

УДК 658.26:665.63:338.45

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

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫЙ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ ПОТЕНЦИАЛ УСТАНОВКИ АВТ А12/2 В РЕЖИМЕ РАБОТЫ БЕЗ ВАКУУМНОГО БЛОКА

Введение. Проблема обеспечения украинской экономики энергоносителями – одна из самых актуальных в наше время. Газ, нефть, уголь и даже электроэнергию приходится импортировать. Ежегодно на это затрачивается около 8 млрд. дол., на что идет 2/3 всего товарного экспорта. Дефицит энергоносителей влечет за собой много последствий: недобор урожая, систематическое отключение населенных пунктов от электропитания и т.д.

Научно-технический прогресс, улучшение качества продукции, улучшение условий труда, интенсификация всего общественного производства определяются развитием энергетики страны, основой которой является топливная база и предприятия по переработке топлива.

Увеличение объемов производства, которое ожидается на протяжении ближайших десяти лет, обуславливает возрастание спроса на энергию и электроэнергию. Несмотря на то, что установленная мощность переработки предприятий Украины является высокой, реальная рабочая мощность снижается. Возникает потребность в реабилитации существующих установок и оборудования. Это относится ко всем отраслям экономики государства, в том числе, и к нефтеперерабатывающей промышленности.

Установки атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ) являются основой всех нефтеперерабатывающих заводов, т.к. вся сырая нефть проходит через эти установки [1]. Поэтому особое внимание следует уделить повышению эффективности работы существующих АВТ и уменьшению удельных затрат на переработку нефти.

В последнее десятилетие, в связи с увеличением стоимости энергоносителей, стали широко применяться при реконструкции систем теплообмена на нефтеперерабатывающих заводах методы интеграции процессов [2–5].

В работе [6] были приведены результаты экстракции данных, сбор которых осуществлялся с помощью стационарных и переносных термометров и расходомеров. После замеров и уточнения данных в программе HYSYS (Unisim Design) были получены наиболее точные данные о технологических потоках установки АВТ А12/2, с мощностью переработки 2 млн. т. сырой нефти в год, в режиме работы без вакуумного блока. Схема установки приведена в вышеуказанной работе [6].

Определение энергосберегающего потенциала установки АВТ А12/2.

Технологические данные, полученные в работе [6] и необходимые для тепловой интеграции процесса переработки нефти, представлены в потоковой таблице [7] (табл. 1).

Используя технологическую схему установки АВТ А12/2, можно отдельно представить блок подогрева сырой нефти в теплообменных аппаратах перед ее подачей в первые атмосферные ректификационные колонны К-1 и К-1а. Этот блок является основой системы рекуперации теплоты на установке (рис. 1) [8–10]. Мы видим, что в системе рекуперации тепловой энергии преобладает противоточная схема организации теплообмена между горячими и холодными технологическими потоками.

ЕНЕРГЕТИКА ТЕПЛОТЕХНОЛОГІЇ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

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	ΔH , кВт	α , кВт/(м ² ·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

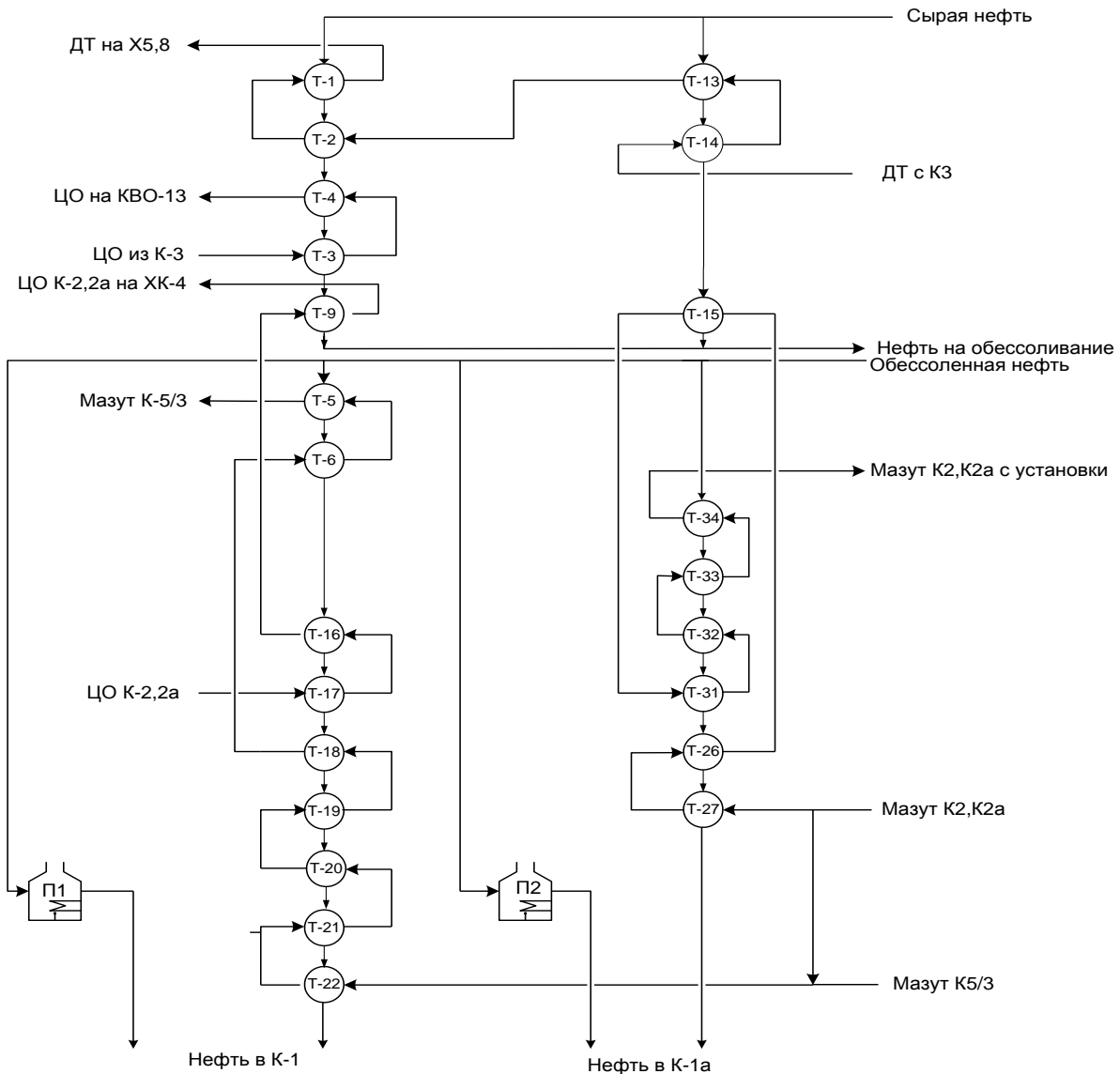


Рисунок 1 – Технологическая схема блока подогрева сырой нефти перед поступлением в атмосферную колонну для режима работы без вакуумного блока
 ДТ – дизельное топливо, К – ректификационные колонны, КВО – конденсаторы воздушного охлаждения, П – трубчатые печи, Х – холодильник, ХК – холодильник конденсатор, ЦО – циркуляционное орошение

Применение таких схем основывается на теории и практике противоточного теплообмена, когда температура холодного теплоносителя меняется в сторону самого горячего теплоносителя и наоборот, что обеспечивает вертикальный теплообмен [7] на всем протяжении движения теплоносителей в теплообменном аппарате. Эта идея совершенно необоснованно переносится на синтез тепловых сетей, которые являются системами более высокого порядка, нежели одиночные теплообменники, и, как правило, рекуперативные теплообменные системы, построенные на этом правиле, не являются оптимальными с точки зрения возможной мощности рекуперации тепловой энергии и окупаемости проекта в целом. В таких системах может наблюдаться большой перекрестный теплообмен, приводящий к завышенной площади поверхности теплообмена [7].

Более удобно для представления теплообменных связей использовать сеточную диаграмму, на которой нанесены все необходимые технологические данные и теплообменное оборудование (рис. 2).

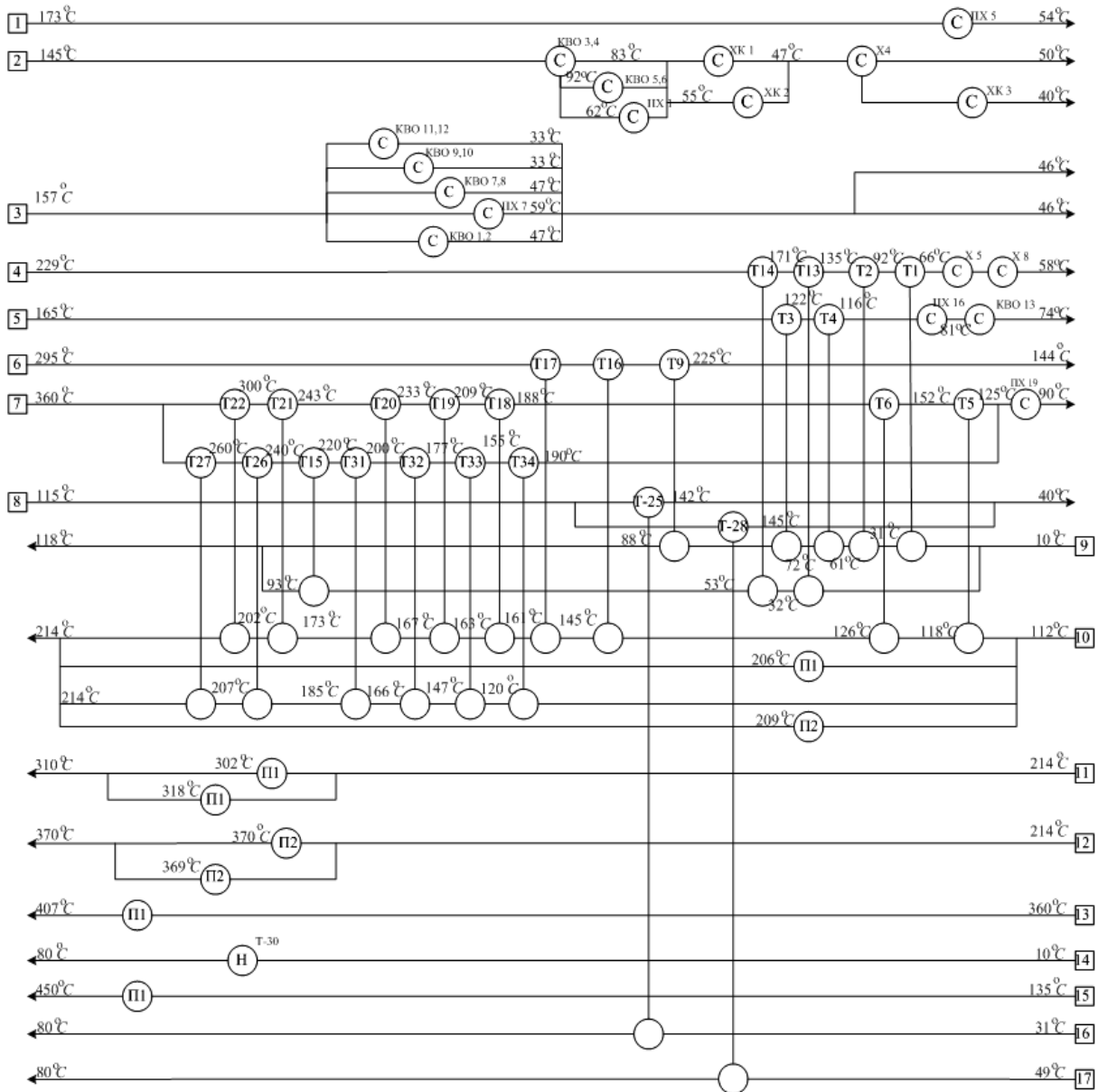


Рисунок 2 – Сеточная диаграмма существующего процесса:

С – холодильник; Н – паровой нагреватель, Т – теплообменный аппарат; П – трубчатые печи

На технологических потоках показаны температуры теплоносителей до и после теплообменников.
Номера потоков соответствуют номерам в таблице 1

С помощью сеточной диаграммы, а также по измеренным температурам технологических потоков и значениям их потоковых теплоемкостей, мы можем определить тепловую мощность, которая рекуперируется в системе теплообмена установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока.

Суммарное изменение потоковой энтальпии горячих потоков в системе рекуперативного теплообмена установки составляет величину ~39 МВт. Рекуперация тепло-

вой энергии, рассчитанная по суммарному изменению энтальпии холодных потоков, составляет значение ~ 33 МВт. Значительное различие между величинами мощности, которую отдают горячие потоки, и мощности, идущей на нагрев холодных потоков, в системе рекуперации объясняется тепловыми потерями в окружающую среду. Разность этих значений показывает, что потери на теплообменном оборудовании составляют величину около 6 МВт. Причем тепловые потери происходят как от горячих потоков, так и от нагретых холодных потоков, что подтверждает вычисление мощности рекуперации теплоты по нагрузкам индивидуальных теплообменных аппаратов в системе рекуперации. Эта величина составляет значение ~ 33 МВт.

Используя технологические данные из таблицы 1 и сеточную диаграмму, построим на температурно-энтальпийной диаграмме горячую и холодную составные кривые, которые представляют суммарное изменение расходного теплосодержания всех холодных и горячих технологических потоков, циркулирующих на установке АВТ А12/2. Составные кривые на диаграмме следует разместить так, чтобы интервал перекрытия между ними составил полученную нами величину мощности рекуперации, равную ~ 33 МВт (рис. 3).

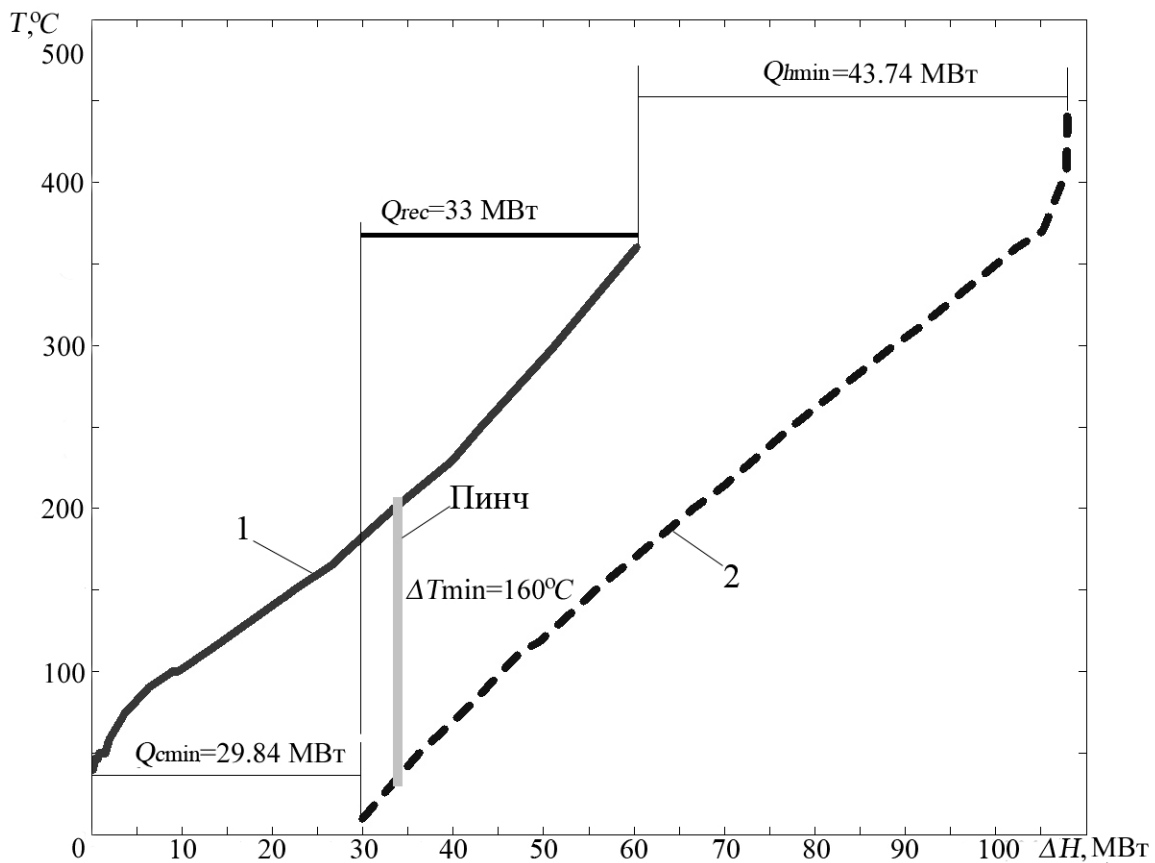


Рисунок 3 – Составные кривые существующего процесса:

- 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; ΔH – изменение энтальпии потоков

Составные кривые содержат большой объем информации о системе технологических потоков, утилитной системе и эффективности использования тепловой энергии

в процессе. Проекция горячей составной кривой на энтальпийную ось показывает значение тепловой мощности, которую возможно отвести от системы горячих потоков и использовать для подогрева холодных технологических потоков. Аналогично, проекция холодной составной кривой на энтальпийную ось показывает значение мощности, которую необходимо подвести к холодным потокам для выполнения процесса.

Для проведения процесса необходима мощность ~ 74 МВт, но это не значит, что вся эта мощность должна быть получена от утилитной системы установки, в данном случае – системы трубчатых печей [8–10]. Часть энергии может быть рекуперирована с помощью системы теплообмена между холодными и горячими потоками. Величину мощности и показывает область перекрытия кривых. Наименьшее расстояние между кривыми по оси ординат – температурной оси – называется областью пинча избранной системы технологических потоков.

В нашем случае на установке АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока пинч локализуется на температурах: $T_{гор} = 200$ °С и $T_{хол} = 40$ °С. Минимальная разница температур в области пинча равна 160 °С. Эта разница была бы действительно минимальной, если бы выполнялись условия вертикального теплообмена, но в настоящее время в теплообменной системе установки значительная часть тепловой энергии передается между теплоносителями в условиях перекрестного теплообмена, потому на теплообменных аппаратах наблюдаются разницы температур между теплоносителями меньше, чем ΔT_{min} [11].

Здесь происходит также перенос тепловой энергии через пинч. Перекрестный теплообмен, наблюдаемый в существующей теплообменной сети установки АВТ А12/2, приводит к значительному завышению площади поверхности теплообмена в теплообменных сетях.

От утилитной системы процесс в настоящий момент потребляет около 50 МВт полезной мощности. Но реальное потребление тепловой энергии самим процессом первичной переработки несколько меньше, поскольку многие теплообменные аппараты на установке работают без теплоизоляции, и часть энергии теряется на оборудовании установки. Были также обследованы все теплообменные аппараты и трубопроводы теплообменной системы, определена величина их открытых участков и их температуры (табл. 2). Данные, собранные на теплообменном оборудовании, позволяют получить точное значение потерь за счет конвективного переноса тепловой энергии и лучистого теплообмена, которое составляет ~ 6 МВт. Рассчитанное значение подтверждает верность расчета количества тепловых потерь по изменению теплосодержания горячих и холодных потоков.

Если к полезной мощности печей прибавить мощность отходящих газов, составляющую около 20,4 МВт, то получим оценку мощности, которая выделяется при сгорании топлива в печи $\sim 70,4$ МВт.

Применяя аппарат составных кривых, мы можем достаточно точно оценить необходимую площадь поверхности теплообмена для проектируемого или реконструируемого процесса.

Далее, используя цены на теплообменное оборудование, полученные от его производителей, можем еще до выполнения проекта реконструкции оценить необходимые капиталовложения и срок их окупаемости. Для кожухотрубчатых теплообменников, стоимость одного квадратного метра поверхности теплообмена можно оценить величиной в 20 дол. США, а для аналогичных российских аппаратов – величиной в 60 дол. США.

Таблица 2 – Данные для расчета тепловых потерь на теплообменном оборудовании

Тепло-обменник	Температура открытой наружной поверхности теплообменника, °С			Размеры открытой части наружной поверхности теплообменника, м	
	1 крышка	2 крышка	Корпус	Ø 1, 2 крышки, м	Длина открытой части корпуса, м от 1 крышки
1	2	3	4	5	6
T-1	23	50	23	0,6	1
T-2	38	50	38	0,6	1
T-27	260	155	260	1,2	1,5
1	2	3	4	5	6
T-26	227	116	227	1,2	1,5
T-15	67	260	40	1,2	1,5
T-14	28	118	28	1	1,5
T-13	16	144	16	1	1,5
T-31	75	100	75	0,6	1
T-32	80	80	80	0,6	1
T-33	67	80	80	1	11
T-34	90	70	70	1	11
T-9	80	130	130	1	11
T-3	75		75	0,6	1
T-4	70		70	0,6	1
T-8	104	100	104	1	1
T-7	112	100	112	1	1
T-6	120	100	120	1	1
T-5	102	120	102	1	1
T-16	100	200	100	0,6	1
T-17	90	200	90	0,6	1
T-18	70	160	70	0,6	1
T-19	100	185	100	0,6	1
T-20	157		157	1,2	1
T-21	170	220	170	0,6	1
T-22	195	240	195	0,6	1
T-28	65	123	65	1	1
T-25	25	90	25	1	1

Стоимость установленного оборудования, как правило, в два раза превышает его рыночную стоимость, то есть мы можем принять для оценки стоимости установленного оборудования величину в 110–120 дол. США за один квадратный метр площади поверхности теплообмена, и, следовательно, капитальную стоимость одного теплообменного аппарата можно определить выражением [12]:

$$\text{Кап.стоимость} = A_T + B_T \cdot (S)^c,$$

где $A_T = 5000$ дол. США – стоимость установки одного теплообменного аппарата; B_T – коэффициент, эквивалентный стоимости 1 м^2 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, $c = 0,87$.

Стоимость энергии оценим по рыночной стоимости мазута – 112 дол. США за 1 тонну, которая отвечает величине 87 дол. США за 1 кВт год.

Данные значения с помощью составных кривых позволяют построить диаграммы для определения величины ΔT_{\min} , величины инвестиций в дополнительную к существующей площади поверхности теплообмена и срок окупаемости предлагаемого проекта (рис. 4).

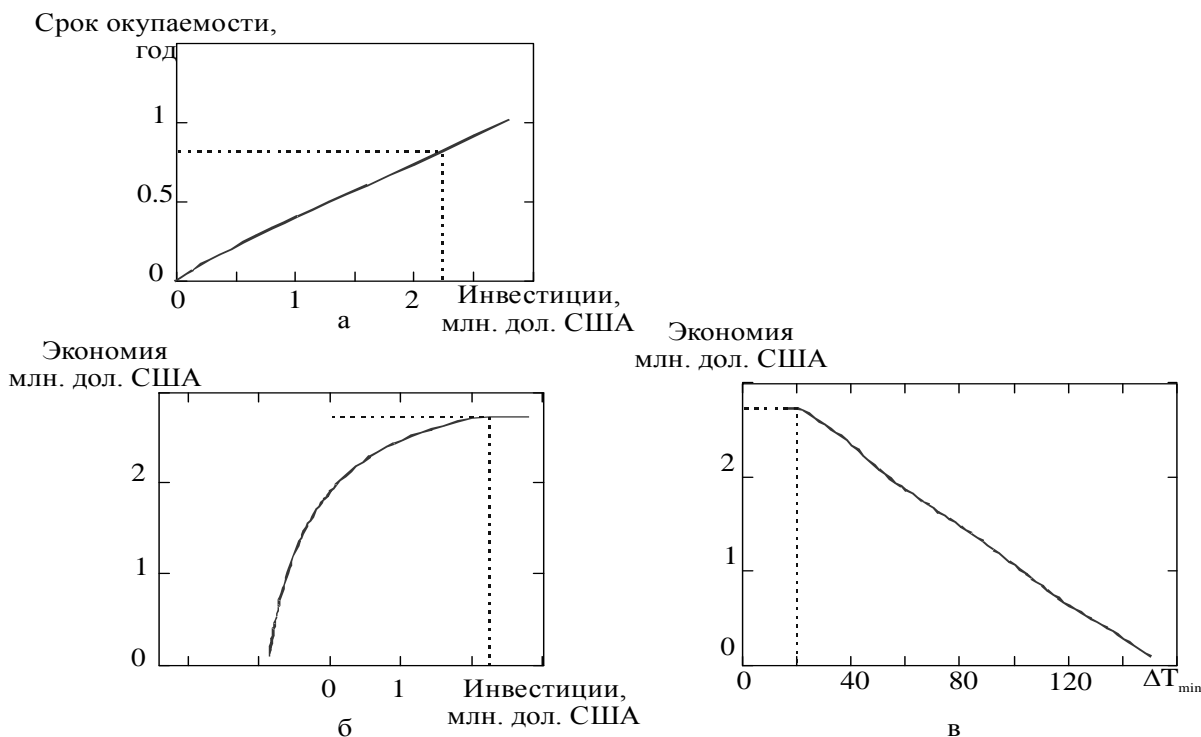


Рисунок 4 – Определение оптимального значения ΔT_{\min} по выбранному критерию реконструкции системы теплообмена: а – зависимость срока окупаемости проекта реконструкции от инвестиций в реконструкцию; б – кривая экономической эффективности; в – зависимость получаемой прибыли от ΔT_{\min}

Мы видим, что задача энергосберегающей реконструкции установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока имеет пороговый характер, то есть при превышении некоторого значения инвестиций годовая экономия перестает увеличиваться (рис. 4,б). Данный порог отвечает капвложениям в 2,23 млн. дол. США, срок окупаемости данных инвестиций составит 0,82 года. Минимальная разница температур между теплоносителями на теплообменных аппаратах вблизи порогового значения энергопо-

требления составляет величину около $\Delta T_{\min} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, которая и будет приниматься, как минимальная оптимальная разница температур при построении на энтальпийно-температурной диаграмме составных кривых (рис. 5) [9].

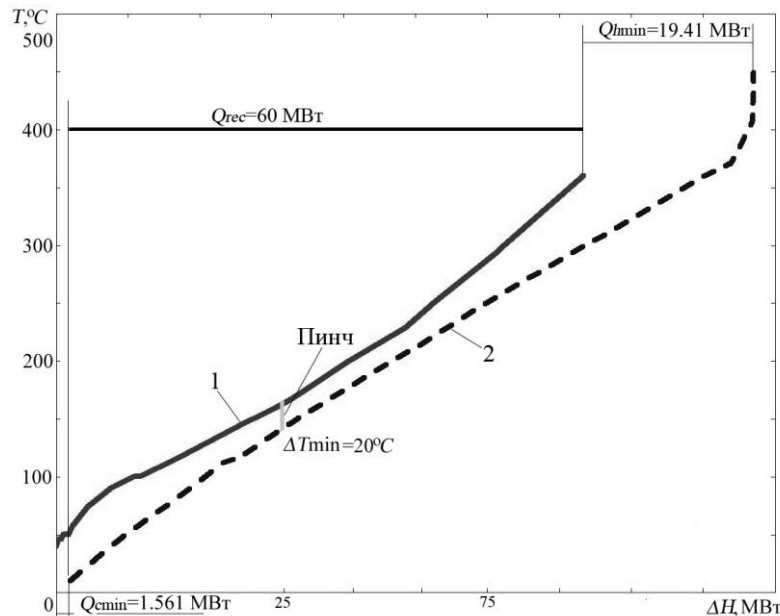


Рисунок 5 – Составные кривые интегрированного процесса:

1 – горячая составная кривая; 2 – холодная составная кривая;

$Q_{h\min}$ – минимальное количество горячих утилит; $Q_{c\min}$ – минимальное количество холодных утилит; Q_{rec} – мощность рекуперации энергии; T – температура;

ΔH – изменение энтальпии потоков

Видно, что пинч локализуется на температурах 150 °С и 130 °С для горячих и холодных потоков соответственно. Составные кривые показывают, что при достижении $\Delta T_{\min} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ холодные утилиты равны 1,6 МВт, горячие утилиты при этом приобретают значение 19,4 МВт, что в 2,5 раза меньше, чем процесс получает от утилитной системы в настоящее время.

Таким образом, выполнение реконструкции системы теплообмена позволит уменьшить мощность, потребляемую процессом первичной переработки нефти на 25,5 МВт. В системе теплообмена будет рекуперироваться мощность около 60 МВт. Для этого будет необходимо 30872 м² площади теплообменной поверхности.

В настоящее время теплообменная схема установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока содержит 43 кожухотрубчатых теплообменных аппарата, общей площадью поверхности теплообмена, равной 10638 м², и они могут быть использованы в новой технологической схеме теплообменной системы. Следовательно, дополнительно при выполнении проекта реконструкции теплообменной системы необходимо будет установить 20234 м² площади поверхности теплообмена.

Также следует заметить, что если закрыть теплоизоляцией открытые нагретые поверхности оборудования, то можно уменьшить мощность конвективных и лучистых потерь в окружающую среду, по крайней мере, на 6 МВт. Таким образом, оценка общего энергосберегающего потенциала установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока составит величину 31,5 МВт (табл. 3) [10–12].

Таблица 3 – Сравнение энергетических характеристик существующей и предлагаемой в проекте реконструкции теплообменных сетей установки АВТ А12/2 в режиме работы без вакуумного блока

Режим	Горячие утилиты, МВт		Холодные утилиты, МВт		Рекуперация, МВт	
	Сейчас	Проект	Сейчас	Проект	Сейчас	Проект
Зимний без вакуумного блока	43,7	19,4	29,8	1,56	33	58,5

Выводы. Применение методов пинч-анализа к интеграции тепловых процессов установки первичной переработки нефти АВТ А12/2 Херсонского НПЗ в режиме работы без вакуумного блока позволит уменьшить мощность горячих утилит, потребляемых процессом более, чем на 75 % по сравнению с уровнем потребления в настоящее время или на ~34 МВт, и практически полностью отказаться от использования холодных утилит.

Годовая прибыль от внедрения данного проекта составит величину 3387900 дол. США, а срок окупаемости проекта не превысит 1 года.

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; ΔT_{\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. Багиров И.Т. Современные установки первичной переработки нефти / И.Т. Багиров. М.: Химия. 1974. – 240 с.
2. Т. Нацуо. Многоотраслевой комплекс объединяет нефтепереработку с энергетической и строительной промышленностью / Т. Нацуо, Т. Йаги // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №3. – с. 79-82.
3. Plesu V. Retrofit solutions in crude distillation plant using process simulation and process integration / Plesu V., Bumbac G., Tacu-Marcov C., Ivanescu I., Popescu D.C. // 8th Conference on process integration, modeling and optimization for energy saving and pollution reduction. PRES'05. Chemical engineering transactions, 2005. Vol. 7. P. 169-174.
4. Plesu V. HEN retrofit for a crude distillation unit-part 1 / Plesu V., Bumbac G., Nan O. // 1th Conference on process integration, modeling and optimization for energy saving and pollution reduction. PRES'01. Chemical engineering transactions, 2001. Vol. 2. P. 95-98.

5. Yoon S.-G. Heat integration analysis for an industrial ethylbenzene plant using pinch analysis /S.-G. Yoon, J. Lee, S. Park // Applied Thermal Engineering. – 2007. V. 27. P. 886–893.

6. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ Л.Л. Екстракція даних для теплоенергетического інтегрування процесу первинної переробки нафти на установці АВТ А12/2 / Л.Л. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ, Л.М. УЛЬЄВ, Л.А. МЕЛЬНИКОВСЬКА, Б.Д. ЗУЛІН // Інтегровані технології та енергозбереження. – 2010. – №1. – с.53-64.

7. Смит Р. Основы интеграции тепловых процессов / Р. Смит, Й. Клемеш, Л.Л. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ, П.А. КАПУСТЕНКО, Л.М. УЛЬЄВ. – Харьков: Издательский центр НТУ «ХПИ», 2000. – 457 с.

8. Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки / Ю.К. Молоканов. М.: Химия. 1980. – 408 с.

9. Степанов А.В. Ресурсосберегающая технология переработки нефти / Степанов А.В., Горюнов В.С. – Киев: Наукова думка. 1993. – 270 с.

10. Уильям Д. Леффлер. Переработка нефти / Уильям Д. Леффлер. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес». 2004. – 223 с.

11. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ Л.Л. Інтеграція теплових процесів на установці первинної переробки нафти АВТ А12/2 при роботі в зимнєє время / Л.Л. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ, П.А. КАПУСТЕНКО, Л.М. УЛЬЄВ, С.А. БОЛДЫРЕВ, М.В. ТАРНОВСЬКИЙ // Теорет. основи хім. технології. 2009. –Т. 43, –№6. – С. 665–676.

12. Nordman R. New process integration methods for heat-saving retrofit projects in industrial systems / R. Nordman. Thesis for the degree of doctor of philosophy. Chalmers university of technology.– Göteborg, Sweden –2005. – 77 p.

УДК 658.26:665.63:338.45

ТОВАЖНЯНСЬКИЙ Л.Л., УЛЬЄВ Л.М., МЕЛЬНИКОВСЬКА Л.О., ЗУЛІН Б.Д.

ТЕРМОДИНАМІЧНО ОБҐРУНТОВАНИЙ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИЙ ПОТЕНЦІАЛ УСТАНОВКИ АВТ А12/2 В РЕЖИМІ РОБОТИ БЕЗ ВАКУУМНОГО БЛОКУ

Застосування методів пінч-аналізу в інтеграції теплових процесів установки первинної переробки нафти АВТ А12/2 Херсонського НПЗ в режимі роботи без вакуумного блоку дозволить зменшити енергоспоживання на установці більш, ніж в 2 рази порівняно з рівнем споживання у теперішній час. Крім того, використання цих методів дозволить практично повністю відмовитись від використання холодних утиліт на установці. Річний прибуток від впровадження даного проекту складе величину 3387900 дол. США, а термін окупності проекту не перевищить 1 року.

Tovazshniansky L.L., Ulyev L.V., Melnikovska L.O., Zulin B.D.

THERMODYNAMIC WELL GROUNDED ENERGY SAVING POTENTIAL OF AVDU A12/2 CRUDE DISTILLATION UNIT WITHOUT VACUUM COLUMN

The energy saving potential for AVDU A12/2 crude distillation unit with working without vacuum column was defined. Pinch analysis method use allows us to decrease the useful power which consuming by process at 78 % that is 34 MW. The cold utilities will disappear almost completely with pinch retrofit. Annual profit from implementing this project will be the value 3387900 USD and payback period will not exceed 1 year.