

УДК 621:662.6

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**

Введение

Вряд ли человечество когда-нибудь в будущем вернется в "идиллию экологического равновесия", существовавшую до Неолитической революции, когда оно было интегрировано в естественные биосферные циклы. Переход к производящей экономике нарушил эту связь, и численность человечества начала расти в соответствии с потенциалом цивилизации. Основным ресурсом, обеспечивающим условия для существования современной цивилизации, является энергия. Сопоставление уровня жизни различных стран и потребления энергоресурсов на душу населения показывает прямо пропорциональную зависимость между этими величинами [1].

И если исходить из сценария демократического развития общества, исключающего насильственное подавление одной части населения планеты другой, то относительная стабилизация энергопотребления возможна только после достижения всеми странами уровня энергопотребления, достигнутого развитыми странами (~10 кВт/чел). Это потребует минимум 100 кратного увеличения производства энергии.

Обеспечить длительно устойчивое развитие цивилизации за счет углеводородных ископаемых источников не представляется возможным вследствие ограниченных сырьевых запасов. Миф о возобновляемой энергетике оказался несостоятельным. Даже с учетом решения всех технических и экологических проблем при создании возобновляемых источников энергии, производящих ее в промышленных масштабах, максимальная численность людей, которые могут быть обеспечены энергией от этих источников, не превышает 500 млн. человек [2].

В настоящее время мировое энергопотребление на 90 % удовлетворяется за счет ископаемых углеводородных источников энергии. Единственный реальный не углеродный источник энергии – это атомная энергетика, которая до сих пор находится в кризисе после Чернобыльской аварии и ее развитию пока нет альтернативы, но она основана, как и углеродная энергетика, на ограниченных ископаемых ресурсах, и, кроме того, здесь имеется ряд нерешенных проблем с захоронением отходов.

Коммерческая энергия, основанная на термоядерных источниках, по различным прогнозам может стать доступной через 100-150 лет. В данный период, называемый газовой паузой, вряд ли появится альтернатива углеводородному сырью. Единственное, что можно сказать – это то, что в связи с истощением сырьевых запасов нефти, доля природного газа, потребляемого для производства энергии, будет увеличиваться.

Поэтому стратегические усилия мирового сообщества должны быть направлены, прежде всего, на рациональное использование энергетических ресурсов, снижение удельной энергоемкости производства и удельного расхода энергии на поддержание достойного уровня жизни. Этого означает, что необходимо разрабатывать и внедрять энергосберегающие мероприятия, начиная от процессов добычи углеводородного сы-

рья, его переработки в товарную продукцию и заканчивая ее потреблением конечным пользователем.

В данной работе авторы представляют тот вклад, который они внесли в решение общемировой проблемы, применяя методы интеграции процессов на одном из нефтеперерабатывающих заводов Украины. На этом 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 в 1956 г. и модернизированной для переработки 2 млн. т. нефти в год в 1967 году. Здесь будет представлен пинч-анализ только одного из режимов работы обследованной установки, а именно режим работы А12/2 с вакуумным блоком в зимний период.

Пинч-анализ и интеграция

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 через смеситель 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.

Отбензиненная 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 шлемовым 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 циркуляционного орошения поступает в колонны 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.

Сверху К-3 отгоняется хвостовая часть бензина. Пары бензина по шлемовым трубам поступает в конденсаторы, газосепаратор и затем бензин самотеком поступает 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 самотеком по линии перетока направить в вакуумную колонну К-4.

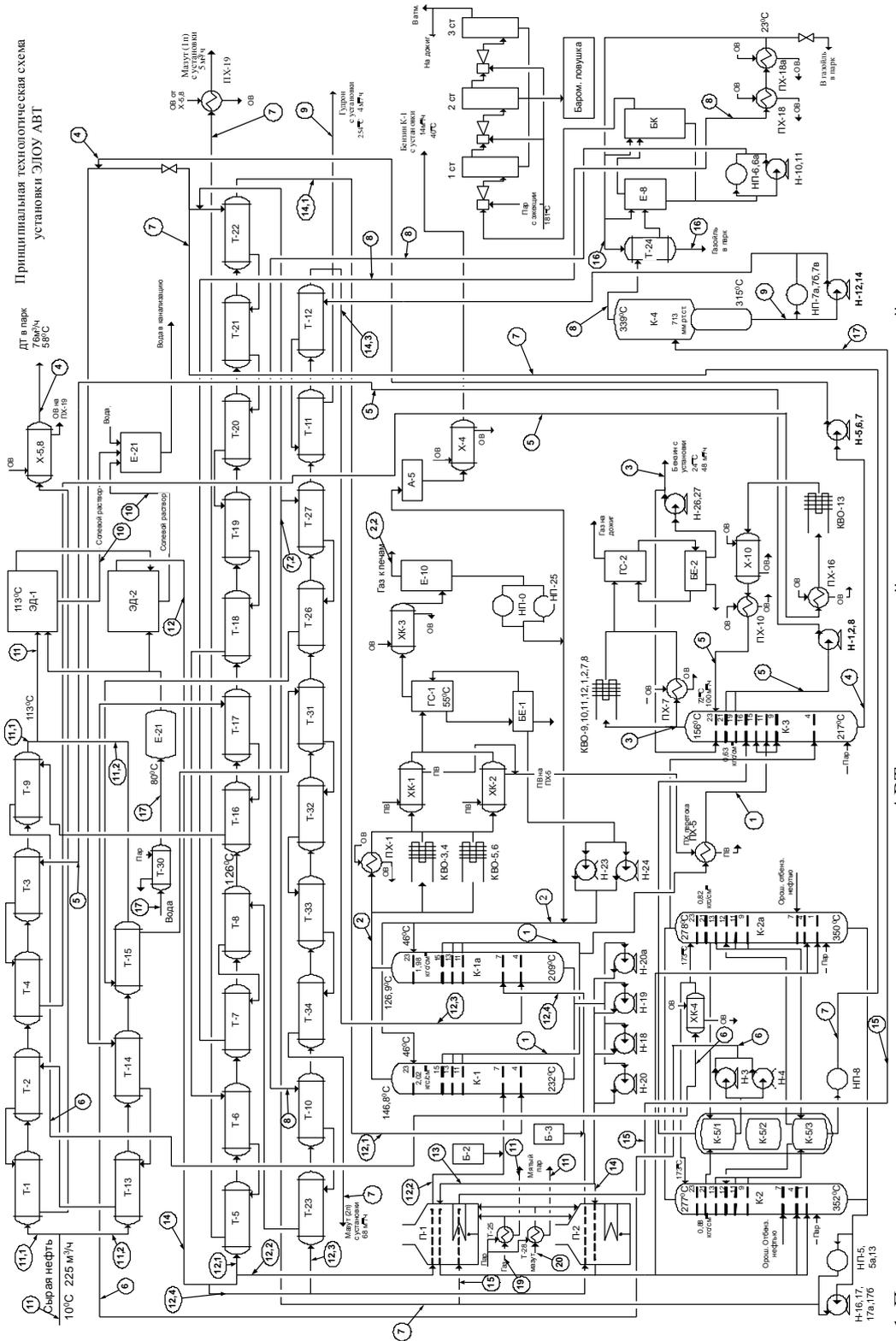


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки АВТ с существующей в настоящее время системой рекуперации теплоты
 Основные обозначения: БУ, Б, Е – емкости; БК – барометрический конденсатор; К-1, К-1а – атмосферные ректификационные колонны; К-2, К-2а – ректификационные колонны разгона отбензиненной нефти; 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 – трубная печь; Т – теплообменники; ЭД – погружные холодильники; Х – холодильники; ХК – конденсаторы; ЭД – электродвигатель

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 и 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. Теплофизические свойства продуктов технологических потоков были получены из центральной заводской лаборатории для времени проведения измерений.

После составления материального и теплового баланса установки на основании собранных значений, потоковые данные, необходимые для интеграции, были сведены в таблицу. 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 [3].

Сравнение энергопотребления установкой в зимний и летний период для одинаковой её производительности с учётом разности температур сырой нефти, поступающей на установку из резервуаров хранилища, показало существование больших тепловых потерь в окружающую среду. 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.

Измерена мощность, отводимая на воздушных и водяных холодильниках, а также мощность тепловых потерь с дымовыми газами. Измерены 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.

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.

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 ~ 79.8 МВт. Значение тепловой мощности, потребляемое процессом от утилит, равно ~ 49.8 МВт. Мощность рекуперации в системе теплообмена равна ≈ 29 МВт, а нагрузка на холодные улиты составляет величину ~ 28.1 МВт.

Пинч локализуется на температурах горячих потоков, равных – $T_{\text{Hot}} = 210$ °С и холодных – $T_{\text{Col}} = 50$ °С, а $\Delta T_{\text{min}} = 160$ °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 рекуперативного теплообмена 15 теплообменных аппаратов участвуют в передаче тепловой энергии через пинч, а на потоке № 17, ниже пинча, используется горячая утилита. Это означает, что существующая система теплообмена опосредовано передает энергию от горячих утилит холодным утилитам без полезного ее использования [3].

Даже первое знакомство с технологической схемой установки показывает значительный потенциал энергосбережения, содержащийся как в элементарных потерях тепловой энергии в окружающую среду, так и в нерациональной технологии теплообмена между технологическими потоками.

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 1т перерабатываемой нефти эта величина составит ~ 36 кг.у.т. на 1т перерабатываемой нефти.

С помощью пинч анализа мы определили, что величина ΔT_{min} для реконструкции теплообменной системы установки с минимальными приведенными затратами составит значение 20 °С. Составные кривые, построенные для рассматриваемого режима работы установки при $\Delta T_{min} \approx 20$ °С (рис. 4), показывают, что существует возможность синтезировать технологическую схему системы рекуперативного теплообмена в которой практически исключается использование холодных утилит. Мощность рекуперации теплоты в системе теплообмена должна возрасти в два раза, а мощность горячих утилит уменьшится в 2,3 раза.

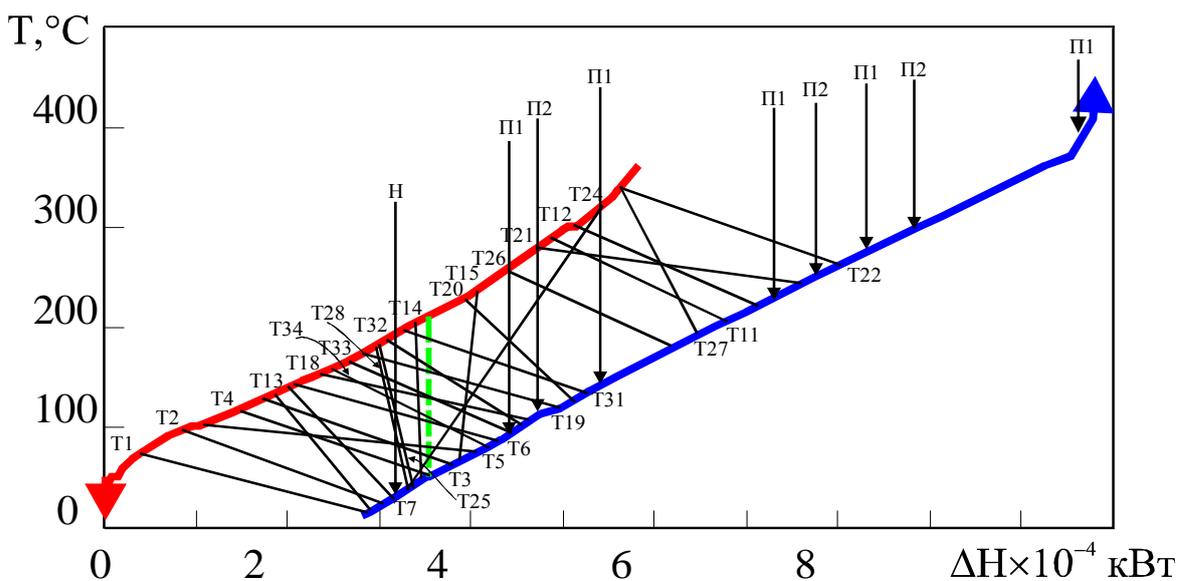


Рисунок 2 – Существующие теплообменные связи между технологическими потоками, изображенные на составных кривых

СР, кВт/К	ΔН, кВт	
4,81	572	
25,84	2971	
22,26	2471	
58,68	10035	
55,87	5084	
29,85	4508	
73,67	19890	
39,86	10442	
9,63	828	
17,14	1286	
159,97	17277	
208,44	21261	
89,12	12299	
141,07	22007	
65,68	3087	
25,64	1839	
14,60	1022	
2,60	819	
2,10	103	
2,32	72	

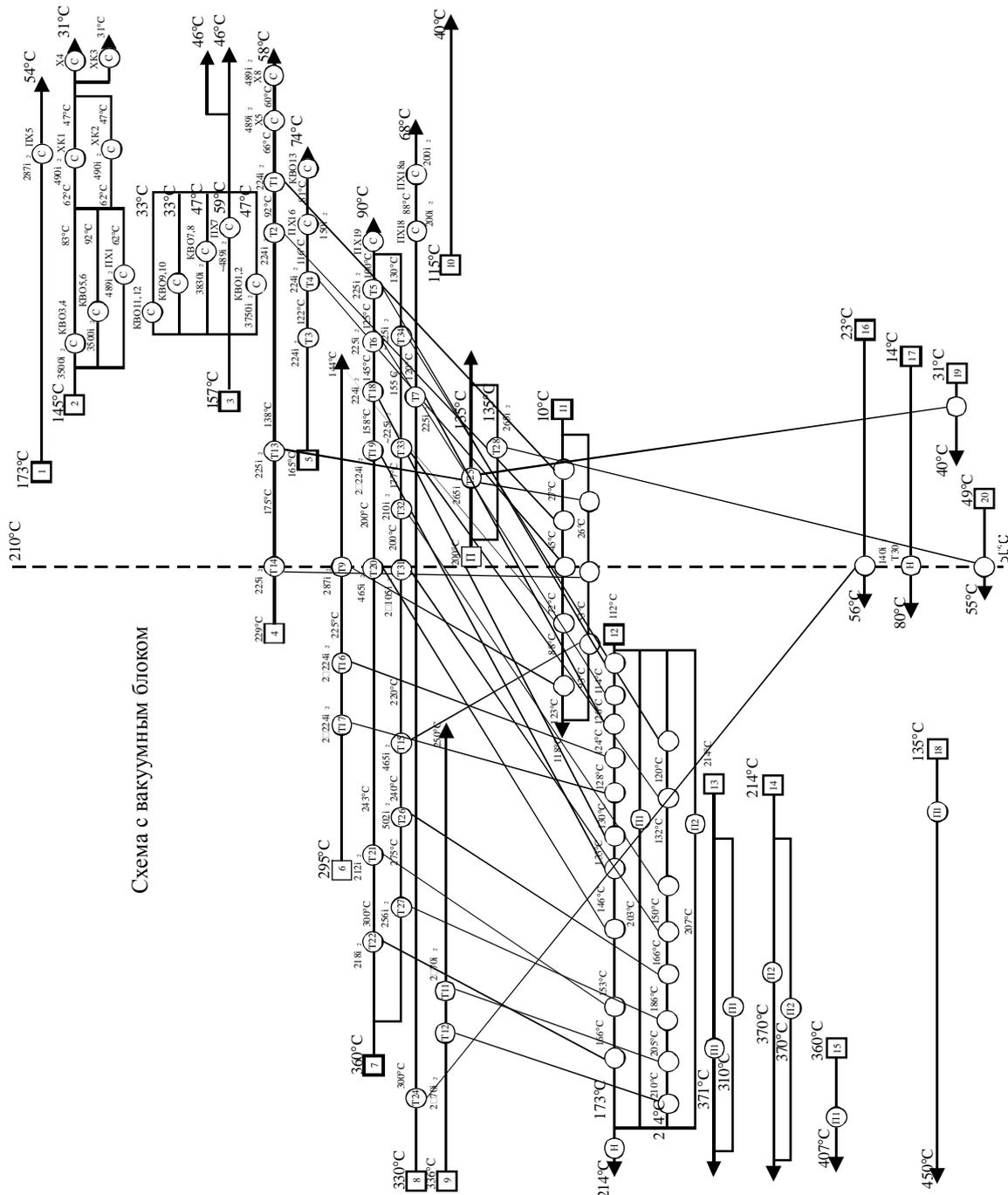


Рис. 3. Сеченная диаграмма существующей системы теплообмена на установке АВТ - 1, показанная с разделением системы технологических потоков на пинче. Штриховая линия показывает локализацию пинча

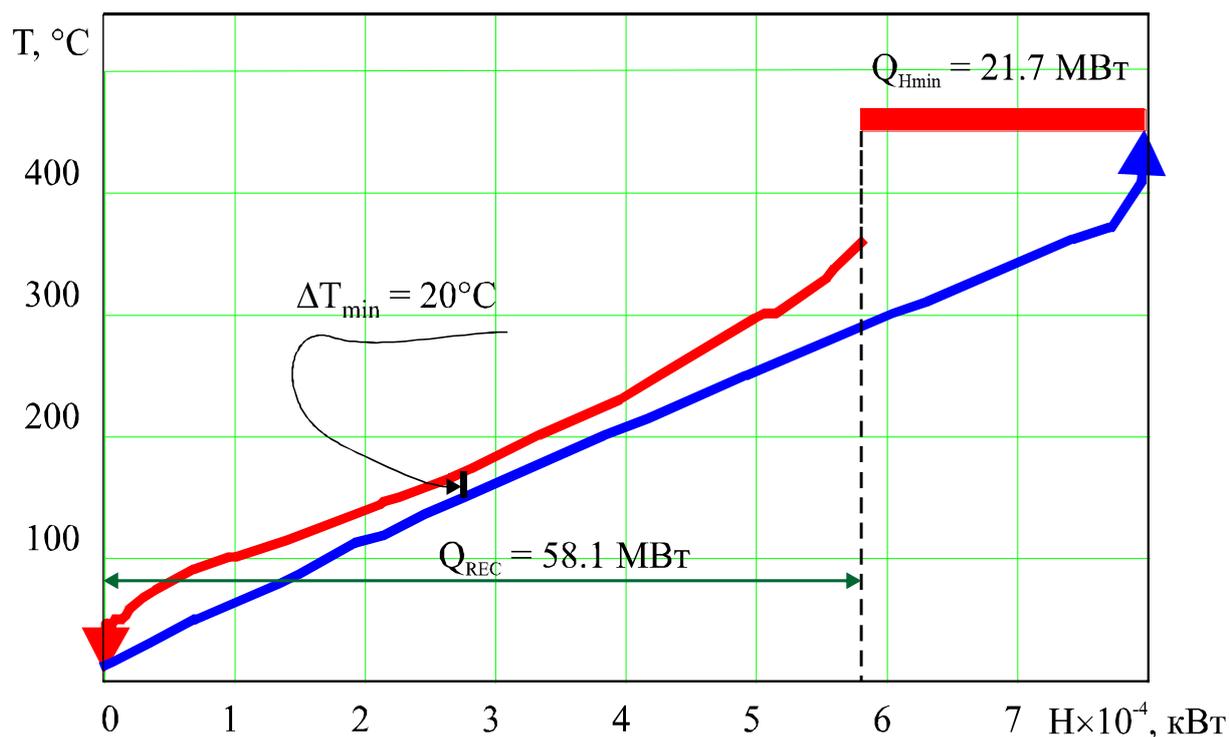


Рисунок 4 – Составные кривые процесса первичной переработки нефти на АВТ – 1, построенные для $\Delta T_{\min} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. $Q_{H\min} = 21.7\text{ МВт}$ – мощность горячих утилит, которую необходимо подвести к процессу для его проведения после выполнения реконструкции системы теплообмена установки; $Q_{\text{REC}} = 58.1\text{ МВт}$ – мощность рекуперирования тепловой энергии в системе теплообмена после реконструкции

Для найденного оптимального значения ΔT_{\min} методами пинч-проектирования синтезирована технологическая схема теплообменной системы (рис. 5). Реконструкция рекуперативной системы установки по предлагаемой схеме (рис. 5) позволит снизить тепловую мощность, потребляемую процессом до 21.7 МВт.

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 $\sim 15\text{ кг.у.т.}$ 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 бором печи, то удельное потребление топлива на переработку 1 т сырой нефти на установке составит величину $\sim 13\text{ кг.у.т.}$ Срок окупаемости проекта реконструкции не превысит 8 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 SERHRA, контракт No COLL-СТ-2004-500229).

Литература

1. Аругюнов В.С., Лapidус А.Л. Газохимия как ключевое направление развития энергохимических технологии XXI века // Рос. хим. ж. 2003. Т. XLVII, № 2. С. 23 – 32.
2. Моисеев Н.Н. Мировое сообщество и судьба России. М.:Изд-во МНЭПУ. 1997. Т. 3. 92 с.
3. Смит Р., Клемеш Й., Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М. Основы интеграции тепловых процессов. Харьков: ХГПУ. 2000. 457 с.

УДК 621:662.6

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

ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНА ІНТЕГРАЦІЯ УСТАНОВКИ ПЕРВИННОЇ ПЕРЕРОБКИ НАФТИ АВТ А12/2 ПРИ РОБОТІ З ВАКУУМНИМ БЛОКОМ У ЗИМОВИЙ ЧАС

Виконання реконструкції системи теплообміну, що поглиблює теплову інтеграцію системи технологічних потоків установки первинної переробки нафти. На 1 тону сирої нафти, що перероблюється, буде використовуватися не більше 13 кг у.п., тобто в 3 рази менше, ніж споживається в цей час.