

ПИНЧ-АНАЛИЗ

КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Г.С. Яицких,

АО «Инженерно-промышленная нефтехимическая компания» (АО «ИПН»), зам. генерального директора по развитию, кандидат технических наук;

Р.В. Трибелустов,

ООО «Производственное объединение «Киришинефтеоргсинтез» (ООО «КИНЕФ»); Шоссе Энтузиастов, 1; начальник проектного управления;

П.А. Вахрушин,

АО «Инженерно-промышленная нефтехимическая компания» (АО «ИПН»), руководитель сектора инновационных разработок; кандидат химических наук

Ключевые слова: нефтепереработка, оптимизация технологического процесса, энергоэффективность, энергопотребление, рекуперация, Пинч-анализ, теплообменное оборудование.

В последнее время в отечественной промышленности все чаще акцентируется внимание на энергосбережении. Обусловлено это постоянным увеличением стоимости энергоносителей и ужесточением экологических норм. Уменьшение энергопотребления позволяет снизить себестоимость продукции за счет уменьшения в первую очередь эксплуатационных затрат, тем самым повышается рентабельность и экологичность производства.

Основной потенциал экономии энергоносителей скрывается в самом технологическом процессе, а особенно в схеме рекуперации тепла. В предыдущей статье «Способы снижения энергопотребления технологических установок» нами были описаны основные пути экономии энергоносителей, одним из которых являлась оптимизация системы теплообмена посредством применения *Пинч-анализа*. Этот метод оптимизации рекуперации тепла высокоэффективен, срок окупаемости проекта может составлять несколько месяцев, а также универсален, применять

его можно как при строительстве новых, так и при реконструкции существующих технологических установок нефте- и газопереработки, химии и нефтехимии. В настоящей статье, в продолжение темы энергосбережения, нами продемонстрировано практическое применение Пинч-анализа на примере установки первичной перегонки нефти одного из нефтеперерабатывающих заводов РФ. Проектная мощность установки ЭЛОУ-АТ – 750 тыс. т нефти в год. Установка включает в себя:

1. Ректификационную колонну с тремя стриппинг-секциями и одним циркуляционным орошением.
2. Печь для подогрева нефти перед входом в колонну.
3. Теплообменный ряд, предназначенный для подогрева сырой нефти за счет тепла отходящих продуктовых фракций.
4. Концевые аппараты воздушного охлаждения (АВО).
5. Блок ЭЛОУ.
6. Насосное оборудование и пр.

В ректификационной колонне происходит разделение нефти на бензиновую, керосиновую, дизельную фракцию и мазут. В зимнее время дополнительно отбирается фракция атмосферного газойля. Задача оптимизации системы рекуперации тепла была поставлена в рамках реконструкции установки для увеличения производительности до 1400 тыс. т нефти в год. Основными целями оптимизации были:

1. Сохранение существующей печи при небольшом увеличении ее теплопроизводительности (13,5 МВт).
2. Минимизация количества дополнительных воздушных холодильников.
3. Максимальное использование существующего теплообменного оборудования.
4. Минимизация суммарных затрат на реконструкцию установки.
5. Минимизация затрат на энергоносители при эксплуатации установки.

В начале разрабатывается принципиальная схема установки перегонки нефти, определяется материальный баланс процесса, определяются параметры основных технологических потоков: расход, состав, температура, давление, теплофизические свойства и т. д. Основными технологическими потоками, участвующими в рекуперации тепла, являются потоки нефти, мазута, дизельной фракции (ДФ), атмосферного газойля (АГ) и циркуляционного орошения (ЦО); бензиновая и керосиновая фракция в данном случае в рекуперации участвовать не будут (по желанию заказчика). Характеристики технологических потоков показаны в табл. 1.

На первой стадии Пинч-анализа на температурно-энthalпийной диаграмме отображаются так называемые составные кривые технологических потоков: *горячих* – тех, которые необходимо охладить, и *холодных* – тех, которые необходимо нагреть. По этим кривым определяется местонахождение *пинча* (области максимального сближения составных кривых), соответствующая ему минимальная разность температур (ΔT_{min}) между составными кривыми, количество рекуперированной теплоты (Q_{REC}), а также целевые значения количества теплоты, которую нужно подвести и отвести внешними энергоносителями (Q_H и Q_C). Также по составным кривым можно с приемлемой точностью определить минимально необходимую для рекуперации тепла поверхность теплообмена. Положение составных кривых можно менять. Сдвигая одну из составных кривых вдоль энthalпийной оси, проектировщик может менять значения ΔT_{min} , Q_H , Q_C и Q_{REC} . При увеличении расстояния между составными кривыми, увеличиваются Q_H и Q_C , вследствие чего увеличиваются расходы на энергоносители, в то же время уменьшается Q_{REC} и увеличивается ΔT_{min} , что приводит к уменьшению

Характеристики технологических потоков, участвующих в рекуперации тепла

Технологический поток	Расход, т/ч	Начальная температура, °С	Конечная температура, °С
Летний режим			
Нефть	175	20	360
Мазут	90,8	350	80–95
ДФ	39,2	260	15–45
ЦО	122,6	260	135
Зимний режим			
Нефть	175	5	360
Мазут	90	350	80–95
ДФ	31,8	252	15–45
ЦО	123,3	253	130
АГ	8,3	330	30–80

минимально необходимой поверхности теплообмена и тем самым снижает капитальные затраты на теплообменное оборудование. Таким образом, появляется возможность определить стоимостный компромисс между экономией на энергоносителях и капитальными вложениями. Рассчитав капитальные затраты и затраты на энергоносители для нескольких положений составных кривых, можно определить оптимальное значение ΔT_{min} , при котором суммарные затраты будут минимальны.

Составные кривые технологических потоков для летнего и зимнего режима работы рассматриваемой технологической установки приведены на рис. 1. ΔT_{min} для летнего режима составляет 13 °С, а для зимнего – 7 °С. В данном случае ΔT_{min} подобраны не на основе определения оптимального соотношения между затратами на теплообменные аппараты и на энергоносители, а исходя из поставленных целей сохранения существующей печи и теплообменного оборудования. Целевые значения Q_h для летнего и зимнего режима составляют соответственно 14 и 14,7 МВт, что может быть обеспечено существующей печью после незначительной реконструкции по увеличению ее производительности. Целевые значения Q_c (1,2 и 0,8 МВт) могут быть обеспечены существующими

аппаратами воздушного охлаждения (АВО). Уменьшение количества рекуперативных теплообменников приве-

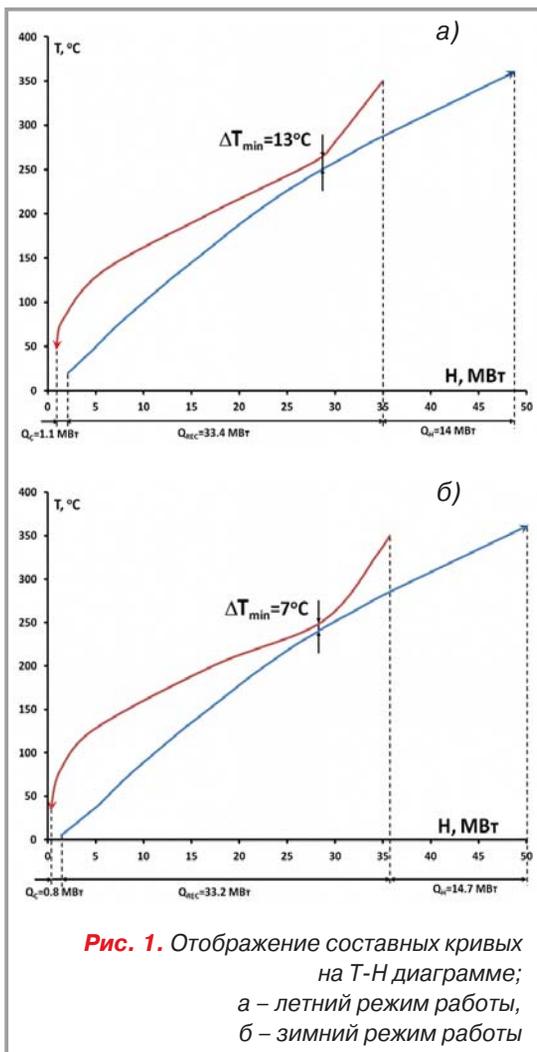


Рис. 1. Отображение составных кривых на T-H диаграмме; а – летний режим работы, б – зимний режим работы

Табл. 1.

дет к необходимости строительства новой печи большей мощности и установке дополнительного количества концевых воздушных холодильников, при этом стоимость новой печи и АВО будет значительно превышать стоимость новых рекуперативных теплообменников.

После определения целевых значений подводимого и отводимого тепла проектировщик переходит к размещению теплообменного оборудования с использованием приемов Пинч-анализа и соблюдая основные его принципы, согласно которым за- прещается:

- переносить тепловую энергию от горячих потоков к холодным через пинч;
- подводить теплоту от внешних энергоносителей к холодным потокам ниже пинча;
- отводить теплоту горячих потоков к внешним энергоносителям выше пинча.

Размещение теплообменных аппаратов осуществляется на сеточной диаграмме. На ней отображаются горячие и холодные потоки, их характеристики, а также область пинча – вертикальная линия, разделяющая диаграмму на области выше и ниже пинча. Поскольку в области пинча действует наименьшая движущая сила процесса теплопередачи (т. е. минимальная разность температур), начинать размещение теплообменных аппаратов следует от пинча. Далее, размещая теплообменные аппараты, проектировщик двигается в области выше и ниже пинча, при этом в каждой точке этих областей ΔT будет выше, чем ΔT_{min} . Таким образом, проектировщик будет застрахован от возможности уйти в область меньших, чем ΔT_{min} разностей температур. При размещении теплообменников проектировщик должен соблюдать ряд правил:

- правило соотношения потоковых теплоемкостей;
- правило эвристической отметки;
- правило разделения потоков (подробно эти правила описаны в [1, 2]).

Для описываемой установки были составлены сеточные диаграммы и соответствующие им схемы реконструируемого теплообменного ряда. В самом начале составления сеточной диаграммы

поток нефти перед и после электродегидраторов были разделены на два потока, что дает сразу несколько преимуществ:

1. Возможность использования существующих теплообменных аппаратов при увеличенной производительности установки.

2. Увеличение количества вариантов размещения теплообменного оборудования с целью оптимизации системы рекуперации тепла.

3. Снижение требуемого напора сырьевых насосов вследствие меньшего гидравлического сопротивления параллельно устанавливаемых теплообменников.

Сеточная диаграмма и соответствующая ей схема теплообменного ряда для летнего варианта показаны на рис. 2. Красным цветом отмечены новые теплообменные аппараты, черным – существующие; все существующие теплообменные аппараты по своим характеристикам, прежде всего рабочей температуре и давлению, соответствуют назначенным им позициям на технологической схеме. Область пинча, показанная вертикальной линией, находится между 246 и 259 °С. Слева от границы находится область выше пинча, на ней расположен один горячий поток – поток мазута, и два холодных –

поток нефти. Посредством соединения этих потоков рекуперативными теплообменниками мазут охлаждается от 350 °С до температуры пинча – 259 °С, а потоки нефти нагреваются от температуры пинча (246 °С) до 284 и 293 °С. Недостающая для нагрева нефти до 360 °С энергия (14МВт) подводится от внешнего источника тепла, т. е. от печи.

Справа от вертикальной границы расположена область ниже пинча, которая включает три горячих потока: потоки мазута, ЦО и ДФ, а также четыре холодных потока: два потока нефти до электродегидраторов и два потока нефти – после. За счет рекуперации тепла потоки нефти нагреваются от 20 до 131 °С а затем от 131 °С до температуры пинча – 246 °С. При этом горячие потоки охлаждаются до целевых конечных температур, единственный поток, требующий доохлаждения в АВО, – это поток мазута. Для этой цели можно использовать существующий воздушный холодильник, ранее предназначенный для охлаждения дизельной фракции, т. к. дизельная фракция приобретает целевую конечную температуру (44 °С) посредством рекуперации и не требует доохлаждения. Другие технологические потоки, а именно бензиновая и керосиновая фракции,

могут охлаждаться в существующих концевых воздушных холодильниках, которые использовались ранее для охлаждения этих же потоков, т. к. эти потоки увеличились незначительно. Установку дополнительных АВО требует лишь процесс конденсации паров верха колонны.

Сеточная диаграмма и соответствующая ей схема теплообменного ряда для зимнего варианта показаны на рис. 3. В этом случае начальная температура нефти равна 5 °С, а ΔT_{min} составляет всего 7 °С. Это, а также факт появления нового нефтепродукта – атмосферного газойля (АГ), является причиной установки дополнительных теплообменных аппаратов. Эти аппараты, предназначенные для передачи тепла от АГ к потоку нефти, показаны на диаграмме и схеме синим цветом. Область пинча переместилась в диапазон 239–246 °С, а в областях выше и ниже пинча добавился один горячий поток – поток АГ. Потоки нефти при этом нагреваются за счет рекуперации до меньших температур (280 и 286 °С), а количество тепла, которое необходимо подвести извне, увеличивается до 7,6 и 7,1 МВт соответственно. Как уже было сказано, такое количество тепла может быть обеспечено существующей печью после малозатратной реконструкции. Нужно отметить, что все горячие потоки (за исключением мазута) достигают своей конечной температуры только посредством рекуперации. Мазут, так же как и для летнего варианта, может быть доохлажден существующим холодильником.

Сравнительная характеристика показателей работы установки до и после реконструкции показана в табл. 2. Видно, что при увеличении мощности установки на 87% число рекуперативных теплообменников увеличилось больше, чем в два раза, а общая площадь поверхности этих теплообменников возросла на 113%. Однако такое решение дало возможность отказаться от установки новых воздушных холодильников и строительства новой технологической печи. Если уменьшить количество рекуперативных теплообменников хотя бы на 20–30%, то будет необходимо устанавливать более дорогостоящие, чем рекуперативные теплообменники, аппараты воздушного охлаждения и новую печь, что в разы увеличит затраты на основное оборудование. Кроме того, при оценке затрат на энергоресурсы

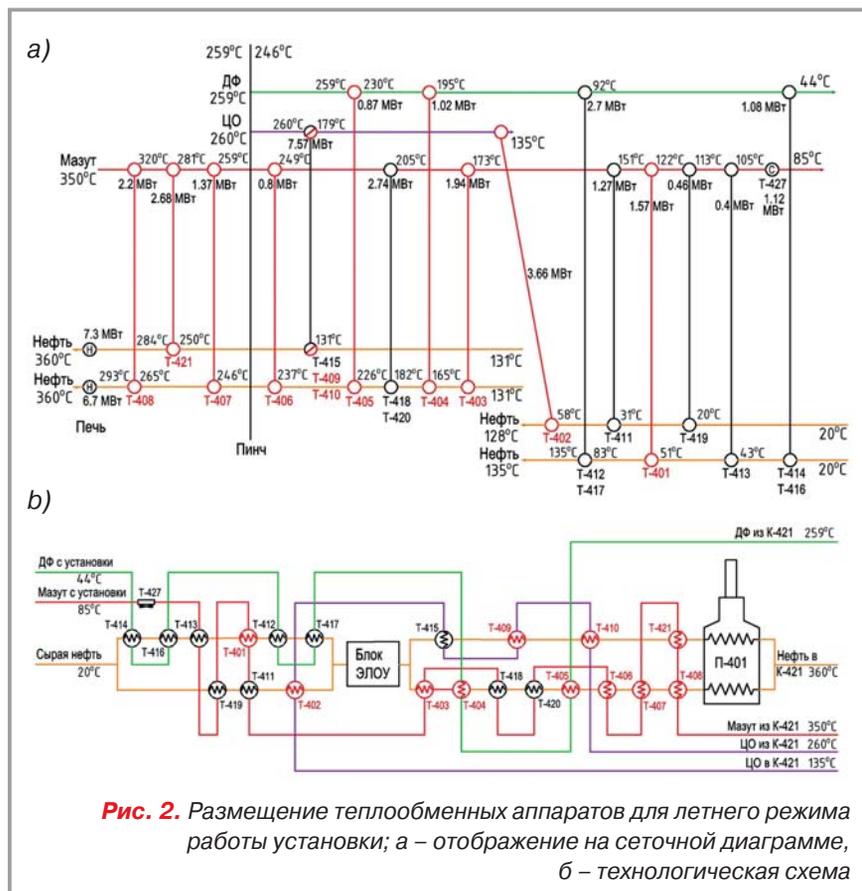


Рис. 2. Размещение теплообменных аппаратов для летнего режима работы установки; а – отображение на сеточной диаграмме, б – технологическая схема

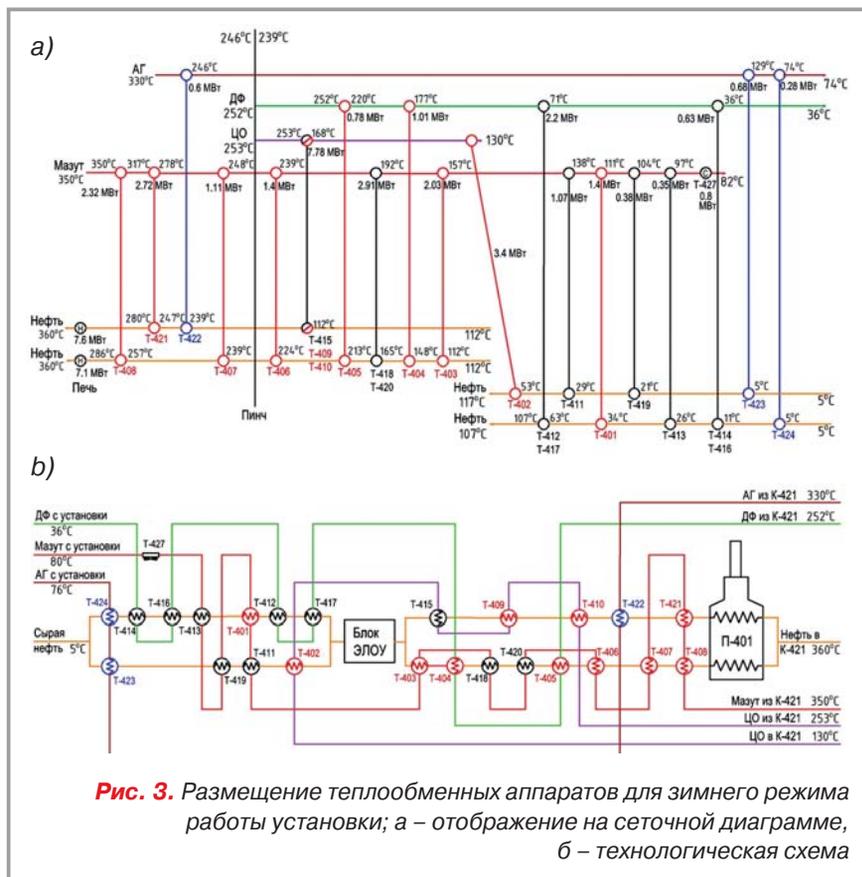


Рис. 3. Размещение теплообменных аппаратов для зимнего режима работы установки; а – отображение на сеточной диаграмме, б – технологическая схема

видно, что удельный расход топливного газа уменьшился на 43–44%, а расход электроэнергии уменьшился на 7–8%. Теоретически предприятие может экономить в год 3,1–3,3 млн nm^3 топливного газа и около 500 МВт·ч электроэнергии.

Согласно технологическим расчетам, после реконструкции установка будет производить своего топливного газа 18,5...20 тыс. т/год, при этом собственное потребление газа составит

11,2...11,9 тыс. т/год. Избыток (7,3–8,1 тыс. т/год) может использоваться на других установках или в заводской котельной, что значительно снизит потребление заводом жидкого и газообразного топлива.

Кроме того, возможен другой вариант работы установки, по которому будет происходить более полная конденсация паров легких углеводородов из топливного газа за счет дополнительного охлаждения паров

верха колонны потоком сырой нефти в рекуперативном теплообменнике, установленном после воздушного холодильника-конденсатора (у АО «ИПН» есть патент на такое техническое решение [3]). В этом случае количество вырабатываемого топливного газа уменьшится до незначительного избытка относительно собственного потребления установкой, а полученный на АТ более легкий бензин можно будет направлять на стабилизацию и тем самым выпускать больше товарного бензина. Кроме того в блоке стабилизации возможно получение дополнительного продукта – сжиженного углеводородного газа (СУГ), что также является товарным продуктом.

По итогам оптимизации системы рекуперации тепла с применением Пинч-анализа удалось достигнуть следующих положительных результатов:

1. Сохранить существующую печь и минимизировать количество дополнительных воздушных холодильников.
2. Применить все существующее теплообменное оборудование.
3. Снизить удельное потребление топливного газа на 43–44% и удельное потребление электроэнергии на 7–8%.

Кроме того, могут быть рассмотрены технические решения по увеличению выхода бензиновой фракции и дополнительному производству товарного продукта, сжиженного углеводородного газа, за счет дополнительной конденсации паров легких углеводородов с последующей стабилизацией. Все эти результаты говорят о том, что значительной экономии своих финансовых средств нефтеперерабатывающее предприятие может достигнуть на относительно малозатратном этапе проектирования при условии работы с высококвалифицированной проектной организацией.

Табл. 2.

Сравнительная характеристика показателей работы установки первичной перегонки нефти

Показатель	До реконструкции	После реконструкции
Мощность установки, тыс. т в год	750	1400
Число рекуперативных теплообменников, шт.	10	24
Общая площадь поверхности рекуперативных теплообменников, m^2	2286	4880
Потребление топливного газа установкой:		
абсолютное, тыс. т/год	10,7...11,4	11,2...11,9
удельное, кг/т перерабатываемой нефти	14,3...15,2	8...8,5
Потребление электроэнергии установкой:		
абсолютное, МВтч	3300...3600	5800...6200
удельное, кВтч	4,5...4,8	4,1...4,4

Использованная литература:

1. Смит Р., Клемеш Й., Товажнянский Л. Л., Капустенко П. А., Ульев Л. М. Основы интеграции тепловых процессов. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2000. – 458 с.
2. Жулаев С. В. Пинч-анализ и оптимизация промышленных объектов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 2. – С. 392–398.
3. Установка первичной перегонки нефти (варианты): пат. RU 2014 122080: МПК С 10 G 7/00 (2006.01) / Яицких Г. С.; патентообладатели АО «ИПН», Яицких Г. С.