

УДК 621:662.6

Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М., Болдырев С.А., ¹Тарновский М.В.

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ АВТ А12/2 ПРИ РАБОТЕ В ЛЕТНЕЕ ВРЕМЯ

*Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»
¹ЧФ «ОптимЭнерго»*

Введение

В данной работе авторы продолжают публикацию результатов энергоаудита на одном из нефтеперерабатывающих заводов Украины, и возможной интеграции теплоэнергетических процессов на этом предприятии. На заводе были обследованы все установки, работающие в настоящее время, и созданы проекты реконструкции систем рекуперации тепловой энергии для каждой из них. В данной работе представлен пинч-анализ системы технологических потоков на одной из ранних установок первичной переработки нефти, так называемой "атмосферно-вакуумной трубчатке" А12/2, спроектированной еще в 1956 г. и работающей до сих пор, но модернизированной в 1967 году для переработки 2 млн. т. нефти в год. В работах [1,2] авторы предложили проект реконструкции системы рекуперации тепловой энергии при работе в зимнее время. Здесь будет представлен пинч-анализ работы А12/2 с вакуумным блоком в летний период.

Экстракция потоковых данных

В настоящее время на этой установке используется типичная для 70х годов прошлого века противоточная система рекуперации тепловой энергии, которая, как правило, не является оптимальной для больших систем теплообменников [3].

Проведено обследование работы установки в четырёх режимах, работа с вакуумным блоком и без него в зимнее и летнее время. Технологическая схема установки А12/2 при работе с вакуумным блоком представлена на рисунке 1.

Сырая нефть с температурой окружающей среды подается на установку, где расщепляется на два потока, каждый из которых нагревается в последовательно расположенных теплообменниках (рис. 1) и подается в электродегидратор первой ступени (рис. 1). Затем частично обессоленная нефть подается в электродегидратор второй ступени. После электродегидраторов обессоленная и обезвоженная нефть поступает в колонны К-1, 1а двумя потоками, в каждом из которых одна часть потока нефти подогревается в трубчатой печи, а вторая – в кожухотрубчатых теплообменниках продуктами разделения.

Отбензиненая нефть с низа К-1, 1а с температурой 200–250 °С подается в змеевики печей П-1, 2. С верха колонны К-2, 2а по трубам выводится хвостовая фракция бензина и дизельного топлива в паровой фазе и поступает в колонну К-3.

Фракция дистиллятного бензина К-2а и дизельного топлива поступает в верхнюю секцию отпарной колонны К-5/1, откуда через теплообменники в К-2, К-2а.

Пары из стриппинга К-5/1 поступают в К-3 на 16 тарелку. С 11,13 тарелок К-2 и 9, 11, 13 тарелок К-2а может выводиться атмосферный газойль, который поступает в стриппинг отпарной колонны К-5/3, откуда забирается паровым насосом и откачивается в дизельное топливо или мазут. Пары из стриппинга К-5/3 поступают в К-2, 2а.

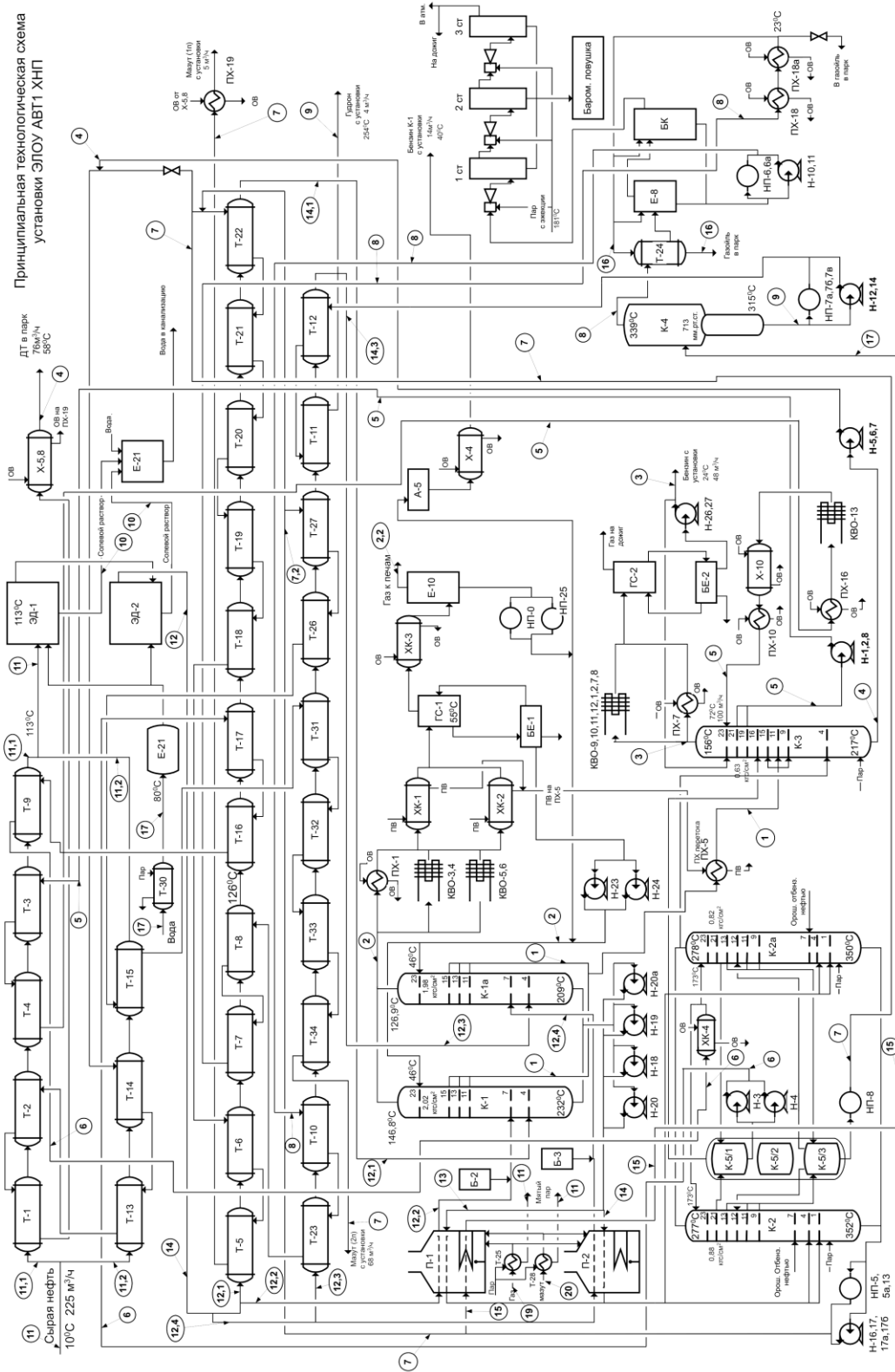


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки АВТ-1 с существующей в настоящее время системой рекуперации теплоты. Основные обозначения: БУ, Б, Е - емкости; БК - бароматрический конденсатор; К - 1, К - 1а - атмосферные ректификационные колонны; К - 2, К - 2а - ректификационные колонны разгона отбензиновой нефти; К - 3 - ректификационная колонна для получения дизельного топлива; К - 4 - вакуумная колонна; К - 5 - отпарная колонна; КВО - конденсаторы воздушного охлаждения; Н - насосы; НП - паровой насос; ОВ - охлаждающая вода; П - трубчатая печь; Т - теплообменные аппараты; ПХ - погружные холодильники; Х - холодильник; ХК - конденсаторы; ЭД - электродетидратор

Сверху К-3 отгоняется хвостовая часть бензина. Пары бензина по шлемовым трубам поступает в конденсаторы, газосепаратор и затем в буферную емкость.

Дизельное топливо с низа К-3 прокачивается через теплообменники и направляется в парк. При работе вакуумного блока часть мазута с низа К-2, 2а насосами прокачивается через вакуумный змеевик П-1, где нагревается до температуры ~ 380–420 °С и поступает в вакуумную колонну К-4. Имеется возможность мазут с низа К-2, 2а направить в вакуумную колонну К-4.

В вакуумной колонне К-4 от мазута отгоняется широкая фракция – вакуумный газойль. Насосами вакуумный газойль откачивается через теплообменники в парк. Имеется возможность вакуумный газойль направить в мазут. Водяные пары и часть нефтяных газов сверху вакуум-приемника поступают в барометрический конденсатор, где конденсируются вакуумным газойлем.

На описанной выше установке были выполнены замеры температур и расходов для всех технологических потоков установки и потоков утилитной системы. Измерения производились как стационарными, так и переносными приборами. Данные потоков дымовых газов утилитной системы измерялись с помощью газоанализаторов.

После составления материального и теплового баланса установки на основании собранных значений, потоковые данные, необходимые для интеграции, были сведены в таблицу 1. Поскольку у большинства технологических потоков либо происходят фазовые переходы, либо их потоковая теплоемкость значительно меняется в интервалах изменения их температур, мы для дальнейшей обработки, сегментировали их по температурным интервалам. В каждом из таких интервалов свойства потока можно считать постоянными [2].

На теплообменном и транспортирующем оборудовании установки имеется большая площадь не теплоизолированных нагретых до высоких температур поверхностей. В связи с этим были выполнены замеры температуры всех открытых поверхностей транспортной системы и теплообменного оборудования. Проведенные измерения позволили рассчитать тепловые потери в атмосферу за счёт конвекции и теплового излучения. Эта величина равна ~ 8 МВт и практически не зависит от времени года, поскольку температура открытых поверхностей намного выше температуры окружающей среды. Это означает, что на обогрев атмосферы расходуется 7530 тыс. м³ природного газа или просто сжигается 1 млн. дол США в год только на одной установке.

Измерена мощность, отводимая на воздушных и водяных холодильниках, а также мощность тепловых потерь с дымовыми газами. Определены температуры теплоносителей на каждом работающем теплообменном аппарате. Это позволило рассчитать мощность рекуперации в системе теплообмена, как по горячим потокам, так и по холодным.

Также были измерены технологические параметра потоков в печах, необходимые для расчёта полезной нагрузки на утилитную систему. Расчёт показал, что полезная нагрузка печей составляет ~ 50 МВт.

Пинч-анализ и интеграция процесса

Летний режим работы установки АВТ – 1 характеризуется прежде всего тем, что сырая нефть поступает на установку с температурой 25 °С в отличие от зимнего режима, для которого мы приняли температуру сырой нефти, равную 10 °С (таблица). Все остальные потоковые данные для построения составных кривых можно принять неизменными.

Составление материального и теплового баланса установки, а также экстрагирование данных технологических потоков позволили построить составные кривые технологических потоков установки (рис. 2). Для определения взаимного расположения горячей и холодной составных кривых использовались как данные утилитных измерений, т.е. мощность, потребляемая процессом от горячих утилит и мощность, отводимая от процесса холодными утилитами, так и результаты измерения температуры и расходов теплоносителей в теплообменном оборудовании.

ЭНЕРГЕТИКА ТЕПЛОТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Таблица 1 – Поточковые данные технологических потоков, включенных в интеграцию для режима работы АВТ – 1 с вакуумным блоком в зимнее время

№	Название потока	Тип	$T_s, ^\circ C$	$T_t, ^\circ C$	G, т/ч	$C, \text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$	$r, \text{кДж}/\text{кг}$	$CP, \text{кВт}/\text{K}$	$\Delta H, \text{кВт}$	$\alpha, \text{кВт}/(\text{м}^2\cdot\text{K})$
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, а	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	ЦО К-3	гор	165	74	75,79	2,11		55,87	5083,79	0,15
6	ЦО К-2,2а	гор	295	144	30,73	2,11		29,85	4507,90	0,15
7	Мазут	гор	360	300	79,79	2,90		89,94	5396,67	0,15
		гор	300	250	79,79	2,71		81,41	4070,55	0,15
		гор	250	200	79,79	2,54		73,74	3687,10	0,15
		гор	200	150	79,79	2,36		65,87	3293,68	0,15
		гор	150	90	79,79	2,17		57,37	3442,40	0,15
8,1	Вакуумный газойль	гор	330	300	43,96	2,52		30,77	923,16	0,4
8,2	Конденсация паров вакуумного газойля	гор	300	300	43,96		75		915,83	1
8,3	Охлаждение вакуумного газойля	гор	300	200	43,96	2,54		42,74	4273,89	0,15
		гор	200	150	43,96	2,36		36,29	1814,57	0,15
		гор	150	68	43,96	2,17		30,66	2514,12	0,15
9	Гудрон	гор	336	250	9,33	2,70		9,63	828,14	0,1
10	Солевой р-р с ЭЛОУ	гор	115	40	15,05	4,21		17,14	1285,61	0,8
11	Сырая нефть	хол	25	50	250,85	1,95		142,55	3563,75	0,1
		хол	50	118	250,85	2,10		170,22	11574,78	0,1
12	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
		хол	214	250	56,00	2,75		54,87	1975,49	0,15
13	Отбензиненная нефть в АЗАЧП П-1	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	
14	Отбензиненная нефть в ЛЗ П-2	хол	300	310	26,00	2,97		29,42	294,16	
		хол	214	250	64,00	2,75		62,71	2257,71	0,15
		хол	250	300	64,00	2,84		68,28	3414,22	
	Отбензиненная нефть в ПЗ П-2	хол	300	370	64,00	3,18		76,17	5331,73	
		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			
15	Мазут через ВЗВЧП П-1	хол	360	407	53,29	2,90		65,68	3086,84	0,15
16	Вакуумный газойль на Т-24	хол	15	87	43,96	2,10		25,64	1838,99	0,15
17	Вода на ЭЛОУ	хол	10	80	12,54	4,20		14,60	1021,87	0,8
18	Перегрев пара в П-1	хол	135	450	1,05	2,69		2,60	819,88	0,6
19	Газ к печам	хол	31	80	3,00	2,52		2,10	102,90	0,1
20	Мазут в печи	хол	49	80	3,79	2,05		2,32	71,80	0,1

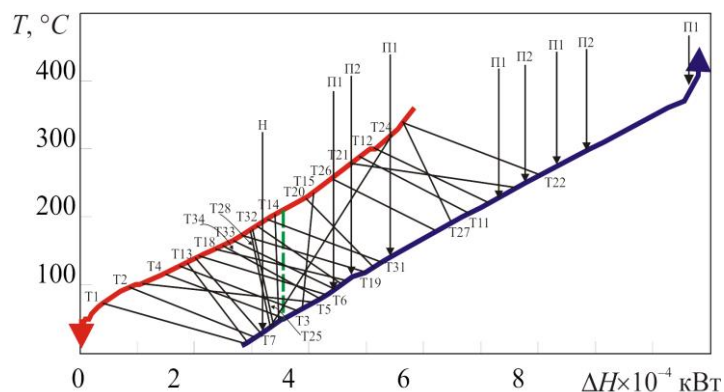


Рисунок 2 – Существующие теплообменные связи между технологическими потоками, изображенные на составных кривых

Составные кривые содержат достаточно много информации. Величина тепловой мощности, доступная для рекуперации, равна 59.09 МВт, а мощность, необходимая для проведения процесса первичной переработки, равна ~ 79.8МВт. Значение тепловой мощности, потребляемое процессом от утилит, равно ~ 49.8МВт. Мощность рекуперации в системе теплообмена равна ≈ 29 МВт, а нагрузка на холодные утилиты составляет величину ~ 28.1МВт.

Пинч локализуется на температурах горячих потоков, равных – $T_{Hot} = 210$ °С и холодных – $T_{Cold} = 50$ °С, а $\Delta T_{min} = 160$ °С. Величина ΔT_{min} в данном случае не является минимальной разностью температур между теплоносителями на теплообменных аппаратах, поскольку в системе теплообмена развит перекрёстный теплообмен (рис. 2). Наличие большого перекрёстного теплообмена приводит не только к большому завышению поверхности теплообмена, но и к значительной передаче тепловой энергии через пинч, что хорошо видно на сеточной диаграмме существующей сети теплообменных аппаратов (рис. 3).

В существующей системе 15 теплообменных аппаратов участвуют в этой передаче, а на потоке № 15, ниже пинча, используется горячая утилита.

Даже первое знакомство с технологической схемой установки показывает значительный потенциал энергосбережения.

Полученная нагрузка на утилитную систему составляет ~ 50 МВт, и если учесть мощность отходящую с дымовыми газами ~ 20.4 МВт, то получим оценку мощности, которая выделяется при сгорании топлива в печах ~ 70.4 МВт, или в пересчёте на 1 т перерабатываемой нефти эта величина составит ~ 36 кг.у.т. на 1 т перерабатываемой нефти.

С помощью пинч анализа мы определили, что ΔT_{min} для реконструкции теплообменной системы установки с минимальными приведенными затратами составит значение 20 °С.

Локализация пинч-температур при работе установки в летнем режиме для $\Delta T_{min} = 20$ °С не изменится (рис. 3) по сравнению с зимнем режимом работы [1], а это означает, что, по крайней мере, на пинче расположение рекуперативных теплообменных связей останется прежним.

Составные кривые, построенные для рассматриваемого режима работы установки при $\Delta T_{min} \approx 20$ °С (рис. 4), показывают, что практически исключается использование холодных утилит. Мощность рекуперации теплоты в системе теплообмена должна возрасти в два раза, а мощность горячих утилит уменьшится в 2.2 раза.

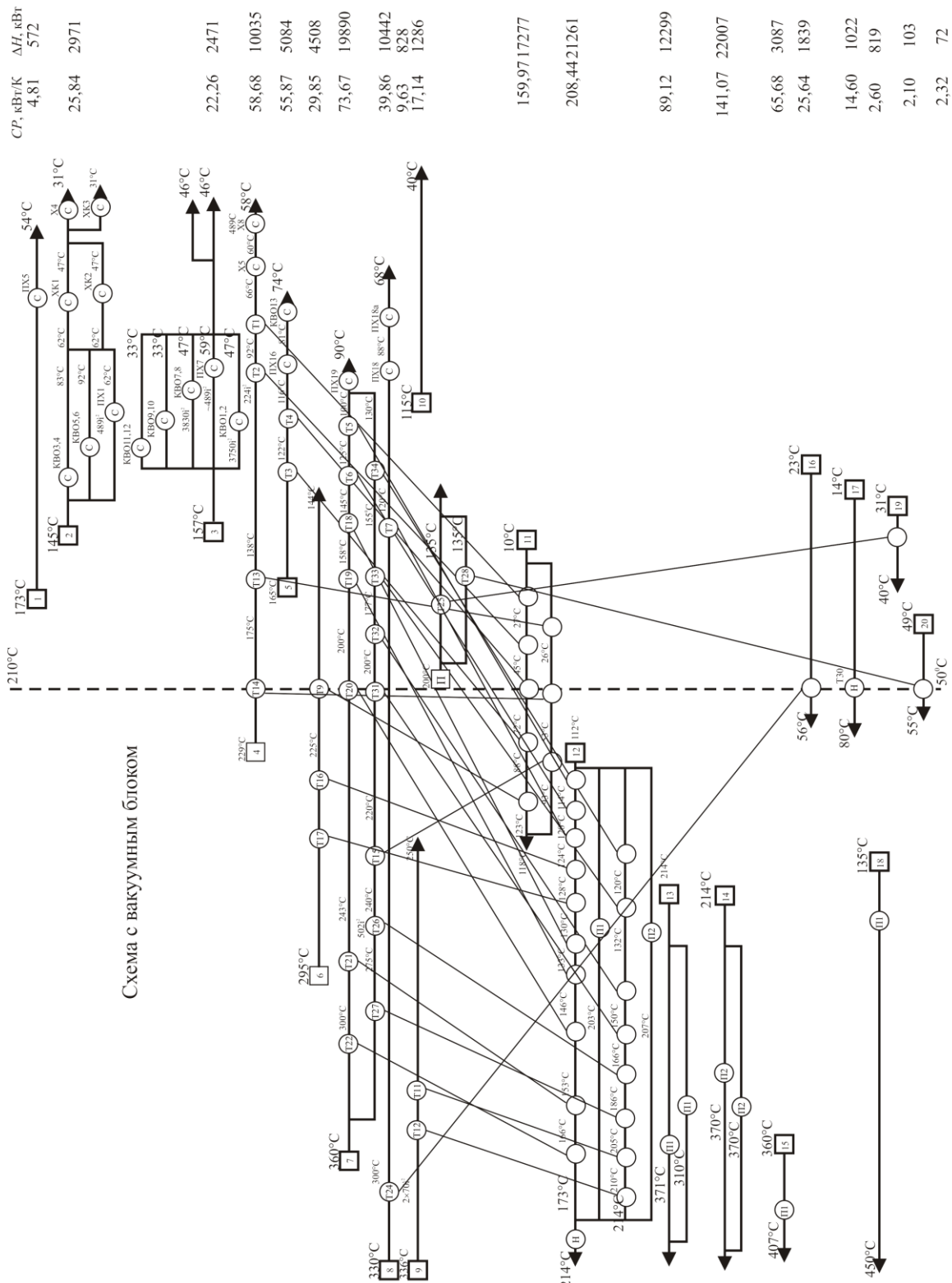


Схема с вакуумным блоком

Рис. 3. Сеточная диаграмма существующей системы теплообмена на установке АВТ - 1, показанная с разделением системы технологических потоков на пинче. Штриховая линия показывает локализацию пинча

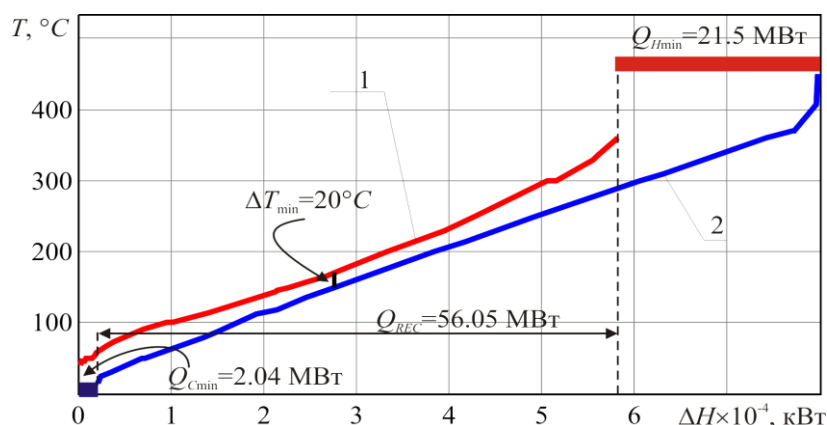


Рисунок 4 – Составные кривые для предлагаемого проекта теплообменной системы процесса первичной переработки нефти на установке АВТ – 1 в летнем режиме работы с вакуумной колонной: 1 – горячая составная кривая; 2 – холодная

Энергетические характеристики теплообменной сети в летнем режиме будут несколько отличаться от характеристик при работе в зимнем режиме. Прежде всего, отметим, что в этом случае появляется необходимость использования холодных утилит, и их мощность должна составить величину, равную ~ 2.04 МВт. Необходимость использования холодных утилит возникает вследствие того, что в проекте системы теплообмена синтезированной для зимнего режима работы низкопотенциальная энергия горячих потоков использовалась для нагрева холодной сырой нефти, а в летнее время потоковая энтальпия поступающей на установку сырой нефти на 2.04 МВт больше, чем в зимнее время. Мощность рекуперации в этом случае уменьшится до 56.05 МВт, а потребляемая от утилит мощность на -0.2 МВт.

В то же время, если включить в тепловую интеграцию потоки воды, идущей на бытовые нужды завода, то можно использовать эти 2.04 МВт, например, в подогреве воды для душевых и пунктов общественного питания и т.д.

Уменьшение рекуперированной мощности означает и уменьшение необходимой площади поверхности теплообмена, но поскольку установка должна работать в обоих указанных режимах мы при проектировании сеточной диаграммы теплообменной системы для летнего или любого другого режима не будем исключать теплообменную поверхность из схемы, а там, где это будет необходимо будем указывать, как нужно изменить топологию схемы, чтобы она работала в оптимальном режиме. Появление же холодных утилит приведет к необходимости использования утилитных теплообменников. В результате необходимая площадь поверхности только увеличится.

Сейчас давайте посмотрим, насколько изменится топология системы теплообмена при работе установки в летнем режиме. Для этого построим сеточную диаграмму для потоковых данных летнего режима, но не будем показывать этапы построения, а приведем сразу окончательный результат (рис. 5).

Мы видим, что топология теплообменной системы осталась та же самая, что и для зимнего режима работы. На некоторых размещениях теплообменников изменилась тепловая нагрузка, и появились 6 утилитных теплообменников (холодильников) на потоках № 2 – бензин из К1, К1а, № 3 – бензин из К3, № 4 – дизельное топливо, № 5 – циркуляционное орошение К3, № 7 – Мазут и № 8 – вакуумный газойль. Суммарная нагрузка на утилитные теплообменники, равна 2.39 МВт, что лишь немного превосходит результат, полученный с помощью составных кривых.

Для найденного оптимального значения ΔT_{\min} методами пинч-проектирования синтезирована технологическая схема теплообменной системы (рис. 5).

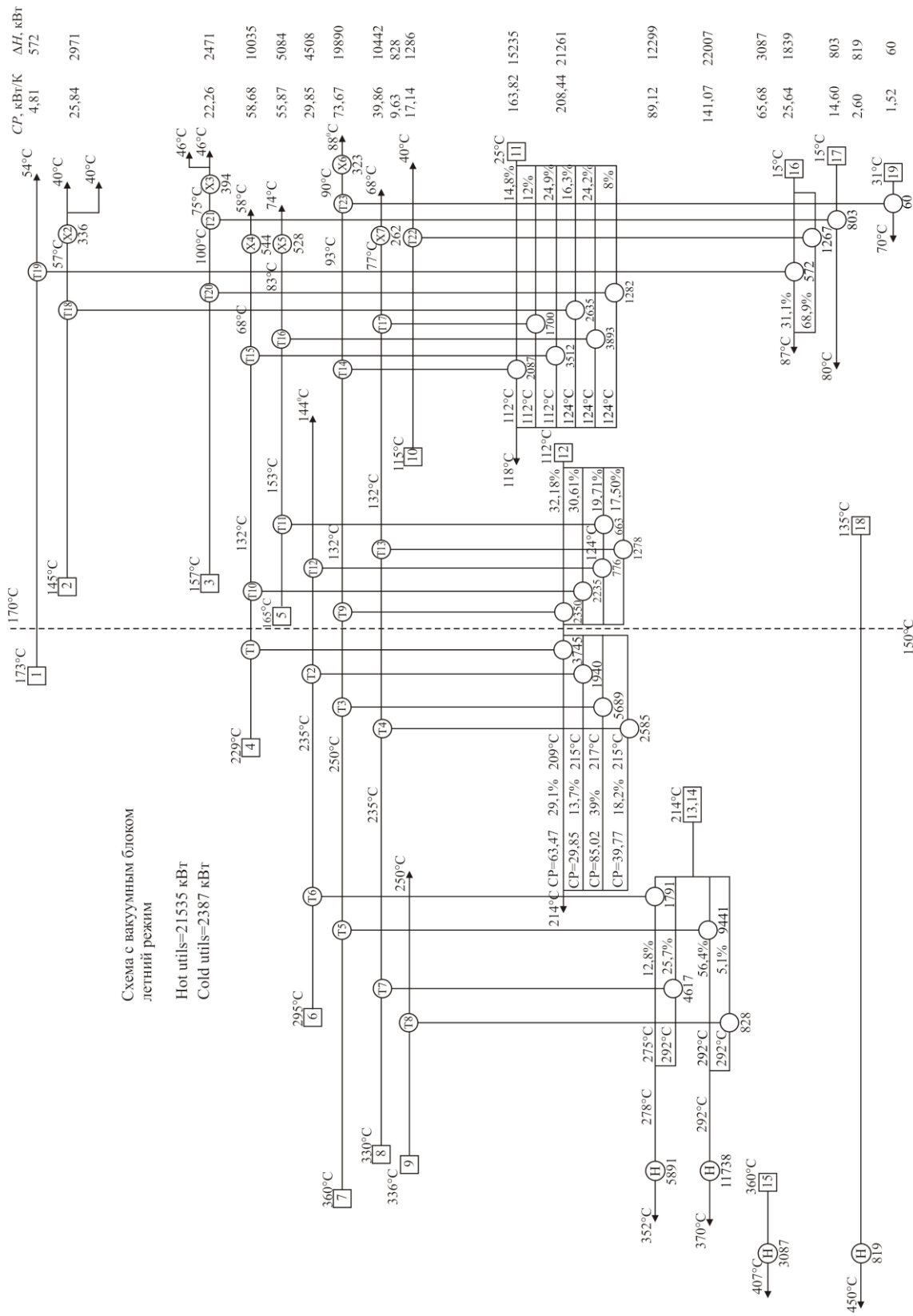


Рис. 5. Сеточная диаграмма проекта реконструкции системы теплообмена установки АВТ - 1 при режиме работы с вакуумным блоком в летнее время

Реконструкция рекуперативной системы установки по предлагаемой схеме (рис. 5) позволит снизить тепловую мощность, потребляемую процессом до 21.54 МВт, т.е. уменьшить потребление тепловой мощности на 28.3 МВт, что эквивалентно снижению потребления природного газа на 26.6 млн. м³ в год или экономии 3.7 млн. дол. США в год при стоимости газа 138 дол. США за тысячу кубов. Мощность холодных утилит уменьшить до 2.39 МВт, т.е. на 25.7 МВт. Стоимость холодных утилит, как правило, составляет 10 % от стоимости горячих утилит [4], поэтому с уменьшением холодных утилит будет экономиться 330 тыс. дол. США в год и общая экономия от интеграции процесса и устранения потерь в атмосферу на исследованной установке первичной переработки нефти за 6 месяцев, которые можно считать теплыми, составит величину ~ 2.5 млн. дол. США.

Площадь поверхности теплообмена необходимо будет увеличить на $19.5 \cdot 10^3 \text{ м}^2$, в настоящее время она равна $12.6 \cdot 10^3 \text{ м}^2$.

В итоге реконструкции удельное потребление топлива процессом на установке составит величину ~ 15 кг.у.т. на 1 т перерабатываемой нефти, или в 2.4 раза меньше, чем в настоящее время, а если учесть уменьшение выбросов с отходящими газами и снижение их температуры за бортом печи, то удельное потребление топлива на переработку 1 т сырой нефти на установке составит величину ~ 13 кг.у.т. Срок окупаемости проекта реконструкции не превысит 6 месяцев.

Заключение

Выполнение реконструкции системы теплообмена, углубляющей тепловую интеграцию системы технологических потоков установки первичной переработки нефти, на 1 тонну перерабатываемой сырой нефти будет использоваться не более 13 кг у.т., т.е. в 3 раза меньше, чем потребляется в настоящее время.

Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Европейской Комиссии (Проект SHERIPA, контракт No COLL-CT-2004-500229).

Литература

1. Tovazshnjansky L.L., Kapustenko P.A., Ulyev L.M., Boldyryev S.A., Tarnovsky M.V. Energy Integration of the Early Crude Oil Unit with Take Into Account Different regime // Chemical Engineering Transaction. Vol. 7. 2005. P. 103–108.
2. Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М., Болдырев С.А. Теплоэнергетическая интеграция установки первичной переработки нефти АВТ А12/2 при работе с вакуумным блоком в зимнее время // ИТЕ, 2005, № 2. С. 3–11.
3. Смит Р., Клемеш Й., Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М. Основы интеграции тепловых процессов. Харьков: ХГПУ. 2000. – 457 с.
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. ООО Издательский дом «Вокруг цвета». 2004. – 312 с.

УДК 621:662.6

Товажняньський Л.Л., Капустенко П.О., Ульєв Л.М., Болдирєв С.О. Тарновський М.В.

ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНА ІНТЕГРАЦІЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИННОЇ ПЕРЕРОБКИ НАФТИ АВТ А12/2 ПРИ РОБОТІ У ЛІТНІЙ ЧАС

Виконання реконструкції системи теплообміну, що поглиблює теплову інтеграцію системи технологічних потоків установки первинної переробки нафти. На 1 тонну

сирої нафти, що перероблюється, буде використовуватися не більше 13 кг у.п., тобто в 3 рази менше, ніж споживається в цей час.