

0287

ISSN 0040-3571

Том 33, Номер 4

Июль - Август 1999



# ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Главный редактор  
А.М. Курдюков

<http://www.mai.ru>



“НАУКА”

МАИК “НАУКА/ИНТЕРПЕРИОДИКА”

УДК 658.26:665.63:338.45

## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПИНЧ-АНАЛИЗА ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ УСТАНОВОК НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

© 1999 г. **И. Клемеш\***, **Ю. Т. Костенко\*\***, **Л. Л. ТОВАЖНЯНСКИЙ\*\***, **П. А. КАПУСТЕНКО\*\***,  
**Л. М. УЛЬЕВ\*\***, **А. Ю. ПЕРЕВЕРТАЙЛЕНКО\*\***, **Б. Д. ЗУЛИН\*\***

\**Университет Манчестерского Института науки и технологии, Великобритания*

\*\**Харьковский государственный политехнический университет, Украина*

Поступила в редакцию 05.08.97 г.

Обсуждаются основные этапы метода пинч-анализа, позволяющие проектировать экономически оптимальные теплообменные энергетические системы. С помощью метода пинч-анализа разработан проект оптимальной реконструкции теплообменной системы установки первичной переработки нефти Кременчугского нефтеперерабатывающего завода.

Украина располагает достаточно мощным энергетическим комплексом, который создавался как составная часть энергетического комплекса бывшего СССР. Распад СССР нанес существенный урон экономике Украины, обеспеченность которой собственными энергоресурсами в настоящее время составляет только 37%, из них потребность в угле удастся обеспечить на 70%, газе – на 20%, нефти – на 10% [1, 2]. В связи с этим проблема рационального использования природно-энергетических ресурсов и устойчивого энергоснабжения приобретает государственное значение. Главным приоритетом энергетической стратегии Украины должны стать эффективное энергопотребление и энергосбережение, что обеспечивает, кроме того, снижение вредных выбросов предприятий [2, 3].

В настоящее время, когда стоимость энергии резко возросла, и на Украине существует ее дефицит, вопрос экономии энергии для предприятий нефтепереработки и нефтехимии является жизненно важным. В связи с этим нами проведено обследование ряда промышленных предприятий Украины с целью разработки и внедрения энерго- и ресурсосберегающих технологий. Первым объектом стал Кременчугский нефтеперерабатывающий завод.

### ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И МЕТОД РЕШЕНИЯ

Основная доля стоимости энергии, потребляемой на нефтеперерабатывающих заводах, приходится на топливо, сжигаемое в печах на установках первичной нефтепереработки [2]. Для снижения энергозатрат необходимо более рационально использовать тепловую энергию получаемых нефтепродуктов.

Сырую нефть перед поступлением в испаритель нагревают в теплообменной системе первич-

ного подогрева (рис. 1). Количество рекуперированной энергии в этой теплообменной системе в значительной мере определяется структурой взаимосвязей теплообменников, обеспечивающих теплообмен между технологическими потоками установки.

Задача проектирования, т.е. синтеза схем оптимальных теплообменных систем, обеспечивающих минимальное потребление энергии от внешних энергоносителей, является одной из наиболее сложных технических проблем, с которой приходится сталкиваться как при проектировании, так и при реконструкции промышленных производств.

На действующих нефтеперерабатывающих заводах обычно используют теплообменные системы с последовательно соединенными теплообменниками [3–5], которые, как правило, не являются оптимальными с точки зрения энергопотребления и приведенных затрат [6]. В [7, 8] предложены методы эксерго-топологического анализа теплообменных систем. Применение этих методов для большого числа технологических потоков, участвующих в теплообмене, особенно если существуют технологические ограничения на взаимосвязь между некоторыми из них, затруднительно. Кроме того, эти методы не позволяют до окончательного создания математической модели и анализа теплообменной системы определить оптимальные значения энергии как потребляемой системой, так и отводимой от нее, а также оптимальное количество рекуперированного тепла. Метод, предложенный в [9], не позволяет получать оптимальные по приведенным затратам технологические схемы теплообменных систем. Подробный обзор методов синтеза теплообменных систем приведен в [3, 10]. Однако ни один из этих методов, как показывает опыт, не является универсальным. Многие методы не дают однозначного решения [11], так как

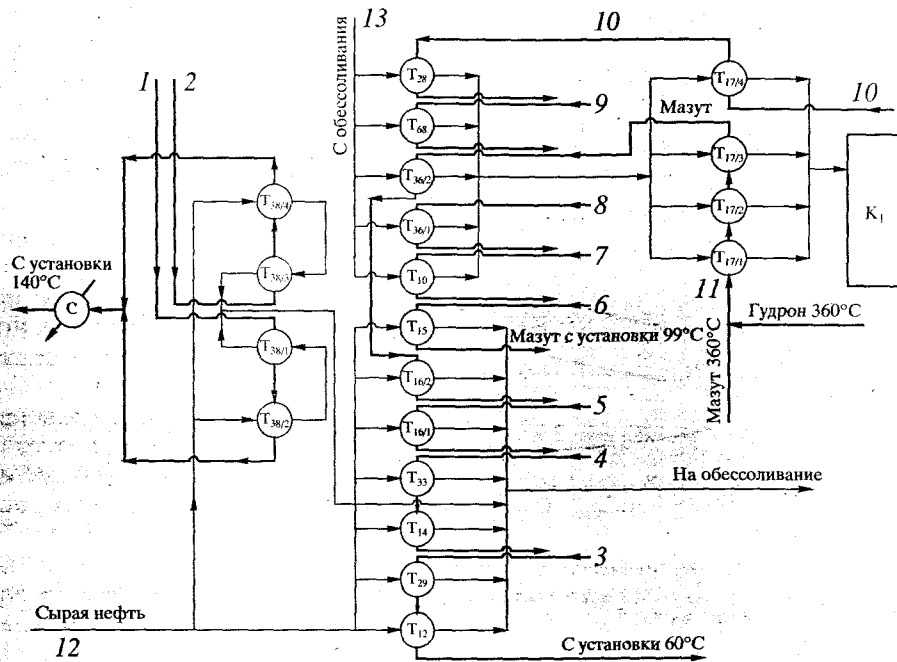


Рис. 1. Блок-схема теплообменной системы подогрева сырой нефти на установке первичной нефтепереработки (1–12 соответствуют потокам № 1–№ 12 (таблица)). Т – рекуперативные теплообменники, С – холодильник, К<sub>1</sub> – колонна.

использование математических методов оптимизации [12, 13] приводит к необходимости решения мультимодальных задач большой размерности.

Первый этап проектирования оптимальных систем на промышленных предприятиях основан на расчете теплового и материального баланса для специального оборудования такого, как реакторы и сепараторы в химических производствах, варочные и заторные котлы в пивоварении, доменные печи в металлургии. Задачей проектирования, например, оптимальных теплообменных систем является организация рекуперативного теплообмена исходных горячих (которые необходимо охладить) и холодных (которые следует нагреть) потоков между собой, а также с внешними энергоносителями с целью уменьшения потребления энергии в теплообменной системе. Обычно существует множество вариантов технологических схем теплообменных систем, но выбранный проект должен быть безопасным, управляемым, удовлетворять экологическим ограничениям и иметь минимальные приведенные затраты [3, 10].

### МЕТОД ПИНЧ-АНАЛИЗА

Сравнение различных методов синтеза теплообменных систем [14] показывает, что наиболее полно удовлетворяет указанным требованиям метод пинч-анализа\*, предложенный и развитый проф. Б. Линнхоффом с сотрудниками из Универ-

\* Метод PINCH-анализа – метод определения точки минимального температурного сближения.

ситета Манчестерского Института науки и технологии [11, 15–19]. Метод пинч-анализа основан на термодинамическом анализе теплообменных систем. Для решения задачи экономической оптимизации теплообменных систем метод использует целевую зависимость приведенных годовых затрат от минимального температурного напора  $\Delta T_{\min}$  в теплообменниках [20]. При увеличении  $\Delta T_{\min}$  в теплообменниках стоимость затрачиваемой энергии возрастает за счет снижения степени рекуперации теплоты, а капитальные затраты на само оборудование снижаются за счет уменьшения поверхности теплообмена, что и приводит к немонотонной зависимости суммарных годовых приведенных затрат от  $\Delta T_{\min}$  (рис. 2). Это в свою очередь позволяет определить оптимальное значение  $\Delta T_{\min}^{\text{опт}}$  и для него создавать технологическую схему теплообменных систем.

Для определения  $\Delta T_{\min}^{\text{опт}}$  необходимо вычислить количество потребляемой и отводимой от проектируемой теплообменной системы энергии, а также площади поверхностей теплообмена при взаимодействии технологических потоков. Для этого можно использовать метод составных кривых или метод проблемной таблицы [15].

Метод составных кривых более графически нагляден. Составные кривые для технологических потоков были представлены ранее в работах [4, 21], но без решения задачи экономической оптимизации технологической схемы теплообменной системы.

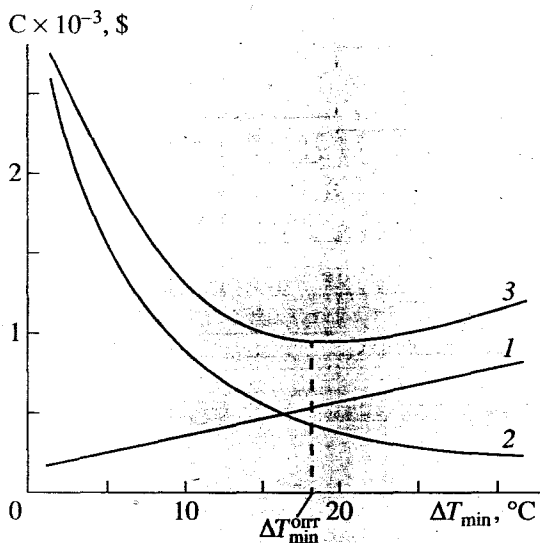


Рис. 2. Зависимость стоимости  $C$  энергетических затрат (1), капитальных вложений (2) и приведенных затрат (3) на теплообменную систему от  $\Delta T_{\min}$ .

суммарные зависимости для нескольких горячих или холодных потоков, суммируя теплоемкости  $C$  потоков для каждого температурного интервала и вычисляя общее изменение энтальпии для них. Температурные интервалы определяются значениями  $T_{ni}$  и  $T_{ki}$  для соответствующих технологических потоков (рис. 3б).

Построение суммарных зависимостей достаточно просто алгоритмизируется. Для этого последовательно строят вдоль энтальпийной оси зависимость сначала для горячих потоков и следом для холодных. Затем определяют расстояние между кривыми по энтальпийной оси во всех точках излома "горячей" кривой, для которых  $(dT/dH)_{i+1} > (dT/dH)_i$ , и во всех точках излома "холодной" кривой, для которых  $(dT/dH)_{i+1} < (dT/dH)_i$ . Находят минимальное из этих расстояний и сдвигают на это значение "холодную" составную кривую влево. Теперь кривые касаются в одной из точек, т.е.  $\Delta T_{\min} = 0$ , что физически соответствует максимальной рекуперации тепла, т.е. бесконечно большой поверхности теплообмена, что практически не выполнимо. Далее сдвигают "холодную" составную кривую вправо до тех пор, пока расстояние между последней из указанных выше точек (либо между крайними точками кривых) по температурной оси не станет равным  $\Delta T_{\min}$ . После такого построения легко рассчитать интересующие нас тепловые нагрузки.

Место расположения  $\Delta T_{\min}$  называется пинч-точкой [17, 19, 22]. Энтальпийный интервал, на котором составные кривые перекрываются, определяет количество рекуперированного тепла в теплообменной сети для данного  $\Delta T_{\min}$ . Неперекрывающийся энтальпийный интервал в верхней части составных кривых определяет тепловую нагрузку, подводимую внешними энергоносителями к технологической системе, в нижней части – тепловую нагрузку, которая должна быть отведена внешними хладагентами (рис. 4). Таким образом, еще до начала моделирования теплообменных систем можно установить энергетические показатели, которым должен удовлетворять окончательный проект технологической схемы теплообменной системы [22].

Легко видеть, что если от горячих энергоносителей поступает теплоты больше, чем определяется энтальпийным балансом выше пинч-точки, то эта энергия должна быть перенесена через пинч-точку, что в свою очередь приведет к увеличению расхода холодных энергоносителей.

Таким образом, можно заключить, что в проектах технологических схем теплообменных систем, которые удовлетворяют энергетическим показателям, отсутствует перенос энергии через пинч-точку. В проектах, не достигающих этих показателей, существует энергетический поток через пинч-точку, соответствующий избытку потребляемой внешней энергии в теплообменной системе.

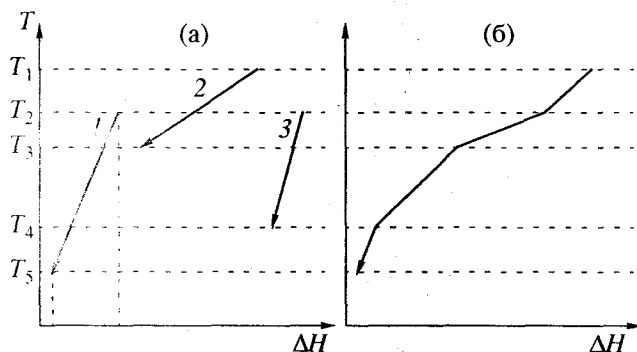


Рис. 3. (а) – Зависимость  $\Delta H(T)$  потоков 1–3 с теплоемкостями  $C_1$ – $C_3$  соответственно ( $\Delta H_1 = C_2(T_1 - T_2)$ ,  $\Delta H_2 = (C_1 + C_2 + C_3)(T_2 - T_3)$ ,  $\Delta H_3 = (C_1 + C_3)(T_3 - T_4)$ ,  $\Delta H_4 = C_1(T_4 - T_5)$ ); (б) – зависимость  $\Delta H(T)$  суммы потоков 1–3.

Для построения составных кривых необходимы теплофизические и технологические характеристики потоков, участвующих в теплообмене: начальные  $T_n$  и конечные  $T_k$  температуры, теплоемкости  $c$ , расходы  $M$ , что позволит определить теплоемкости потоков  $C = Mc$ , затем – изменение энтальпий потоков в соответствующих температурных интервалах

$$Q = \int_{T_n}^{T_k} C dT = \Delta H$$

(если  $C = \text{const}$ , то  $\Delta H = C(T_k - T_n)$ ). После этого каждый технологический поток можно представить прямым отрезком на плоскости  $\Delta H$ – $T$  (если  $C = \text{const}$ ) (рис. 3а). Аналогично можно показать

Благодаря этому заключению можно заменить трудоемкую операцию проектирования теплообменных систем, осуществляемую путем перебора различных вариантов схем с целью оптимизации энергопотребления, более простой процедурой "запрещения переноса энергии через пинч-точку". Последнее достигается объединением потоков выше и ниже пинч-точки. В результате получаем почти очевидный способ проектирования схем теплообменных систем с минимальным энергопотреблением. Более того, как показано в [23], для проектирования систем с минимальным потреблением внешней энергии теплообмен в системе необходимо организовывать только между горячими и холодными потоками, которые вертикально расположены друг над другом на "горячей" и "холодной" составных кривых.

При известной потребляемой и отводимой теплоте в системе и удельной стоимости энергоносителей легко вычислить общую стоимость потребляемых энергоносителей. Для определения оптимального значения  $\Delta T_{\min}$  необходимо знать и стоимость теплообменников, обеспечивающих рекуперацию теплоты технологических потоков.

Для того чтобы определить поверхность теплообмена, необходимую для рекуперации теплоты при минимальном потреблении внешних энергоносителей, составные кривые разбивают на вертикальные интервалы  $\Delta H$  в точках излома линий (рис. 4) и вычисляют площадь поверхности теплообмена, необходимую для каждого интервала, а затем, суммируя, находят общую поверхность [23-25]

$$S_{\min} = \sum_i \left( \frac{1}{\Delta T_i} \right) \sum_j \left( \frac{q_j}{\alpha_j} \right), \quad (1)$$

где  $\Delta T_i$  — среднелогарифмическая разность температур составных кривых для  $i$ -го интервала;  $\alpha_j$  — коэффициент теплоотдачи для  $j$ -го потока;  $q_j$  — изменение энтальпии  $j$ -го потока.

Далее для определения общей стоимости теплообменников нам необходимо знать их количество. Для предварительной оценки можно считать, что число теплообменников равно числу рекуперативных связей между технологическими потоками, которое для максимального энергосбережения будет равно [23-25]

$$N = \sum_j N_j, \quad (2)$$

где  $N_j = n_x \times n_r$  — количество связей для каждого интервала температур;  $n_x$  — число холодных потоков в интервале температур;  $n_r$  — число горячих потоков.

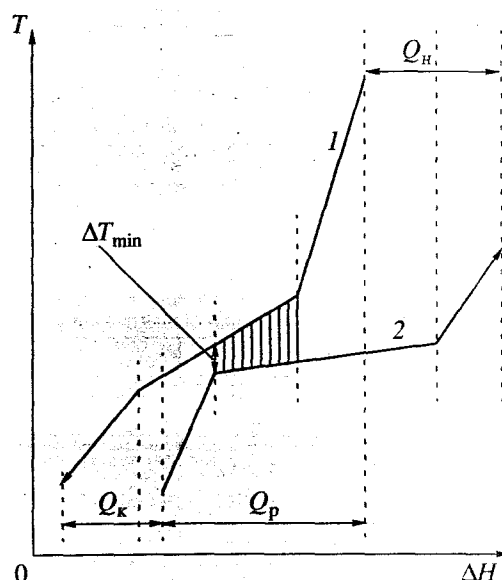


Рис. 4. Определение тепловых нагрузок  $Q_n$ ,  $Q_k$ ,  $Q_p$  для внешних энергоносителей с помощью зависимостей  $\Delta H(T)$  для суммарного горячего (1) и суммарного холодного (2) потоков.

Для определения минимального числа связей между потоками можно воспользоваться соотношением [22]

$$N_{\min} = n_{n+} + n_{n-} - 2, \quad (3)$$

где  $n_{n+}$  — число потоков при  $T > T_n$ ;  $n_{n-}$  — число потоков при  $T < T_n$ ;  $N_{\min}$  — минимальное число теплообменников, необходимое для рекуперативного теплообмена между потоками. Более точный расчет  $N_{\min}$  предложен в [25]. Тогда стоимость теплообменников определяют следующим образом [24]:

$$C = N_{\min} \left[ a + b \left( \frac{S_{\min}}{N_{\min}} \right)^\gamma \right], \quad (4)$$

где  $a$  — стоимость монтажа теплообменника;  $b$  — стоимость удельной поверхности;  $\gamma \approx 0.8-1$  — коэффициент.

Затем вычисляют общую стоимость схемы теплообменной системы, суммируя стоимость затрат энергии и теплообменников.

Далее выполняют итерационную процедуру изменения  $\Delta T_{\min}$  и, повторяя все действия сначала, определяют  $\Delta T_{\min}$ , при котором стоимость проекта будет минимальной.

Блок-схема изложенного метода представлена на рис. 5.

Описание основных этапов пинч-метода, применяемых для синтеза оптимальных тепловых систем, представлено в работах [25, 26].

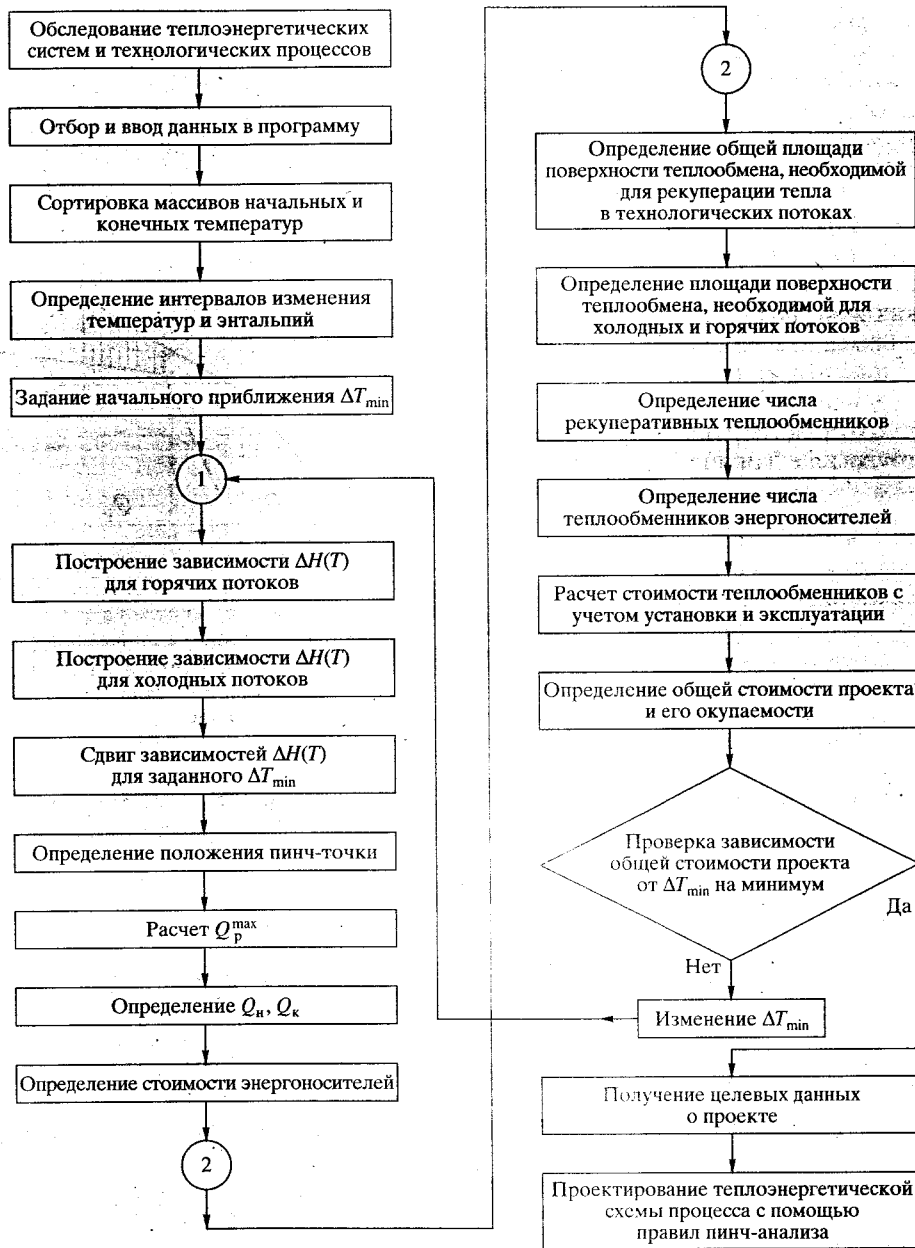


Рис. 5. Блок-схема метода проектирования квазиоптимальных технологических схем теплообменных систем.

### ПИНЧ-АНАЛИЗ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ КРЕМЕНЧУГСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Покажем применение метода пинч-анализа для реконструкции теплообменной системы установки первичной переработки нефти. Сырую нефть, поступающую в колонну атмосферного давления, сначала нагревают от 30 до 115°C в блоке теплообменников первичного подогрева горячими потоками мазута, бензина, керосина, тяжелого и легкого дизельного топлива, а также потоками верхнего циркуляционного орошения ректификационных

колонн. Затем нефть подают на обессоливание, после чего нагревают до 210–220°C за счет теплообмена с горячим мазутом и нижними циркуляционными потоками орошения ректификационных колонн. Как правило, температура 220°C при этом не достигается, а верхний уровень температуры, связанный с технологическими ограничениями, равен 250°C.

Основная рекуперация тепла происходит в блоке теплообменников первичного подогрева нефти (рис. 1). В исследуемой теплообменной системе существуют еще несколько теплообменников, используемых для подогревания потоков рециркуляции внизу ректификационных колонн за счет

тепла потоков нижнего циркуляционного орошения основной ректификационной колонны и колонны перегонки мазута.

При изучении установки определены конструктивные и технологические параметры оборудования, теплофизические и расходные характеристики технологических потоков, конструктивные и технологические ограничения на теплообмен между технологическими потоками.

В установке первичной нефтепереработки присутствуют 26 технологических потоков (таблица). Потоки, у которых теплоемкость значительно изменяется с температурой, разделены на температурные интервалы, в пределах которых значение  $C$  можно считать постоянным. Суммируя  $C$  в температурных интервалах для соответствующих потоков, получим составные кривые для холодных и горячих потоков.

В действующей теплообменной системе  $\Delta T_{\min} = 55.6^\circ\text{C}$  и чтобы для этого значения определить потребляемую и отводимую с установки тепловую энергию, необходимо расположить кривые так, чтобы по оси  $T$  минимальное расстояние между ними было  $55.6^\circ\text{C}$ . После такого построения легко рассчитать интересующие нас тепловые нагрузки (рис. 6а). Тепловая нагрузка трубчатых печей на действующей установке  $Q_n = 76139$  МВт, а отвести от установки необходимо  $Q_k = 60330$  МВт.

Определение  $\Delta T_{\min}$  для реконструкции установки нефтепереработки и последующей окупаемостью вложенных средств в течение 10 месяцев дает  $\Delta T_{\min} = 35^\circ\text{C}$ . При этом в расчет принимали мировые цены на оборудование, его установку, эксплуатацию и потребляемую энергию. Проводя построение составных кривых для  $\Delta T_{\min} < 35^\circ\text{C}$  и учитывая, что нефть, поступающую в колонну атмосферного давления, можно нагревать до  $250^\circ\text{C}$ , видим возможность уменьшения мощности печей на 10.5 МВт (рис. 6б), т.е. на ~15% от существующего потребления энергии. При этом предполагаем возможность полной интеграции потоков. Однако в настоящее время по техническим причинам нет возможности включить в теплообменную систему потоки 15, 17, 19, 21, 23, 26 (таблица), поэтому схемы теплообмена для этих потоков не рассматриваем.

Выше отмечалось, что нагревание сырой нефти, поступающей в колонну атмосферного давления  $K_1$ , возможно до  $250^\circ\text{C}$ , т.е. все возможные целевые температуры потока 13 находятся выше температуры пинч-точки. Это говорит о том, что структура теплообменной системы, близкая к оптимальной, не будет изменяться в пределах возможного изменения целевой температуры потока 13.

Традиционная технологическая схема теплообменной системы, представленная на рис. 1, не удобна для реализации проекта. В методе пинч-

анализа предложено использовать сеточную диаграмму потоков [22], на которой потоки показываются линиями, идущими от начальных температур к конечным (рис. 7). На такой сеточной диаграмме теплообменники обозначены  $\textcircled{T}$  на линиях соответствующих потоков.

Сеточная диаграмма для рассматриваемой установки представлена на рис. 8. Здесь отмечены верхняя ( $205.56^\circ\text{C}$ ) и нижняя ( $150^\circ\text{C}$ ) температуры пинч-точки. Косыми линиями показаны варианты, при которых теплота переносится через пинч-точку. Сеточная диаграмма теплообменной сети (рис. 8) показывает, что осуществляется перенос теплоты через пинч-точку. Для того чтобы исключить перенос тепла от горячих внешних энергоносителей к хладагентам, будем проектировать схему отдельно для областей выше и ниже пинч-точки. При этом для каждого варианта размещения теплообменников необходимо стараться выдерживать  $\Delta T_{\min} = 35^\circ\text{C}$ . Для вариантов при температуре пинч-точки это правило должно строго выполняться. Для теплообменников должны выполняться следующие правила:  $C_r \leq C_c$  при  $T > T_n$  и  $C_r \geq C_c$  при  $T < T_n$  [22]. Кроме того, отношения  $C_r/C_c$  на теплообменниках должны быть близки к этим отношениям для составных кривых при верхней температуре пинч-точки для теплообменников, размещенных выше пинч-точки и нижней температуре пинч-точки для теплообменников, размещенных ниже  $T_n$  [23]. Если  $T < T_n$  соотношение

$$\left( \frac{\sum_j C_{rj}}{\sum_j C_{cj}} \right)_n = 1 \quad \text{в интервале перекрытия кривых,}$$

позволяет для теплообменников его просто выполнить. Для верхней температуры

$$\text{пинч-точки} \left( \frac{\sum_j C_{rj}}{\sum_j C_{cj}} \right)_n \approx 0.4, \text{ но на малом интервале } \Delta H.$$

На большей части интервала  $\Delta H$  выше пинч-точки данное отношение  $\approx 1$ , поэтому будем придерживаться этого значения.

Один из возможных вариантов такого проекта представлен на рис. 9. Выше пинч-точки изменение энтальпии первых двух потоков незначительно, по сравнению с другими, и их можно не рассматривать при проектировании фрагмента теплообменной системы выше температуры пинч-точки.

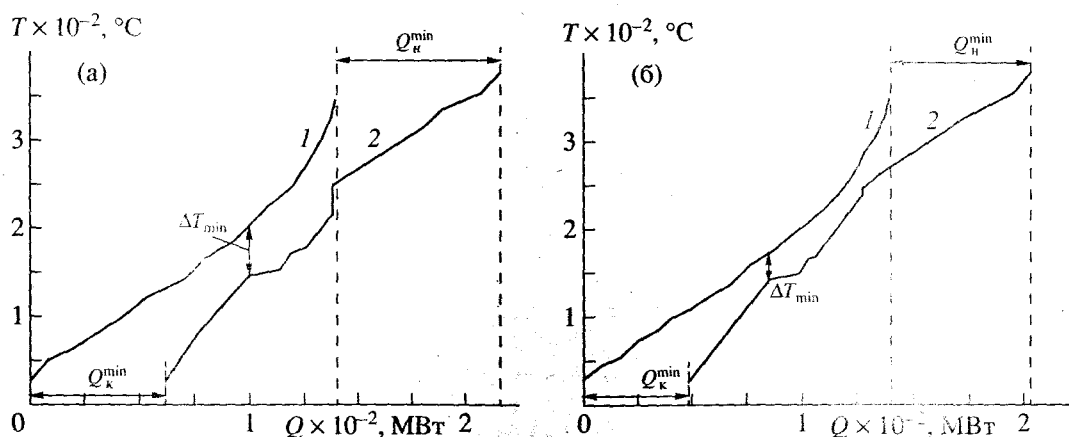
Уже на этой стадии проектирования мы старались использовать структуру существующей теплообменной системы. Полученная схема имеет 29 теплообменников общей площадью  $18300 \text{ м}^2$  вместо 24 теплообменников с поверхностью теплообмена  $16800 \text{ м}^2$ , т.е. на 9% больше. При этом сырая нефть, поступающая в колонну атмосферного давления, нагревается до  $239^\circ\text{C}$ , поэтому тепловую нагрузку печи  $P_1$ , подогревающей низ колонны, можно уменьшить на 7 МВт.

Технологические параметры потоков установки первичной переработки нефти Кременчугского нефтеперерабатывающего завода

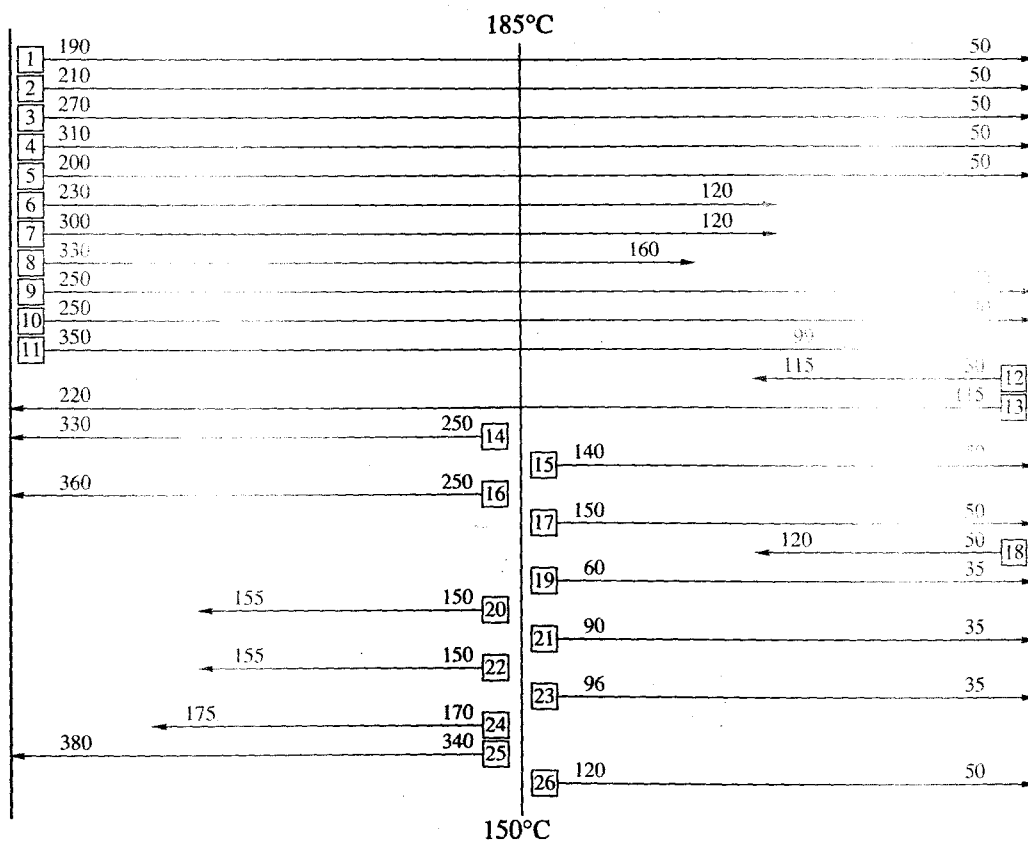
| № потока        | Поток                                              | $T_{н}, ^\circ\text{C}$ | $T_{к}, ^\circ\text{C}$ | $-\Delta H, \text{кВт}$ | $C, \text{кВт}/(\text{кг К})$ |
|-----------------|----------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Горячие потоки  |                                                    |                         |                         |                         |                               |
| 1               | Бензин                                             | 190                     | 50                      | 2148.0                  | 15.3                          |
| 2               | Керосин                                            | 210                     | 50                      | 3663.0                  | 22.9                          |
| 3               | Легкое дизельное топливо                           | 270                     | 50                      | 10374.0                 |                               |
|                 |                                                    | 270                     | 170                     | 5189.0                  | 51.9                          |
|                 |                                                    | 170                     | 50                      | 5185.0                  | 43.2                          |
| 4               | Тяжелое дизельное топливо                          | 310                     | 50                      | 5623.1                  |                               |
|                 |                                                    | 310                     | 170                     | 3323.0                  | 23.7                          |
|                 |                                                    | 170                     | 50                      | 2300.0                  | 19.2                          |
| 5               | Поток верхнего циркуляционного орошения колонны 13 | 200                     | 50                      | 10128.0                 |                               |
|                 |                                                    | 200                     | 130                     | 5064.0                  | 72.3                          |
|                 |                                                    | 130                     | 50                      | 5064.0                  | 63.3                          |
| 6               | Поток нижнего циркуляционного орошения колонны 13  | 230                     | 120                     | 5310.0                  |                               |
|                 |                                                    | 230                     | 168                     | 3109.0                  | 50.1                          |
|                 |                                                    | 168                     | 120                     | 2201.0                  | 45.9                          |
| 7               | Поток верхнего циркуляционного орошения колонны 2  | 300                     | 120                     | 11694.0                 |                               |
|                 |                                                    | 300                     | 178                     | 8281.0                  | 57.9                          |
|                 |                                                    | 178                     | 120                     | 3413.0                  | 38.8                          |
| 8               | Поток нижнего циркуляционного орошения колонны 2   | 330                     | 160                     | 10673.1                 |                               |
|                 |                                                    | 330                     | 250                     | 5357.0                  | 47.0                          |
|                 |                                                    | 250                     | 220                     | 1856.0                  | 21.0                          |
|                 |                                                    | 220                     | 160                     | 3460.0                  | 39.2                          |
| 9               | Широкая дизельная фракция                          | 250                     | 70                      | 3276.0                  | 25.0                          |
| 10              | Вакуумный газойль                                  | 250                     | 80                      | 12453.0                 |                               |
|                 |                                                    | 250                     | 220                     | 2455.0                  | 19.6                          |
|                 |                                                    | 220                     | 150                     | 5299.0                  | 41.5                          |
|                 |                                                    | 150                     | 80                      | 4699.0                  | 36.5                          |
| 11              | Мазут                                              | 350                     | 99                      | 22165.7                 |                               |
|                 |                                                    | 350                     | 250                     | 9639.1                  | 76.5                          |
|                 |                                                    | 250                     | 200                     | 4488.5                  | 36.0                          |
|                 |                                                    | 200                     | 160                     | 3353.0                  | 26.8                          |
|                 |                                                    | 160                     | 99                      | 4685.0                  | 37.5                          |
| 15              | Конденсат колонны 1                                | 140                     | 50                      | 8540.0                  | 94.9                          |
| 17              | Конденсат колонны 2                                | 150                     | 50                      | 17204.0                 | 172.0                         |
| 19              | Конденсат колонны 4                                | 60                      | 35                      | 7958.0                  | 318.3                         |
| 21              | Конденсат колонны 5                                | 90                      | 35                      | 3098.0                  | 56.3                          |
| 23              | Конденсат колонны 6                                | 96                      | 35                      | 2877.0                  | 47.2                          |
| 26              | Конденсат колонны 13                               | 120                     | 50                      | 2744.0                  | 39.2                          |
| Холодные потоки |                                                    |                         |                         |                         |                               |
| 12              | Нефть                                              | 30                      | 115                     | -23914.0                | 281.3                         |
| 13              | Нефть                                              | 115                     | 220                     | -38953.0                | 371.0                         |
| 14              | Котел колонны 1                                    | 250                     | 330                     | -9288.0                 | 116.1                         |
| 16              | Питание колонны 2                                  | 250                     | 360                     | -50472.9                | 450.8                         |
| 18              | Питание колонны 4                                  | 50                      | 120                     | -3109.0                 | 44.4                          |
| 20              | Котел колонны 4                                    | 150                     | 155                     | -8281.0                 | 1656.2                        |
| 22              | Котел колонны 5                                    | 150                     | 155                     | -2773.0                 | 575.0                         |
| 24              | Котел колонны 6                                    | 170                     | 175                     | -2873.0                 | 575.0                         |
| 25              | Питание колонны 13                                 | 340                     | 380                     | -16378.0                | 409.5                         |

Примечание. Колонна 1 – испаритель нефти, 2 – основная колонна, 4 – стабилизирующая колонна, 5 – колонна вторичной перегонки, 6 – колонна получения легколетучих фракций, 13 – колонна перегонки мазута.





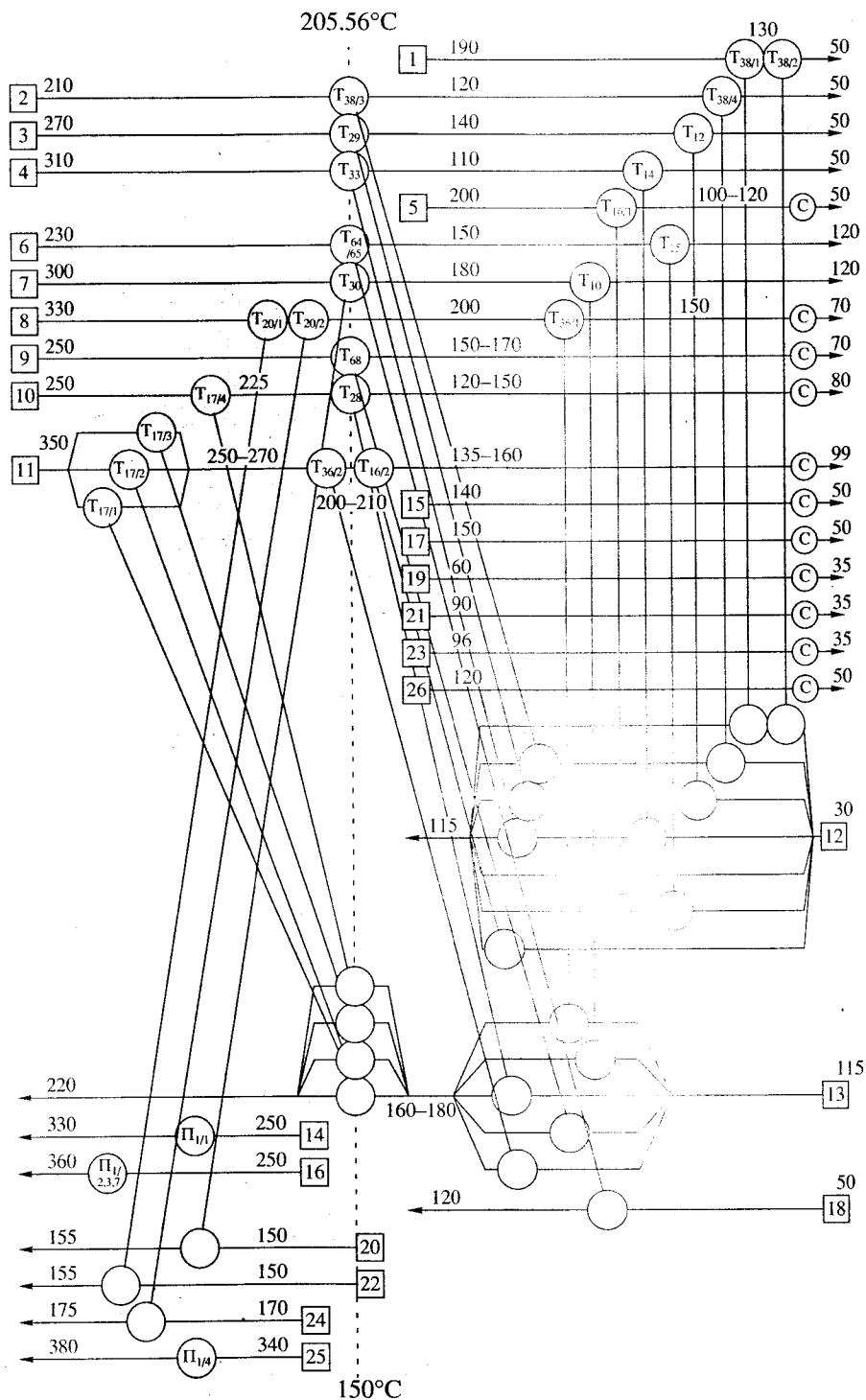
**Рис. 6.** Определение тепловых нагрузок  $Q_H, Q_K$  для внешних энергоносителей с помощью зависимостей  $\Delta H(T)$  для суммарного горячего (1) и суммарного холодного (2) потоков при  $\Delta T_{min} = 55.6$  (а), 35 (б) град: (а) –  $Q_H^{min} = 76.139$  МВт,  $Q_K^{min} = 60.330$  МВт; (б) –  $Q_H^{min} = 65.652$  МВт,  $Q_K^{min} = 49.843$  МВт.



**Рис. 7.** Сеточная диаграмма технологических потоков № 1–№ 26 (таблица) установки первичной нефтепереработки Кременчугского нефтеперерабатывающего завода при  $\Delta T_{min} = 35^\circ\text{C}$ . Цифры на рисунке – температура,  $^\circ\text{C}$ .

Дальнейшая эволюция проекта схемы предполагает объединение построенных тепловых сетей выше и ниже  $T_H$ . На расщепление потока 12 ниже  $T_H$  имеем некоторую гибкость в распределении потоков для выполнения указанных выше правил.

Используя эту гибкость, объединим доли потока 13 для теплообменников 4–10 и потока 12 для теплообменников 14–21. Один из коллекторов на потоке 13 позволяет без дополнительной модернизации использовать теплоту потока 8 для нагрева



**Рис. 8.** Сеточная диаграмма технологических потоков № 1–№ 26 (таблица) установки первичной нефтепереработки Кременчугского нефтеперерабатывающего завода при  $\Delta T_{\min} = 55.6^\circ\text{C}$  (Т – рекуперативные теплообменники, П – трубчатые печи, С – холодильники). Цифры на рисунке – температура,  $^\circ\text{C}$ .

сырой нефти. В итоге получаем схему с 23 теплообменниками между потоками (рис. 10), т.е. на один теплообменник меньше, чем у существующей сети. Общая площадь теплообмена составляет  $\sim 18100 \text{ м}^2$ , т.е. на 7.7% больше существующей, но данный проект схемы позволяет нагреть сырую нефть, посту-

пающую в колонну  $K_1$  до  $245^\circ\text{C}$ , т.е. снизить тепловую нагрузку трубчатой печи  $\Pi_1$  на 9 МВт, что экономически эквивалентно открытию новой нефтяной скважины. На несколько большую величину  $\sim 11 \text{ МВт}$  снижается тепловая нагрузка на холодные энергоносители, так как некоторая часть энергии,

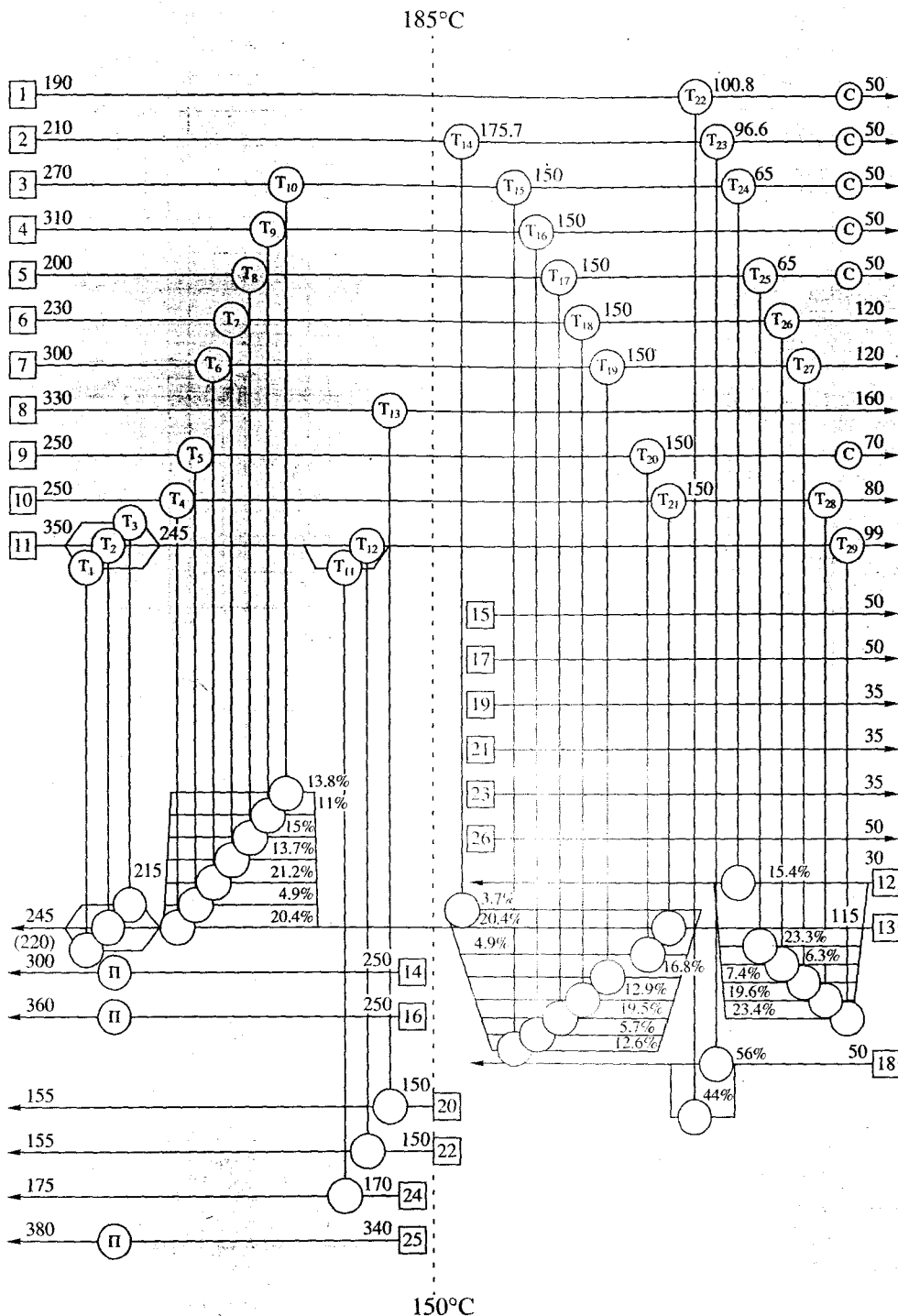
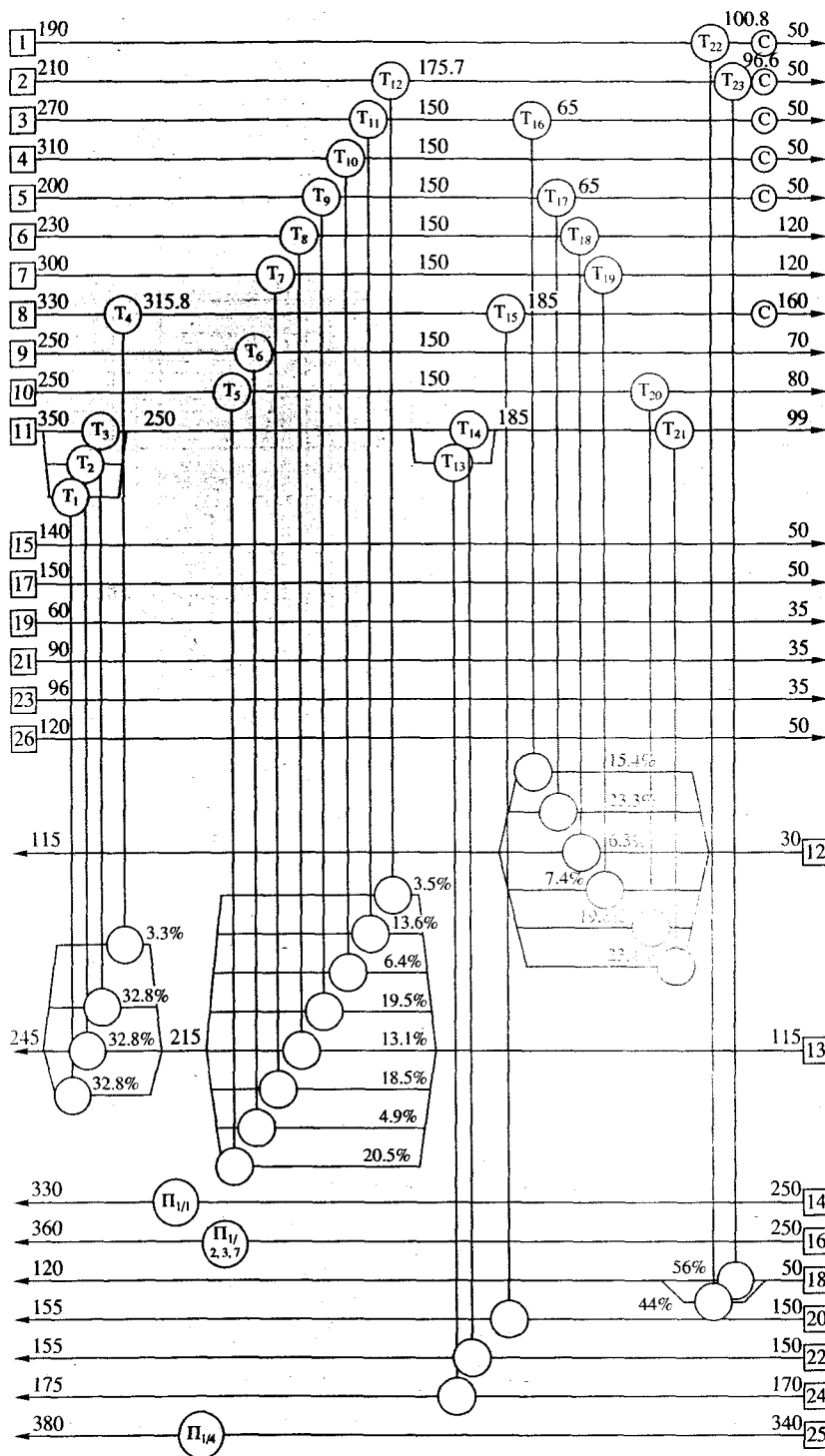


Рис. 9. Проект технологической схемы теплообменной системы установки первичной нефтепереработки при раздельном размещении теплообменников выше и ниже пинч-точки ( $\Delta T_{\min} = 35^\circ\text{C}$ ). Показаны потоки № 1–№ 26 (таблица), процентные соотношения теплоемкостей потоков при разделении последних.  $T_1$ – $T_{29}$  – рекуперативные теплообменники. П – трубчатые печи, С – холодильники. Цифры на рисунке – температура, °С.

ранее передававшаяся хладагентам, в новой схеме теплообменной системы используется для дополнительного подогрева нефти. Снижение нагрузки на хладагенты на 18% позволит уменьшить потребление охлаждающей воды с  $0.47 \text{ м}^3$  на 1 тонну

перерабатываемой нефти [1] до  $0.38 \text{ м}^3$ , а это несколько улучшит экологическую обстановку, что очень важно для Украины.

В заключение отметим, что применение метода пинч-анализа значительно упростило процедуру



**Рис. 10.** Окончательный проект технологической схемы теплообменной системы установки первичной нефтепереработки при раздельном размещении теплообменников выше и ниже пинч-точки ( $\Delta T_{\min} = 35^\circ\text{C}$ ). Показаны потоки № 1–№ 26 (таблица), процентные соотношения теплоемкостей потоков при разделении последних.  $T_1$ – $T_{23}$  – рекуперативные теплообменники, П – трубчатые печи, С – холодильники. Цифры на рисунке – температура,  $^\circ\text{C}$ .

реконструкции действующей теплообменной системы. Реализация созданного проекта позволит уменьшить расход топлива, потребляемого трубчатыми печами установки первичной нефтепере-

работки Кременчугского нефтеперерабатывающего завода, на 12%, охлаждающей воды – на 18%, и окупится через 10 месяцев после выхода на проектную мощность.

Работа выполнена при финансовой поддержке Фонда Отделения науки и экологии НАТО (программа НТЕСН.LG 941000).

### ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $c$  – удельная теплоемкость, Дж/(кг К);
- $H$  – энтальпия потока, Вт;
- $M$  – расход потока, кг/с;
- $Q_k$  – тепловая нагрузка, отводимая от установки, Вт;
- $Q_n$  – тепловая нагрузка, подводимая к установке, Вт;
- $Q_p$  – тепловая нагрузка, рекуперлируемая в теплообменной системе, Вт;
- $q_j$  – изменение энтальпии  $j$ -го потока, Вт;
- $S$  – площадь поверхности теплообмена, м<sup>2</sup>;
- $T$  – температура, К;
- $\alpha$  – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup> К).

### ИНДЕКСЫ

- г – горячий поток;
- к – конечное значение;
- н – начальное значение;
- п – пинч-точка;
- х – холодный поток;
- $i$  – номер интервала температур;
- $j$  – номер потока;
- max – максимальное значение;
- min – минимальное значение.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Степанов А.В. Экономические и экологические аспекты использования природного газа, нефти и углей // Экотехнологии и ресурсосбережение. 1994. № 4. С. 3.
2. Степанов А.В., Горюнов В.С. Ресурсосберегающая технология переработки нефти. Киев: Наук. думка, 1993.
3. Кафаров В.В., Мешалкин В.П., Гурьева Л.В. Оптимизация теплообменных процессов и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988.
4. Huang F., Elshout R. Optimizing the heat recovery of crude units // Chem. Eng. Prog. 1976. V. 72. No. 6. P. 68.
5. Эллиоу Р.В. Экономия энергии в процессах нефтепереработки // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1982. № 7. С. 76.
6. Rev E., Fonyo Z. Synthesis of heat exchanger networks // Chem. Eng. Commun. 1982. V. 18. No. 1. P. 97.
7. Каневец Г.Е., Вукович Л.К., Никульшин В.Р. Об оптимальном распределении эксергетических потерь // Изв. вузов СССР. Энергетика. 1979. № 9. С. 112.
8. Вукович Л.К., Никульшин В.Р. Эксерго-топологическое моделирование сложных систем теплообменников // Пром. теплотехника. 1980. Т. 2. № 2. С. 53.
9. Ghamarian A., Thomas W.R.L., Sideropoulos T., Robertson J.L. Incremental heat flux method for heat exchanger // Advanced energy system symp. ASME Winter Ann. Meet. Miami, 1985. P. 19.
10. Кафаров В.В., Мешалкин В.П. Анализ и синтез химико-технологических систем. М.: Химия, 1991.
11. Linnhoff B., Flower J.R. Synthesis of heat exchanger networks: I. Systematic generation of energy optimal network // AIChE J. 1978. V. 24. No. 4. P. 633.
12. Островский Г.М., Бережинский Т.А. Оптимизация химико-технологических процессов. Теория и практика. М.: Химия, 1984.
13. Ивахненко В.И., Островский Г.М., Бережинский Т.А. Об одном методе оптимального синтеза теплообменных схем // Теор. основы хим. технол. 1982. Т. 16. № 3. С. 348.
14. Клемеш И., Птачник Р. Синтез оптимальной структуры систем теплообмена // Теор. основы хим. технол. 1987. Т. 21. № 4. С. 488.
15. Linnhoff B., Vredeveld D.R. Pinch technology has come of age // Chem. Eng. Prog. 1984. V. 80. No. 6. P. 33.
16. Linnhoff B., Mason D.R., Wardle I. Understanding heat exchanger network // Comput. Chem. Eng. 1979. V. 3. No. 3. P. 295.
17. Linnhoff B., Hindmarsh E. The pinch design method for heat exchanger networks // Chem. Eng. Sci. 1983. V. 38. No. 5. P. 745.
18. Linnhoff B., Turner J.A. Heat-recovery networks: New insight yield big saving // Chem. Eng. 1981. V. 88. No. 11. P. 56.
19. Linnhoff B. Pinch technology for the synthesis of optimal heat and power system // J. Energy Resour. Technol. 1989. V. 3. No. 9. P. 137.
20. Linnhoff B., Ahmad S. SUPERTAGETING: Optimum synthesis energy management system // ASME J. Energy Resour. Technol. 1989. V. 111. No. 3. P. 121.
21. Whistler A.M. Heat exchangers as money makers // Petroleum Refinery. 1948. V. 7. No. 1. P. 83.
22. Linnhoff B., Townsend D.W., Boland D. et al. User guide on process intergration for the efficient use of energy. Rugby, U.K.: IChemE, 1991.
23. Linnhoff B., Ahmad S. Cost optimum heat exchanger networks – 1. Minimum energy and capital using simple model for capital cost // Comput. Chem. Eng. 1990. V. 14. No. 7. P. 729.
24. Ahmad S., Linnhoff B., Smith R. Cost optimum heat exchanger networks – 2. Targets and desing for detailed capital cost models // Comput. Chem. Eng. 1990. V. 14. No. 7. P. 751.
25. Smith R. Chemical Process Desing. N.Y.: McGraw-Hill, 1995. P. 460.
26. Островский Г.М., Клемеш И., Бережинский Т.А. Обзор СЭВ – современные проблемы химии и химической промышленности. М.: НИИТЭХИМ, 1985. Т 1. С. 172.