



УДК 622.276.8:621.31.03 (571.51)

## ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ПИНЧ-АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛЕ

### IMPROVING ENERGY EFFICIENCY USING THE PINCH ANALYSIS METHOD ON THE EXAMPLE OF OIL TREATMENT UNIT IN THE FIELD

**Шафран Татьяна Александровна**

аспирант,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
shafrantanya@mail.ru

**Ульев Леонид Михайлович**

доктор технических наук,  
профессор,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
ulyevlm@tpu.ru

**Аннотация.** В данной статье рассматривается применение метода пинч-анализа на примере установки подготовки нефти на промысле. В ходе исследования изучена технологическая схема установки подготовки нефти, разработан цифровой двойник в программном комплексе Aspen HYSYS с применением термодинамического пакета Пенга-Робинсона. На основании материального и теплового балансов составлена потоковая таблица технологических потоков, построены стоимостные, составные кривые и сеточная диаграмма, определены нагрузки на холодные и горячие утилитные системы, а также мощность тепловой рекуперации теплообменной системы до и после интеграции.

**Ключевые слова:** установка подготовки нефти, пинч-анализ, теплообмен, утилиты, мощность тепловой рекуперации.

**Shafran Tatyana Alexandrovna**

Postgraduate Student,  
National Research  
Tomsk Polytechnic University  
shafrantanya@mail.ru

**Ulyev Leonid Mikhailovich**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor,  
National Research  
Tomsk Polytechnic University  
ulyevlm@tpu.ru

**Annotation.** In this article the application of the pinch analysis method is considered on the example of oil treatment unit in the field. In the course of the study, the technological scheme of the oil treatment unit is studied. The digital twin was developed in the Aspen HYSYS software package using the Peng-Robinson thermodynamic package. On the basis of material and heat balances, a flow table of process flows is drawn up. Cost and compound curves and grid diagram are constructed. The cold and hot utility loads and the heat recovery capacity of the heat exchange system are determined before and after integration.

**Keywords:** oil treatment unit, pinch analysis, heat transfer, utilities, heat recovery capacity.

**В** условиях растущей стоимости энергоресурсов и ужесточении экологических требований, повышение энергоэффективности промышленных установок приобретает первостепенное значение. Установка подготовки нефти на промысле, являясь энергоемким объектом, представляет собой значительный потенциал энергопотребления и сокращения эксплуатационных затрат.

Традиционные методы повышения энергоэффективности часто фокусируются на отдельных единицах оборудования или процессах, не учитывая системное взаимодействие тепловых потоков. В связи с этим, актуальным становится применение метода пинч-анализа, позволяющего комплексно оценить и оптимизировать использование тепловой энергии на установке подготовки нефти в целом.

Данная работа посвящена исследованию возможностей повышения энергоэффективности установки подготовки нефти на промысле с применением метода пинч-анализа.

Объектом исследования является установка подготовки нефти производительностью 1,04 млн т/год по жидкости.

В соответствии с технологической схемой разработан цифровой двойник установки подготовки нефти в программном комплексе Aspen HYSYS с учетом термодинамического пакета Пенга-Робинсона [1] и составлены материальный и тепловой балансы. На основании материального баланса составлена потоковая таблица технологических потоков (табл. 1).

Согласно потоковой таблице (табл. 1) с применением программного обеспечения PINCH 2.02 [2] построены составные кривые до проведения теплоэнергетической интеграции (рис. 1) и стоимостные кривые (рис. 2). Из построения составных кривых исключены потоки № 11 и № 12, поскольку полезные нагрузки с компрессорного оборудования будут отнесены к утилитным системам.



Таблица 1 – Поточковая таблица установки подготовки нефти

Название потока	Тип	T <sub>S</sub> , °C	T <sub>T</sub> , °C	G, т/ч	CP, кВт/°C	ΔH, кВт
1. Охлаждение газа в АВО КСНД	гор	220,1	27,0	1,82	1,111	214,61
2. Вода после третьей ступени сепарации	гор	49,93	27,0	40,42	48,510	1112,34
3. Вода после РВС	гор	48,22	27,0	12,35	14,820	314,48
4. Водонефтяная эмульсия после КС	гор	48,22	27,0	107,13	68,059	1444,22
5. Охлаждение газа в АВО КСВД	гор	184,3	27,0	67,36	51,121	8041,36
6. Отходящие газы после сжигания в ПП	гор	479*	160,0	5,36	1,930	615,65*
7. Нагрев газа после УПТГ перед КСВД	хол	34,06	52,0	1,53	0,950	17,05
8. Нагрев водонефтяной эмульсии в ПП	хол	34,05	50,0	149,80	118,215	1885,53
9. Топливный газ на ПП	хол	5,0	900,0	0,17	0,165	147,90
10. Воздух на ПП	хол	5,0	900,0	4,06	1,133	1013,84
11. Сжатие ПНГ в КСНД	хол	49,25	220,1	1,82	0,957	163,50
12. Сжатие ПНГ в КСВД	хол	34,24	184,3	67,36	41,185	6180,24

**Примечание:** АВО – аппараты воздушного охлаждения, ПНГ – попутный нефтяной газ, гор/хол – горячий/ холодный, T<sub>S</sub> / T<sub>T</sub> – начальная/ конечная температура, G – массовый расход, CP – потоковая теплоёмкость, ΔH – изменение потоковой энтальпии, \*при теплотворной способности ПНГ 50,06 МДж/м<sup>3</sup>.

Минимально оптимальная разность температур между горячим и холодным потоками ΔT<sub>min opt</sub> определена на основе базового закона стоимости теплообменного оборудования как для отечественных нефтеперерабатывающих заводов [3]:

$$CAPEX = A + B \cdot S^c, \tag{1}$$

где A – стоимость установки теплообменника (принимается равным 40 тыс. \$), B – эквивалент стоимости 1 м<sup>2</sup> поверхности теплообмена (1 тыс. \$), S – суммарная площадь поверхности теплообмена (рассчитывается из основного уравнения теплопередачи), c – коэффициент нелинейной зависимости стоимости теплообменника от площади поверхности теплообмена (принимается равным 0,87).

Стоимость горячей утилитной системы принята 200 \$ / (кВт·год), холодной утилитной системы – 20 \$ / (кВт·год), годовая процентная ставка – 20 %, срок кредита – 10 лет.

Анализ составных кривых до проведения теплоэнергетической интеграции (рис. 1) показал, что оптимальная разность температур между горячими и холодными потоками ΔT<sub>min opt</sub> составляет 474 °C. Горячие утилитные системы обеспечивают нагрузку Q<sub>H</sub> = 3,064 МВт, а холодные – Q<sub>C</sub> = 11,743 МВт. Важно, что теплообмен между составными кривыми отсутствует Q<sub>REC</sub> = 0 МВт, то есть тепловая рекуперация не происходит.

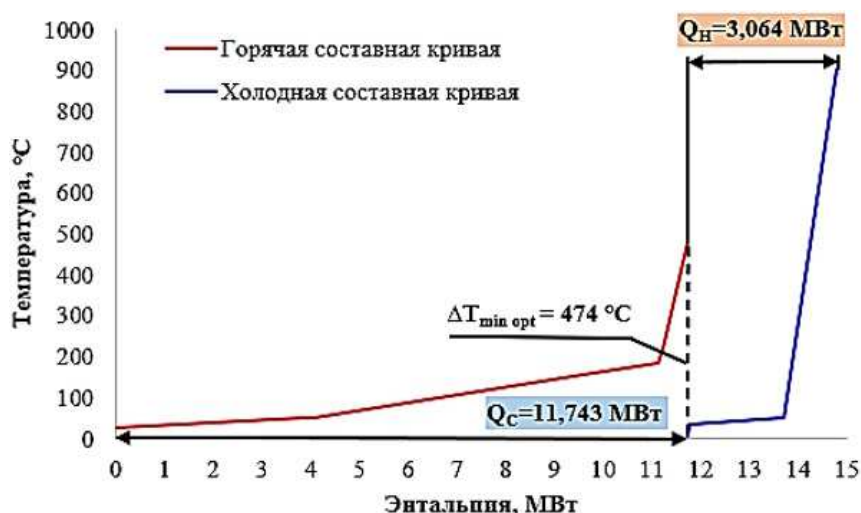
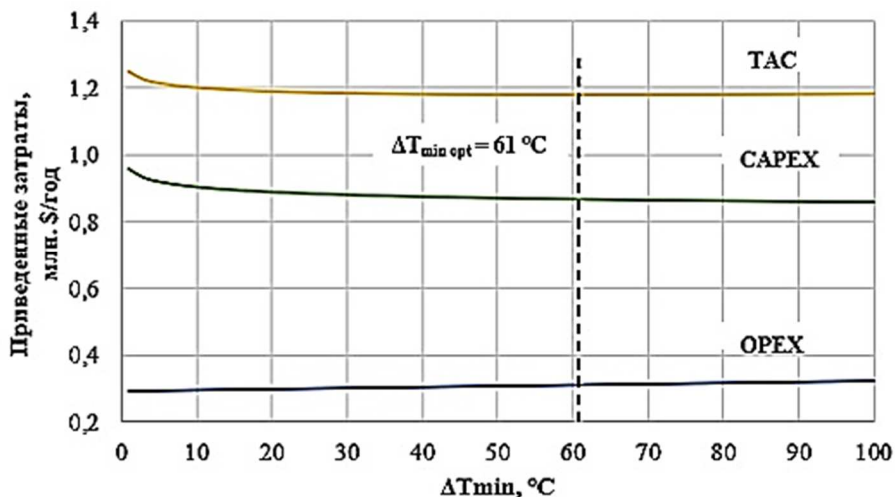


Рисунок 1 – Составные кривые до проведения теплоэнергетической интеграции



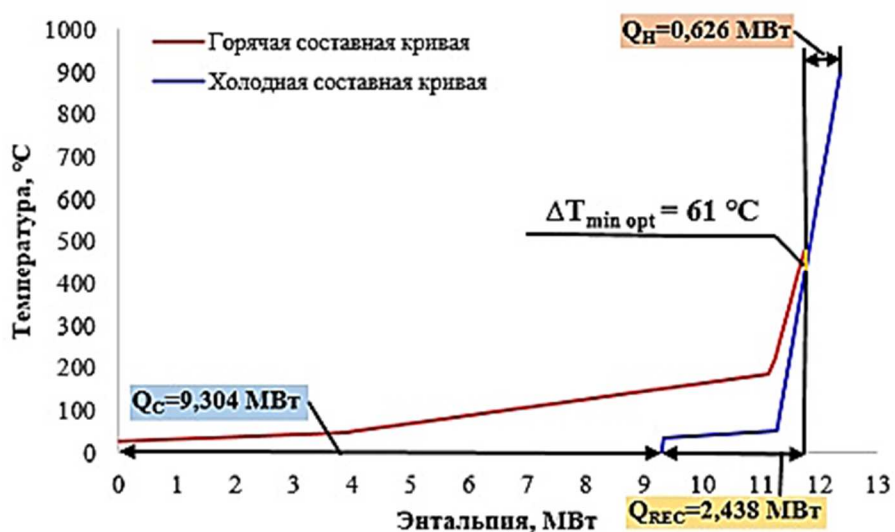
Стоимостные кривые (рис. 2) наглядно отражают, что после проведения теплоэнергетической интеграции оптимальную разность температур между потоками  $\Delta T_{min\ opt}$  возможно уменьшить с 474 °С до 61 °С, в свою очередь при  $\Delta T_{min\ opt} = 61$  °С сумма капитальных и операционных затрат составляет  $TAC = 1,1793$  млн \$/год. При оптимальной разности температур  $\Delta T_{min\ opt} = 61$  °С построены составные кривые (рис. 3) и сеточная диаграмма (рис. 4) с учетом расщепления холодного потока № 8 после проведения теплоэнергетической интеграции.



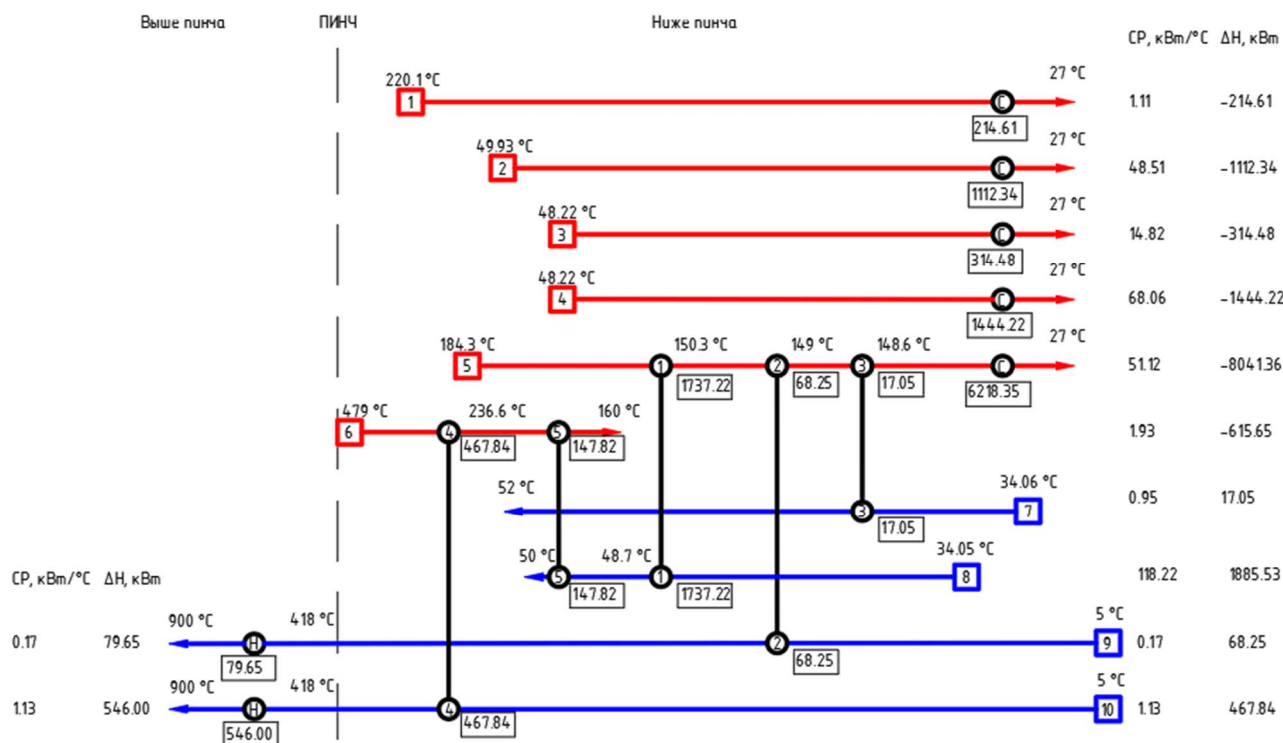
**Рисунок 2** – Стоимостные кривые установки подготовки нефти:  
 CAPEX – капитальные затраты; OPEX – операционные затраты;  
 TAC – сумма капитальных и операционных затрат

При построении сеточной диаграммы соблюдены основные принципы пинч-анализа: в подсистеме «выше пинча» суммарная теплоёмкость холодных потоков должна быть больше или равна суммарной теплоёмкости горячих потоков (т.е.  $CP_C \geq CP_H$ ), а в подсистеме «ниже пинча» – наоборот ( $CP_C \leq CP_H$ ).

После проведения теплоэнергетической интеграции, анализ составных кривых и сеточной диаграммы (рис. 3, 4) показывает, что установка шести рекуперативных теплообменников позволяет значительно сократить потребление энергии для утилитных систем: для горячих с  $Q_H = 3,064$  МВт до  $Q_H = 0,626$  МВт и для холодных – с  $Q_C = 11,743$  МВт до  $Q_C = 9,304$  МВт. При этом мощность тепловой рекуперации возрастает с  $Q_{REC} = 0$  МВт до  $Q_{REC} = 2,438$  МВт.



**Рисунок 3** – Составные кривые после проведения теплоэнергетической интеграции



**Рисунок 4** – Сеточная диаграмма после проведения теплоэнергетической интеграции с учетом расщепления:  
 1–6 теплообменные аппараты; Н – горячая утилитная система;  
 С – холодная утилитная система

Результаты данной работы позволили оценить потенциал повышения энергоэффективности установки подготовки нефти с использованием метода пинч-анализа. Внедрение новых теплообменных аппаратов для установки подготовки нефти позволит снизить эксплуатационные затраты и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду путем снижения потребления попутного нефтяного газа в путевых подогревателях нагрева нефти.

**Список литературы:**

1. Peng D.Y. A New Two-Constant Equation of State / D.Y. Peng, D.B. Robinson // Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals. – 1976. – Vol. 15. – P. 59–64.
2. Ульев Л.М. Введение в пинч-анализ : учеб. пособие для вузов. – СПб. : Лань, 2023. – 208 с.
3. Канищев М.В. Определение энергоэффективности установки первичной переработки нефти / М.В. Канищев, В.П. Мешалкин, Л.М. Ульев // Территория нефтегаз. – 2019. – №. 7–8. – С. 80–92.

**List of references:**

1. Peng D.Y. A New Two-Constant Equation of State / D.Y. Peng, D.B. Robinson // Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals. – 1976. – Vol. 15. – P. 59–64.
2. Ulyev L.M. Introduction to Pinch Analysis : textbook for universities. – SPb. : Lan, 2023. – 208 p.
3. Kanischev M.V. Determination of energy efficiency of the primary oil refining unit / M.V. Kanischev, V.P. Meshalkin, L.M. Ulyev // Oil and gas area. – 2019. – №. 7–8. – P. 80–92.