теплообменников на новые позиции будет выполняться с некоторым запасом по поверхности (табл. 2), и, поэтому дополнительная площадь поверхности теплообмена составит величину 20286 м<sup>2</sup>.

Принципиальная технологическая схема проекта реконструкции установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока, смоделированная в Unisim Design для проверки работоспособности, пред-

ставлена на рис. 7. Данный проект позволит уменьшить мощность потребляемой в процессе энергии на 25,5 МВт. Это значение относится только к той мощности, которая идет непосредственно на ректификацию нефти.

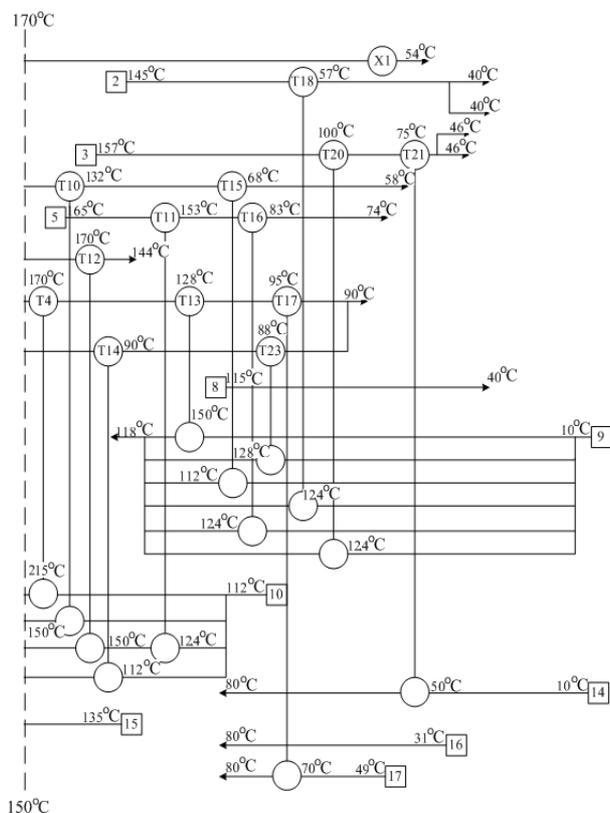


Рисунок 5 – Сеточная диаграмма процесса ниже пинча: X – холодильник; Т – теплообменный аппарат

К ней следует добавить еще снижение мощности тепловых потерь за счет нанесения теплоизоляции на открытые нагретые поверхности, которые мы оценили значением ~ 6 МВт, и, следовательно, реконструкция уменьшит мощность энергопотребления на установке АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока на 31,5 МВт, что вполне хорошо согласуется с результатом, полученном нами ранее с помощью аппарата составных кривых.

Здесь еще раз необходимо заметить, что каждая из теплообменных связей, показанная на рис. 4 и 5 может содержать, как следует из табл. 2, несколько тысяч квадратных метров теплообменной поверхности, и поэтому может состоять из нескольких теплообменных аппаратов или кожухотрубчатых секций.

Далее, используя цены на теплообменное оборудование, полученные от его производителей, можем еще до выполнения проекта реконструкции оценить необходимые капвложения и срок их окупаемости. Для кожухотрубчатых теплообменников, стоимость 1 м<sup>2</sup> поверхности теплообмена можно оценить величиной в 20 долл. США, а для аналогичных российских аппаратов – величиной в 60 долл. США. Стоимость установленного оборудования в два раза превышает его рыночную стоимость, то есть мы можем принять для оценки стоимости инсталлированного оборудования величину в 110-120 дол. США за

1 м<sup>2</sup> площади поверхности теплообмена.

Капитальную стоимость одного теплообменного аппарата можно определить выражением [9]:

$$Кап.стоимость = A_T + B_T \cdot (S)^c, \quad (1)$$

где  $A_T = 5000$  дол. США – стоимость установки одного теплообменного аппарата;  $B_T$  – коэффициент, эквивалентный стоимости 1 м<sup>2</sup> площади поверхности теплообмена;  $S$  – площадь поверхности теплообмена теплообменного аппарата;  $c$  – коэффициент, который отображает нелинейную зависимость стоимости теплообменника от величины его поверхности теплообмена. Для кожухотрубчатых теплообменников,

как правило,  $c = 0,87$ . Таким образом, стоимость дополнительной площади теплообмена составит 14411200 грн.



Таблиця 2 – Таблица теплообменников для проекта реконструкции теплообменной сети АВТ А12/2 для зимнего режима работы без вакуумного блока

№	Горячий поток			Холодный поток			$\Delta T_{\min},$ °C	Q, кВт	S, м <sup>2</sup>	Существующие теплообменники на новых позициях
	№	T <sub>вх.</sub> , °C	T <sub>вых.</sub> , °C	№	T <sub>вх.</sub> , °C	T <sub>вых.</sub> , °C				
T1	4	229	170	12	150	209	20	3745	2570	необходимо 2570 м <sup>2</sup>
T2	6	235	170	12	150	215	20	1940	1522	необходимо 1522 м <sup>2</sup>
T3	7	250	170	12	150	217	20	5689	3438	T-22,21,20,19,18,17,8,7,6,5,4,3
T4	8	235	170	12	150	215	20	2585	2027	необходимо 2027 м <sup>2</sup>
T5	7	360	250	14	214	292	36	9441	2943	необходимо 2943 м <sup>2</sup>
T6	6	295	235	13	214	275	20	1791	1371	необходимо 1371 м <sup>2</sup>
T7	8	330	235	13	214	292	21	4617	1737	T-24,10,23,25,28, X-6
T8	9	336	250	14	214	292	36	828	407	T-11,12 + 227 м <sup>2</sup>
T9	7	170	132	12	112	150	20	2350	1843	T-34,33,32,31,15,26,27
T10	4	170	132	12	112	150	20	2235	1534	T-14,13,2,1, X-5,8
T11	5	165	153	12	112	124	41	663	274	X-7
T12	6	170	144	12	124	150	20	776	609	T-16,9
T13	8	170	132	12	112	150	20	1278	520	XK-2
T14	7	132	90	11	10	112	20	2410	1092	необходимо 1092 м <sup>2</sup>
T15	4	132	58	11	10	112	20	4056	2238	необходимо 2238 м <sup>2</sup>
T16	5	153	74	11	10	124	29	4421	1961	необходимо 1961 м <sup>2</sup>
T17	8	132	68	11	10	112	20	1962	1078	необходимо 1078 м <sup>2</sup>
T18	2	145	40	11	10	124	21	2971	1847	необходимо 1847 м <sup>2</sup>
T19	1	173	54	16	15	87	39	572	104	X-4
T20	3	157	100	11	10	124	33	1457	603	необходимо 603 м <sup>2</sup>
T21	3	100	46	17	10	80	20	1022	81	T-30
T22	10	115	40	16	15	87	25	1267	446	XK-1
T23	7	90	88	19	31	70	20	75	33	необходимо 33 м <sup>2</sup>
T24	7	360	326	14	292	306	34	2028	736	необходимо 736 м <sup>2</sup>
X1	1	173	54	Охл. вода	20	60	34	572	38	необходимо 38 м <sup>2</sup>
<b>ВСЕГО</b>									31052	<b>Необходимо 20286 м<sup>2</sup></b>
<b>НЕОБХОДИМО</b>									20286	

**Проект реконструкции установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока**

Используя полученные данные, моделируем проект реконструкции установки АВТ А12/2, представленный на рис. 7. Это позволит проверить работоспособность пре дложенного проекта, а также подтвердить целесообразность его разработки и внедрения в производство.

**Выводы**

В результате проектирования схемы реконструкции установки первичной переработки нефти АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока в зимнее время были построены сеточные диаграммы для подсистем выше и ниже пинча. Затем они были сшиты на пинче, что позволило получить конечный вариант сеточной диаграммы проекта реконструкции. Далее, была рассчитана дополнительная необходимая площадь теплообмена и ее стоимость, которая составила 14,4 млн. грн. Годовая прибыль от внедрения данного проекта составит величину 3387900 дол. США, а срок окупаемости проекта не превысит 1 года [8].

Предложенная схема проекта реконструкции была смоделирована в программе UniSim Design, что подтвердило работоспособность проекта и целесообразность его внедрения.

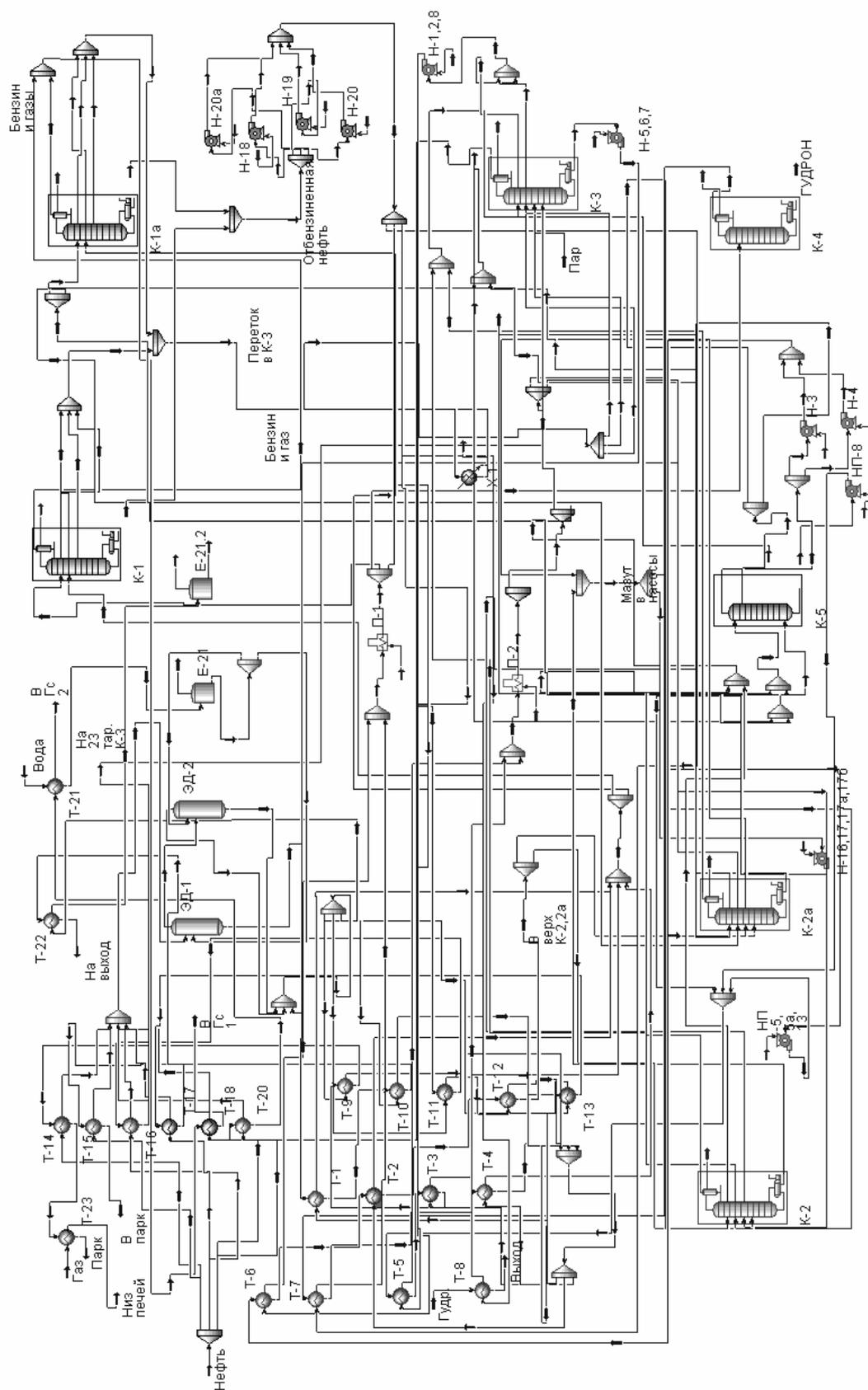


Рисунок 7 – Принципиальная технологическая схема проекта реконструкции установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока, смоделированная в Unisim Design: Е – емкости; К1, К1а – атмосферные ректификационные колонны; К2, К2а – ректификационные колонны разгона отбензиненной нефти; К3 – ректификационная колонна для получения дизельного топлива; К4 – вакуумная колонна; К5 – отпарная колонна; Н, НП – насосы; П – трубчатая печь; Т – теплообменные аппараты; Х – холодильники; ЭД – электродегидратор

**Обозначения.**  $CP$  – потоковая теплоемкость, Вт/°С;  $c$  – удельная теплоемкость, Дж/(кг · °С);  $G$  – массовый расход, кг/с;  $H$  – потоковое теплосодержание, Вт;  $t$  – температура, °С;  $t_s$  – температура снабжения; °С;  $t_T$  – целевая температура, °С;  $r$  – теплота фазового перехода, Дж/кг;  $\Delta T_{\min}$  – минимальная разность температур; ЭЛОУ – электрообессоливающая установка; АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка; АЗАЧП – атмосферный змеевик атмосферной части печи; АЗВЧП – атмосферный змеевик вакуумной части печи; ВЗВЧП – вакуумный змеевик вакуумной части печи; ЦО – циркуляционное орошение; ДТ – дизельное топливо; ГС – газосепаратор; ЛЗ – левый змеевик; ПЗ – правый змеевик; К-1, К-1а – атмосферные ректификационные колонны; К-2, К-2а – ректификационные колонны разгонки отбензиненной нефти; К-3 – ректификационная колонна для получения дизельного топлива; К-4 – вакуумная колонна; К-5 – отпарная колонна; П – трубчатая печь; Х – холодильник; ХК – холодильник-конденсатор; Т – теплообменный аппарат.

#### Литература

1. Стратегія енергозбереження в Україні / [Аналітично-довідкові матеріали в 2-х томах: Загальні засади енергозбереження / За ред.. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія] –К.: Академперіодика, 2006. – Т. 1. – 510 с.
2. Smith R. Chemical Process Design and Integration / R. Smith – Chichester: John Wiley & Sons Ltd, – 2005. – 688 p.
3. Смит Р. Основы интеграции тепловых процессов / Р. Смит, Й. Клемеш, Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев. – Харьков: Издательский центр НТУ «ХПИ», 2000. – 457 с.
4. Bagajewicz M.J. Energy savings horizons for the retrofit of chemical processes. Application to crude fractionation units / M.J. Bagajewicz // Computers and Chemical Engineering. – 1998. – V. 23. –No. 1. –P. 1–9.
5. Querzoli A.L. Identification of Heat Integration Retrofit Opportunities for Crude Distillation and Residue Cracking Units /A. L. Querzoli, A. F. A. Hoadley, T. E. S. Dyson // Korean J. Chem. Eng. –2003. – V. 20. –No. 4. –P. 635–641.
6. Bulasara V.K. Revamp study of crude distillation unit heat exchanger network: Energy integration potential of delayed coking unit free hot streams / Vijaya Kumar Bulasara, Ramgopal Uppaluri, Alope Kumar Ghoshal // Applied Thermal Engineering –2009. –Vol. 29. –Issues 11-12. – P. 2271–2279.
7. Товажнянский Л.Л. Экстракция данных для теплоэнергетического интегрирования процесса первичной переработки нефти на установке АВТ А12/2 / Л.Л. Товажнянский, Л.М. Ульев, Л.А. Мельниковская, Б.Д. Зулин // Интегрированные технологии и энергосбережение. – 2010. – №1. – С. 53–64.
8. Товажнянский Л.Л. Термодинамически обоснованный энергосберегающий потенциал установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока /Л.Л. Товажнянский, Л.М. Ульев, Л.А. Мельниковская, Б.Д. Зулин // Интегрированные технологии и энергосбережение. – 2010. – №2. – С. 3–13.
9. Nordman R. New process integration methods for heat-saving retrofit projects in industrial systems Thesis for the degree of doctor of philosophy / R. Nordman – Göteborg: Printed by Chalmers Reproservice, Sweden. 2005. – 77 p.

#### Bibliography (transliterated)

1. Strategija energozberezhennja v Ukraini [Analitichno-dovidkovi materiali v 2-h tomah: Zagal'ni zasady energozberezhennja / Za red.. V.A. Zhovtjans'kogo, M.M. Kulika, B.S. Stognija] –K.: Akademperiodika, 2006. – T. 1. – 510 p.
2. Smith R. Chemical Process Design and Integration R. Smith – Chichester: John Wiley & Sons Ltd, – 2005. – 688 p.
3. Smit R. Osnovy integracii teplovyh processov R. Smit, J. Klemesh, L.L. Tovazhnjanskij, P.A. Kapustenko, L.M. Ul'ev. – Har'kov: Izdatel'skij centr NTU «HPI», 2000. – 457 p.
4. Bagajewicz M.J. Energy savings horizons for the retrofit of chemical processes. Application to crude fractionation units M.J. Bagajewicz Computers and Chemical Engineering. – 1998. – V. 23. –No. 1. –P. 1–9.
5. Querzoli A.L. Identification of Heat Integration Retrofit Opportunities for Crude Distillation and Residue Cracking Units A. L. Querzoli, A. F. A. Hoadley, T. E. S. Dyson Korean J. Chem. Eng. –2003. – V. 20. –No. 4. –P. 635–641.
6. Bulasara V.K. Revamp study of crude distillation unit heat exchanger network: Energy integration potential of delayed coking unit free hot streams Vijaya Kumar Bulasara, Ramgopal Uppaluri, Alope Kumar Ghoshal Applied Thermal Engineering –2009. –Vol. 29. –Issues 11-12. – P. 2271–2279.
7. Tovazhnjanskij L.L. Jekstrakcija dannyh dlja teploenergeticheskogo integririvanija processa pervichnoj pererabotki nefiti na ustanovke AVT A12 2 L.L. Tovazhnjanskij, L.M. Ul'ev, L.A. Mel'nikovskaja, B.D. Zulin Integrirovannye tehnologii i jenergosberezenie. – 2010. – #1. – p. 53–64.