

*Л.М. УЛЬЕВ*, д-р техн. наук, проф., НТУ «ХПИ»;  
*М.А. РАХМАНИАН*, магистр, НТУ «ХПИ»

## **ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНТЕГРАЦИИ НА УСТАНОВКЕ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ**

Актуальность темы обусловлена тем, что процесс первичной переработки нефти является одним из наиболее энергоемких процессов на НПЗ и уровень энергозатрат на данном этапе в значительной степени влияет на себестоимость готовой продукции. В работе показано, что с помощью метода пинч-анализа можно уменьшить энергопотребление на 6,9 МВт по сравнению с существующим процессом, что в долларовом эквиваленте составляет около 2 млн. долларов США.

**Ключевые слова:** нефтепереработка, рекуперация, теплообменное оборудование, пинч-анализ.

**Постановка проблемы в общем виде и ее связь с важными научными и практическими заданиями.** Нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) являются крупнейшими потребителями топливно-энергетических ресурсов, в том числе котельно-печного топлива, тепловой и электрической энергии. Эффективность, рациональность их использования в процессах переработки нефти во многом определяется эффективностью работы технологического оборудования завода. Однако технологические установки действующих НПЗ – это, в основном, крупнотоннажные мощности, построенные в большинстве случаев много лет назад и не отвечающие современным требованиям по качеству продукции, безопасности, уровню автоматизации управления процессами и т.д. [1]. Энергопотребление в основных процессах нефтепереработки на 30–60 % выше, чем в современных зарубежных установках. Установки атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ) являются основой всех нефтеперерабатывающих заводов, т.к. вся сырая нефть проходит через эти установки. Для удовлетворения современным требованиям существующие установки подвергаются реконструкции. В ходе такой реконструкции капиталовложение в новое оборудование

© Л.М Ульев, М.А. Рахманиан. 2013

должно быть сведено к минимуму путем наиболее полного использования уже имеющегося. Одним из приоритетных направлений повышения эффективности энергосбережения нефтеперерабатывающих производств является увеличение использования вторичных топливно-энергетических ресурсов, максимальное использование рекуперации теплоты и оптимизация режимов работы технологических установок.

На сегодняшний день наиболее широкого применения для оптимизации процесса получил метод пинч-анализа, который основан на термодинамическом анализе процесса. Основными элементами этого метода является расчет целевых значений энергии и стоимости процесса, которые показывают минимальное потребление энергии и минимальную стоимость теплообменных сетей (ТС). Проектирование пинч-методом не дает гарантию нахождения оптимального решения. Тем не менее, позволяет разработать ТС, которая работает с минимальным потреблением энергии и в то же время является приближенной к оптимальной теплообменной сети [2].

**Постановка задачи.** При модернизации существующего производства метод пинч-анализа позволяет максимально использовать уже установленное оборудование в новых рабочих сетях, что позволяет снизить затраты на реконструкцию ТС. Более того, методом пинч-анализа можно определить стоимостной компромисс между всеми заданными целями и капитальными затратами при заданном сроке окупаемости. Целью работы является экономическое обоснование проведения реконструкции теплообменной сети с максимальной рекуперацией энергии.

**Теплоэнергетическая интеграция.** На рисунке 1 приведена технологическая схема процесса первичного подогрева нефти на установке АВТ А12/2 Херсонского нефтеперерабатывающего завода.

Ранее, в работе [3], после изучения регламента, обследования реальной технологической схемы и определения потоков, которые будут использованы при тепловой интеграции процесса, была составлена таблица потоковых данных. В этой таблице представлены такие характеристики потоков как:  $T_S$  – начальная температура потока, °С;  $T_T$  – конечная температура потока, °С;  $G$  – массовый расход, кг/с;  $CP$  – удельная теплоемкость, Вт/°С;  $\Delta H$  – изменение потокового

теплосодержания, Вт;  $\alpha$  – характерный коэффициент теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup>·°С), (табл. 1).

Таблица 1. Система потоков для анализа энергопотребления установки переработки нефти АВТ А12/2

Номер потока	Название потока	Тип	T <sub>s</sub> , °С	T <sub>г</sub> , °С	G, т/час	СР, кВт/К	ΔН, кВт	α, кВт/(м <sup>2</sup> ·К)
1	Дизельное топливо	гор	229	200	71,11	68,29	1980,41	0,2
		гор	200	100	71,11	58,81	5881	0,2
		гор	100	58	71,11	51,76	2173,92	0,2
2	Циркуляционное орошение К-3	гор	165	74	75,79	55,87	5084,17	0,15
3	Циркуляционное орошения К-2,2а	гор	240	144	30,73	29,85	2865,6	0,15
4	Мазут	гор	312	300	79,79	89,94	1079,28	0,15
		гор	300	250	79,79	81,41	4070,5	0,15
		гор	250	200	79,79	73,74	3687	0,15
		гор	200	150	79,79	65,87	3293,5	0,15
		гор	150	90	79,79	57,37	3442,2	0,15
5	Охлаждение вакуумного газойля	гор	300	200	43,96	42,74	4274	0,15
		гор	200	150	43,96	36,29	1814,5	0,15
		гор	150	68	43,96	30,66	2514,12	0,15
6	Гудрон	гор	336	250	9,33	9,63	828,18	0,10
7	Сырая нефть	хол	10	50	250,85	142,55	5702	0,1
		хол	50	118	250,85	170,22	11574,96	0,1
8	Обессоленная нефть	хол	112	150	248,34	192,17	7302,46	0,15
		хол	150	200	248,34	214,40	10720	0,15
		хол	200	214	248,34	231,36	3239,04	0,15

Используя данные, полученные при обследовании установки, (табл. 1), была построена сеточная диаграмма процесса первичной переработки нефти (рис. 2). На сеточной диаграмме показаны существующие теплообменные связи между технологическими потоками, а также указана тепловая нагрузка каждого потока. После определения и суммирования тепловых нагрузок всех теплообменных аппаратов получена мощность рекуперации, которая равна примерно 31,7 МВт. Используя данные из табл. 1 и сеточной диаграммы (рис. 2), строим на энтальпийно-температурной диаграмме горячую и холодную составляющие кривые выбранной системы технологических потоков.

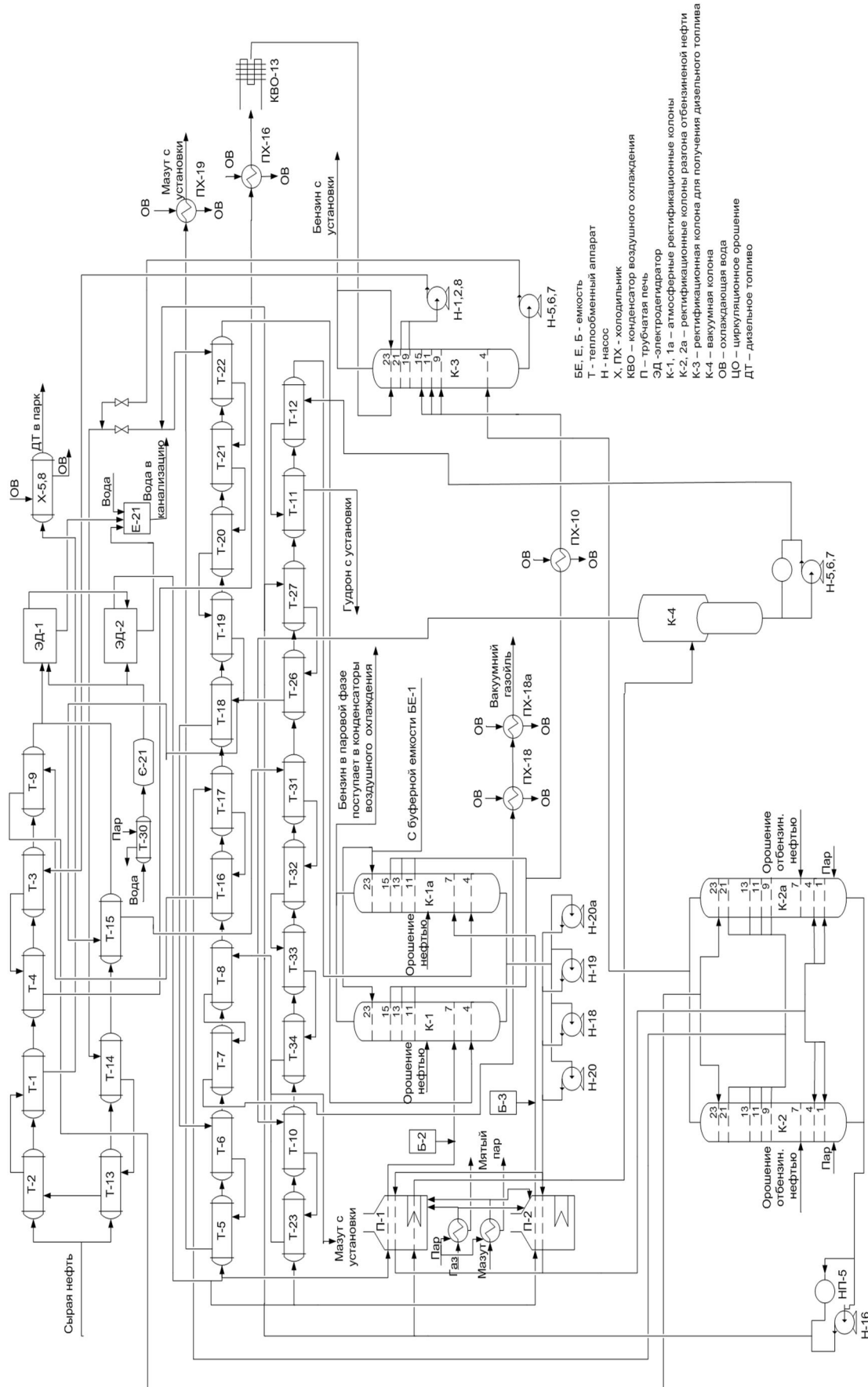


Рис. 1. Существующая схема установки переработки нефти АВТ А12/2 при работе с вакуумным блоком

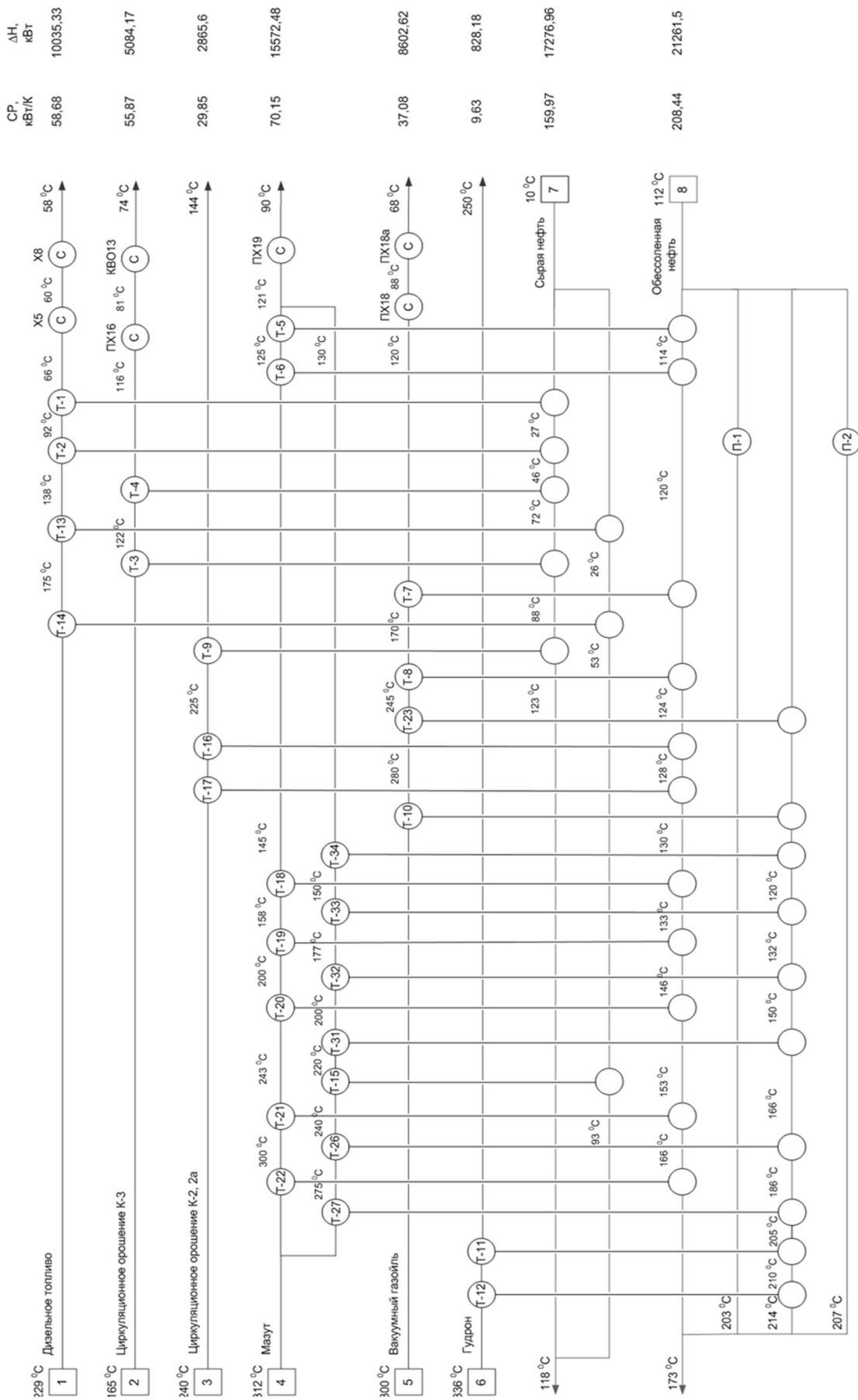


Рис. 2. Сеточная диаграмма существующего процесса: 1 – 6 – горячие потоки; 7– 8 – холодные потоки; СР – потоковая теплоемкость; ΔН – тепловая нагрузка для каждого потока

Расположение кривых должно быть таким, чтобы интервал перекрытия между ними составлял рассчитанную величину рекуперации мощности, как показано на рис. 3.

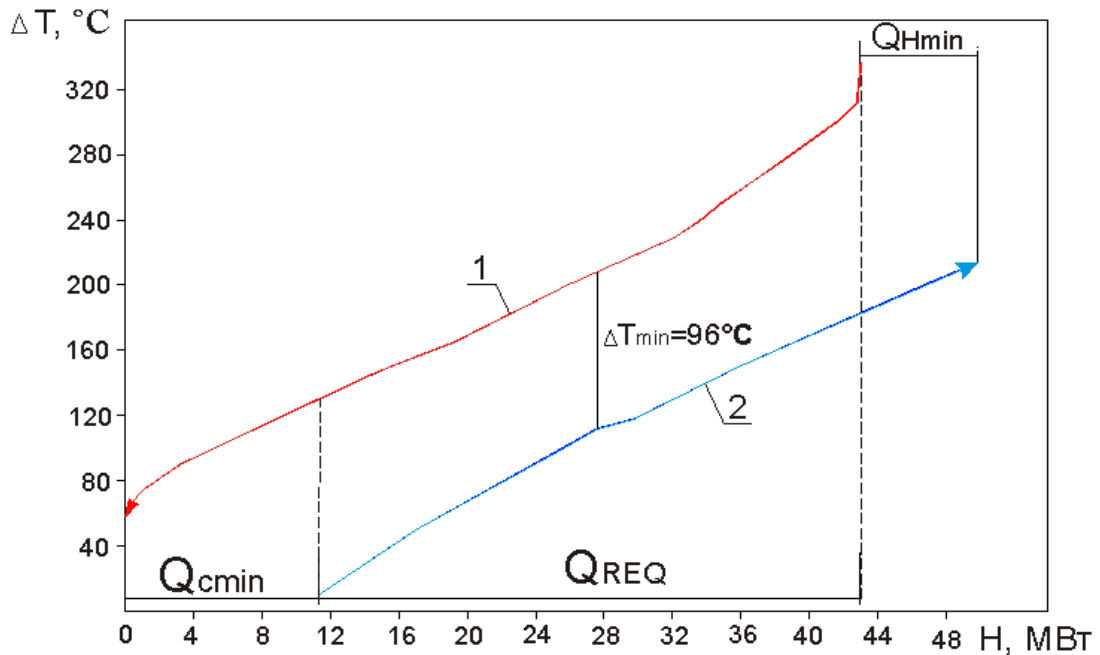


Рис. 3. Составные кривые существующего процесса переработки нефти  
 1 – составная кривая горячих потоков; 2 – составная кривая для холодных потоков;  $Q_{Hmin}$ ,  $Q_{Cmin}$ ,  $Q_{REQ}$  – мощность горячих утилит, холодных утилит и мощность рекуперации.  $Q_{Hmin} = 6,9$  МВт,  $Q_{Cmin} = 11,3$  МВт,  $Q_{REQ} = 31,7$  МВт.

Составные кривые позволяют определить  $\Delta T_{min}$  для существующей системы теплообмена которое в существующем проекте составляет  $96\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Наименьшее расстояние между кривыми по оси ординат (температурной оси) показывает область пинча выбранной системы технологических потоков. В нашем случае пинч локализуется на температурах:  $T_{гор} = 208\text{ }^{\circ}\text{C}$  и  $T_{хол} = 112\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Для снижения энергопотребления в химико-технологической системе (ХТС) необходимо уменьшение минимальной разности температур  $\Delta T_{min}$  между теплоносителями в теплообменных аппаратах. Это достигается путем сближения составных кривых вдоль энтальпийной оси [4].

Из составных кривых видно, что составные кривые могут быть сдвинуты к «пороговой» задаче. И при этом  $\Delta T_{min}$  менее  $\Delta T_{порог}$ . Несмотря на то, что в этом случае отсутствует компромиссное решение

между ценой оборудования, в некоторых случаях мы можем использовать для проектирования таких задач методы, которые разработаны для «пинчевых» задач. В этом случае с увеличением  $\Delta T_{\min}$  общая приведенная стоимость будет уменьшаться до значения  $\Delta T_{\text{порог}}$ . Принято решение принять значение  $\Delta T_{\min} = \Delta T_{\text{порог}} = 61^\circ\text{C}$ .

Составные кривые, построенные для рассматриваемого режима работы установки при  $\Delta T_{\min} = 61^\circ\text{C}$ , показали, что существует возможность синтезировать технологическую схему системы рекуперативного теплообмена в которой уменьшилось использование холодных и горячих утилит. Составные кривые сдвинутые до  $\Delta T_{\min} = \Delta T_{\text{порог}} = 61^\circ\text{C}$  изображены на рис. 4.

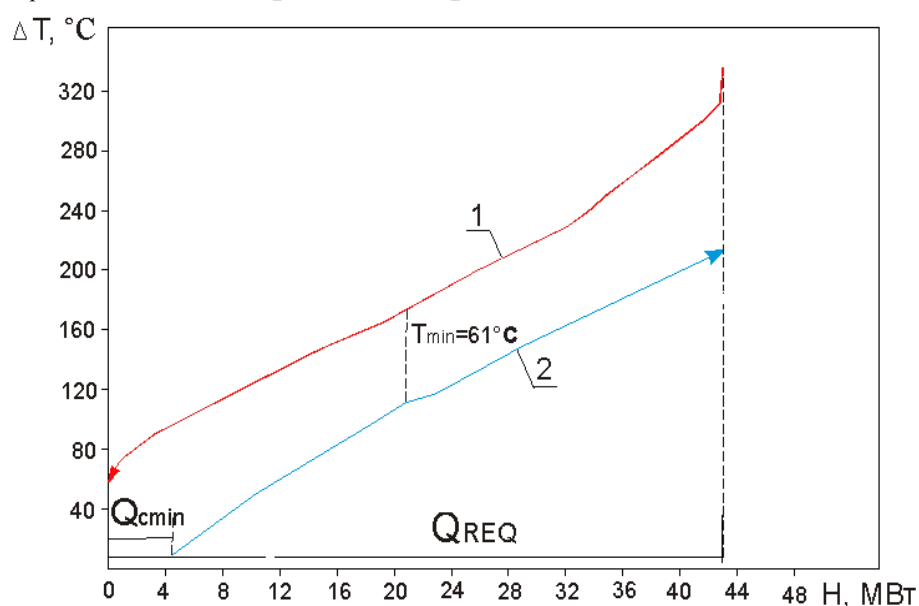


Рис. 4. Составные кривые сдвинуты к  $\Delta T_{\min} = 61^\circ\text{C}$

В результате получены целевые энергетические значения для горячих  $Q_{H\min}$  и холодных энергоносителей  $Q_{C\min}$ , где горячие утилиты  $Q_{H\min} = 0$  кВт, холодные –  $Q_{C\min} = 4449,9$  кВт, а максимальная мощность рекуперации –  $Q_{\text{РЕК}} = 38538,5$  кВт. При этом  $T_{\text{гар}} = 173^\circ\text{C}$  и  $T_{\text{хол}} = 112^\circ\text{C}$ .

Экономия горячих и холодных утилит при новом значении  $\Delta T_{\min} = 61^\circ\text{C}$  составляет 6924,93 кВт и 6886,43 кВт, что соответственно составляет 100 и 60,75 %.

Для получения этой экономии необходимо построить проект реконструкции теплообменной сети процесса первичной переработки

нефти. Для этого построена новая сеточная диаграмма (рис. 5) для  $\Delta T_{\min}=61^{\circ}\text{C}$ , на которой установлено новое теплообменное оборудование.

Краткие характеристики рекуперативных теплообменных аппаратов для системы теплообмена представлены в таблице 2.

Таблица 2. Основные технологические характеристики теплообменных аппаратов

	Горячий поток		Холодный поток		K, кВт/(м <sup>2</sup> ·°C)	$\Delta T_{in}$ , °C	Q, кВт	S, м <sup>2</sup>
	T <sub>вх</sub> , °C	T <sub>вых</sub> , °C	T <sub>вх</sub> , °C	T <sub>вых</sub> , °C				
T-1	229	173	112	158	0,086	65,87	3574,16	630,94
T-2	173	83,9	10	112	0,067	67,24	5015,9	1113,39
T-3	165	126	10	83	0,06	98	2178,93	370,57
T-4	240	173	112	175	0,075	62,98	2002,94	424,04
T-5	173	144	83	112	0,06	61	862,67	235,7
T-6	312,1	173	112	246,2	0,075	63,4	9598,76	2018,67
T-7	311,2	173	112	118	0,06	114,67	1023,1	148,7
T-8	173	90	10	112	0,06	70	4950,62	1178,72
T-9	300	173	112	239	0,075	61	5257,46	1149,17
T-10	173	71	10	112	0,06	61	3247,52	887,3
T-11	336	250	168	181	0,06	114,65	828,18	120,39
X-1	83,9	58	10	20	0,16	55,57	1458	163,98
X-2	126	74	10	20	0,126	83,24	2905,24	277
X-3	71	68	10	15	0,126	57	97,64	13,6
Всего								8732,17

Для того, чтобы экономически оптимально интегрировать рассматриваемый процесс, необходимо выяснить наиболее важные экономические значения, существенно влияющие на приведенную стоимость выполненного проекта [5]. Стоимость горячих утилит, использованных в процессе прием равной 2150 грн за 1 кВт, с учетом того, что в году 8000 рабочих часов. Стоимость холодных утилит принимаем на порядок меньше, т.е. 0,1 от стоимости горячих утилит, т.е. 215 грн за 1 кВт. Используя цены на теплообменное оборудование, полученные от его производителей, можно еще до выполнения проекта реконструкции оценить необходимые капиталовложения и срок их окупаемости. Капитальную стоимость одного теплообменного аппарата можно определить выражением [6]:

$$\text{Кап. стоимость} = A + Y \cdot (S)^c$$

где A – стоимость установки одного теплообменного аппарата, (40



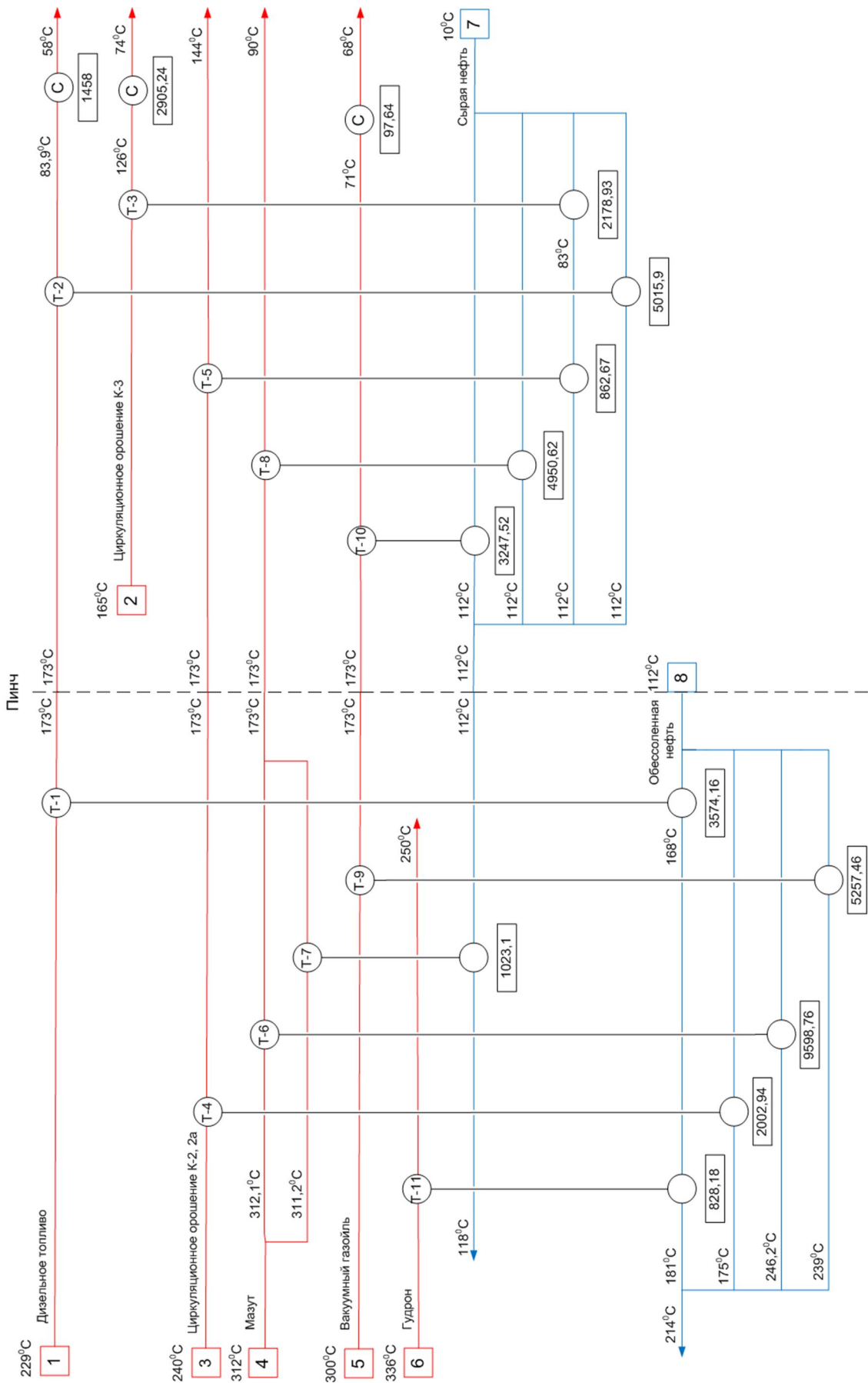


Рис. 5. Сеточная диаграмма для интегрированного процесса

тыс. грн.);  $Y$  – коэффициент, эквивалентный стоимости  $1 \text{ м}^2$  площади поверхности теплообмена, принимается для теплообменных аппаратов использующихся в нефтепереработке 4000, для других – 2400 грн.;  $S$  – площадь поверхности теплообмена теплообменного аппарата;  $c$  – коэффициент, который отображает нелинейную зависимость стоимости теплообменника от величины его поверхности теплообмена, как правило,  $c = 0,81$ .

Используя данные из таблицы 2, общая стоимость покупки и установки нового оборудования составляет 6788291,91 грн.

Наглядно рассмотреть энергопотенциал реконструированной энерготехнологической схемы и возможную экономию энергии можно с помощью таблицы 3.

Таблица 3. Сравнение энергопотребления в существующем и проектируемом процессе

	$\Delta T_{\min},$ °C	Горячие утилиты, кВт	Холодные утилиты, кВт	Рекупера- ция, кВт	Затраты на энергию, грн
Существующий процесс	96	11336,33	6924,93	31652,05	17325910
Проектируемый процесс	61	4449,9	0	38538,5	956728,5
Экономия		6886,43	6924,93		16369181,5

Используя полученные данные (экономия на энергоносители, покупку и установку нового теплообменного оборудования), а также учитывая затраты на проектирование, годовые затраты на эксплуатацию, можно рассчитать стоимость проекта и срок окупаемости. Основные технико-экономические показатели представлены в таблице 4.

Таблица 4. Основные технико-экономические показатели

Название величины	Величина
Затраты на проектирование, грн.	1018243,79
Общая стоимость оборудования, грн.	6788291,91
Общая сумма капитальных затрат, грн.	7806535,7
Общая сумма годовых затрат на эксплуатацию, грн.	2189224,15
Годовая экономия, грн.	16369181,5
Годовой прирост чистой прибыли, грн.	10634968
Срок окупаемости, месяцев	9

**Выводы.** Исследование, которое было проведено в данной работе показало значительные потенциал энергосбережения при первичной переработки нефти, а именно в блоке первичного подогрева нефти. Но это лишь малая часть всего процесса переработки нефти. Обследование и реконструкция производства в целом позволит достичь значительно больших результатов, чем реконструкция одной установки. Однако даже одна установка позволяет снизить удельное энергопотребление больше чем на 2 млн. долларов США. Что тоже может повлиять на цену готовой продукции и позволит уменьшить вредные выбросы в окружающую среду.

**Список литературы:** 1. Багиров И.Т. Современные установки первичной переработки нефти / И.Т. Багиров. М.: Химия. 2003. – 240 с. 2. Смит Р. Основы интеграции тепловых процессов / Р. Смит, Й. Клемеш, Л.Л. ТОВАЖНЯНСКИЙ, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев – Х.: Издательский центр НТУ «ХПИ», 2000. – 457 с. 3. Ульев Л.М. Экстракция потоковых данных на установке первичной переработки нефти на АВТ А12/2 при работе с вакуумным блоком / Л.М. Ульев, А.П. Юзбашьян // Вестник НТУ «ХПИ» – 2011 № 21, с. 118–125. 4. ТОВАЖНЯНСКИЙ Л.Л. Повышение энергетической эффективности установки первичной переработки нефти с помощью методов Пинч-анализа / Л.Л. ТОВАЖНЯНСКИЙ, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев, Б.Д. Зулин // Межд. конф. «Математические методы в химии и химической технологии», ММХ-9. Сборник тезисов. Ч. 2. Тверь. 1995. – с. 27–28. 5. Никитин А.Г. Методические указания для выполнения самостоятельных работ «Технико-экономическое обоснование системы автоматизации технологического процесса в химической промышленности» / А.Г. Никитин: ХПИ, 2008. – 18 с. 6. Пластинчатые теплообменники в промышленности: Учеб. Пособие / Под общ. ред. Л.Л. ТОВАЖНЯНСКОГО. – Х.: НТУ «ХПИ», 2004. – 232 с.

*Поступила в редколлегию 18.09.2013*

УДК 66.045.122:66.045.126

**Экономическое обоснование теплоэнергетической интеграции на установке первичной переработки нефти / Л.М. Ульев, М.А. Рахманиан // Вісник НТУ «ХПІ».** Серія: Інноваційні дослідження в наукових роботах студентів. – Х.: НТУ «ХПІ». 2013. – № 55 (1028). С. 48–58. Бібліогр.: 6.

Актуальність теми обумовлена тим, що процес первинної переробки нафти є одним з найбільш енергоємних процесів на НПЗ і рівень енерговитрат на даному етапі значною мірою впливає на собівартість готової продукції. У роботі показано, що за допомогою методу пінч-аналізу можливо зменшити енергоспоживання на 6,9 МВт в порівнянні з існуючим процесом, що в доларовому еквіваленті дорівнює приблизно 2 млн. доларів США.

**Ключові слова:** нафтопереробка, рекуперация, теплообмінне обладнання, пінч-аналіз.

The topicality is determined by the fact that the process of primary oil refining is one of the most energy-intensive processes in refineries and the level of energy costs has significant impact on the cost of the finished products at this stage. The paper shows that it is possible to reduce power consumption with the by using pinch analysis method in 6.9 MW compared to the existing process, which in dollar terms is about U.S. \$ 2 million.

**Keywords:** refining, recovery, heat transfer equipment, pinch-analysis.