

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

## **ЭКСТРАКЦИЯ ДАННЫХ ДЛЯ ПИНЧ-АНАЛИЗА ПРОЦЕССА СТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТИ**

В данной статье приводится краткое описание технологического процесса стабилизации нефти. Определены технологические потоки и приведены их основные характеристики. Составлена таблица потоковых данных и построена сеточная диаграмма существующего процесса.

**Ключевые слова:** стабилизация нефти, сеточная диаграмма, потоковая таблица, утилиты.

**Введение.** В настоящее время в Украине в промышленной разработке находится свыше 250 нефтяных и газовых месторождений. Большинство из них имеют начальные добываемые запасы природного газа в среднем на уровне 1.2 млрд куб м, нефти около 700 тыс т.

Шесть крупнейших нефтяных месторождений, имеющих начальные балансовые запасы свыше 35 млн т, обеспечивают около 20% всей добычи нефти в Украине. По природному газу есть четыре крупнейших месторождения (с начальными балансовыми запасами свыше 100 млрд куб м), где добывается около 24% всего объема. При этом доля крупнейших месторождений в общей добыче углеводородов с каждым годом уменьшается. Легкие фракции нефти (углеводородные газы от этана до пентана) являются ценным сырьем, из которого получают такие продукты, как спирты, синтетический каучук, растворители, жидкие моторные топлива, удобрения, искусственное волокно и другие продукты органического синтеза, широко применяемые в промышленности. Поэтому необходимо стремиться не только к снижению потерь легких фракций из нефти, но и к сохранению всех углеводородов, извлекаемых з нефтеносного горизонта, для последующей их переработки.

Причины, указанные выше, показывают на необходимость подготовки нефти к транспорту. Предотвратить потери нефти можно путем полной герметизации всех путей движения нефти. Однако некоторое несовершенство существующих систем сбора и транспорта нефти, резервуаров, технологии налива и слива не позволяет доставить

нефть на переработку без потерь легких фракций. Следовательно, необходимо газы и легкие фракции нефти отобрать в условиях нефтепромысла и направить их для дальнейшей переработки.

Основную борьбу с потерями нефти необходимо начинать с выхода ее из скважины. Ликвидировать потери легких фракций нефти можно в основном применением рациональных систем сбора нефти и попутного нефтяного газа, а также сооружением установок по стабилизации нефти для ее последующего хранения и транспорта [1].

В данной работе рассматривается процесс стабилизации нефти.

**Начальная технологическая схема одноколонной установки стабилизации нефти и её описание.** Технологическая схема представлена на рисунке 1. Поступающая из скважины сырая нефть забирается сырьевым насосом Н-1, прокачивается через трубчатую печь П-1 и при температуре 143°C подается под верхнюю тарелку стабилизационной колонны РК-1. Эта колонна оборудована тарелками желобчатого типа (число тарелок может быть от 16 до 26), верхняя из которых является отбойной, три нижних смесительными. Избыточное давление в колонне от 0,2 до 0,4 Мпа, что создает лучшие условия для конденсации нефтяных газов в сепараторе С-1. Нефть, переливаясь с тарелки на тарелку, встречает более нагретые поднимающиеся пары и освобождается от легких фракций. Температура низа колонны поддерживается в пределах 130-150°C за счет тепла стабильной нефти, подается «горячей струей», что представляет собой стабильную нефть этой же колонны. Циркуляция «горячей струи» осуществляется через печь П1 насосами. Далее нефть проходит аппарат водного охлаждения Х-4 и поступает в резервуары стабильной нефти, откуда она и транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы.

Смесь газов и паров, выходящая с верха колонны РК-1, поступает в установку компрессора первой ступени, в которой происходит отделение газов и паров от несконденсированной части в газосепараторе С-1. Этот несконденсированный газ выходит из газосепаратора сверху и далее направляется в компрессор К-1, где сжимается под давлением, затем проходит через холодильник Х-1. Сжиженный газ, отводится с низа газосепаратора, направляется в приемник (на схеме не показан).

Охлажденный несконденсировавшийся газ поступает в установку компрессора второй ступени, а затем и в - третьей ступени, где проходит такой же цикл как и в установке компрессора первой ступени [2].

**Определение технологических потоков процесса стабилизации нефти. Сеточная диаграмма.** Изучение технологической схемы и регламенты работы установок позволяют выделить холодные и горячие потоки указанных процессов и определить их теплотехнические характеристики, необходимые для выполнения тепловой интеграции. При выборе потоков должны выполняться следующие требования: необходимо избегать переопределения задачи; необходимо искать возможность улучшения проектируемой системы за счет изменения условий проведения процесса; необходимо избегать неизотермического смешивания на стадии определения энергетических целей [3,4]. В ходе обследования было выявлено 5 технологических потоков, которые будут использованы для определения энергосберегающего потенциала установки с использованием методов интеграции тепловых процессов:

поток 1 – отбор с низа колонны РК-1  $T_{\text{нач}}=140^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кон}}=15^{\circ}\text{C}$ ,  $G=328,14\text{кг/с}$ ;

поток 2 – газ 1 ступени компрессионной установки  $T_{\text{нач}}=101^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кон}}=53^{\circ}\text{C}$ ,  $G=5,367\text{кг/с}$ ;

поток 3 – газ 2 ступени компрессионной установки  $T_{\text{нач}}=110^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кон}}=53^{\circ}\text{C}$ ,  $G=9,898\text{кг/с}$ ;

поток 4 – газ 3 ступени компрессионной установки  $T_{\text{нач}}=144^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кон}}=53^{\circ}\text{C}$ ,  $G=7,954\text{кг/с}$ ;

поток 5 – сырье стабилизационной колонны РК-1  $T_{\text{нач}}=33^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кон}}=143^{\circ}\text{C}$ ,  $G=163,93\text{кг/с}$ .

Технологическую схему можно преобразовать в сеточную диаграмму технологических потоков рассматриваемых процессов (рис. 2). Данная диаграмма наглядно показывает отсутствие рекуперации тепловой энергии в существующей теплообменной сети и интервалы температур на технологических потоках, в которых можно осуществить рекуперацию тепловой энергии[5-7].

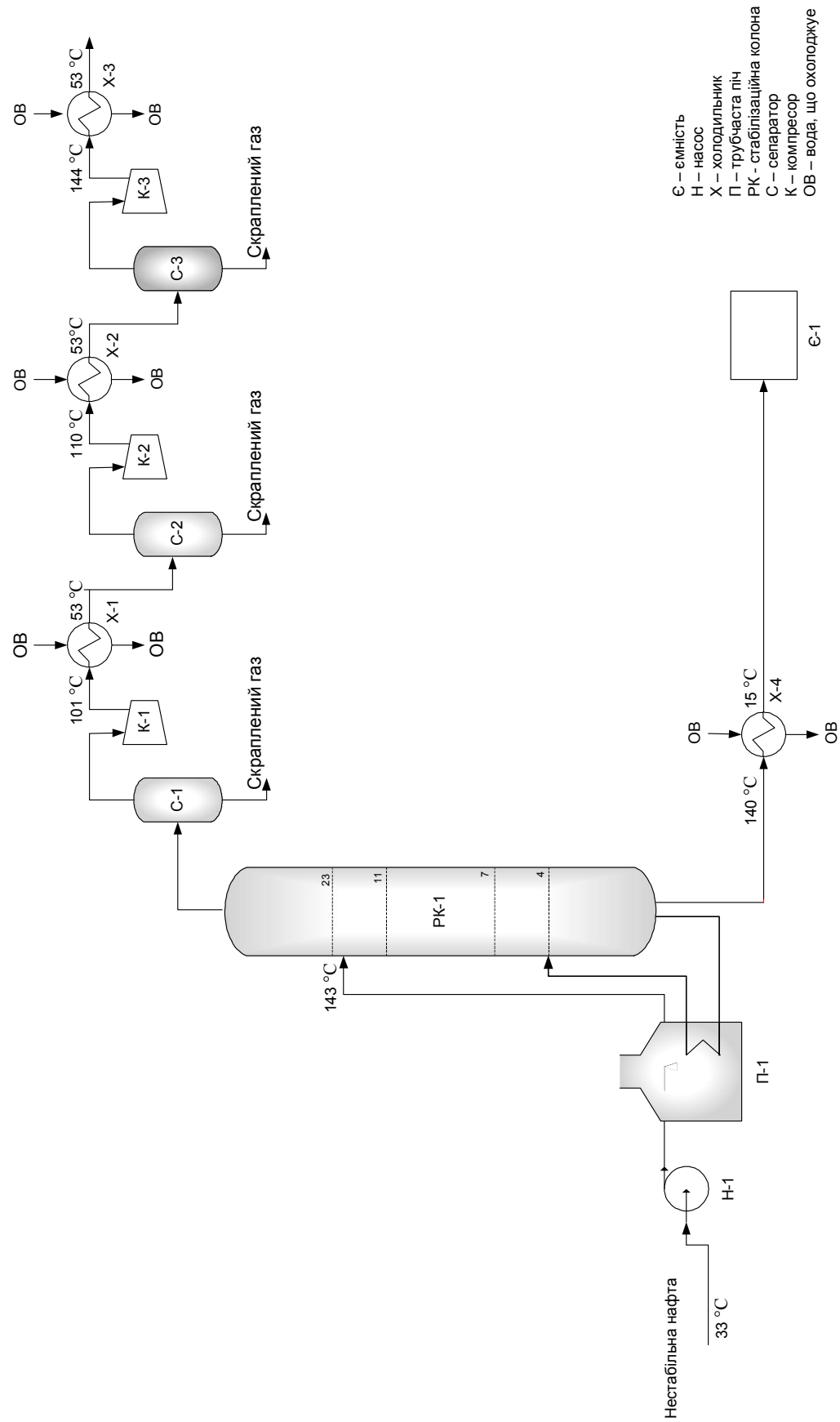


Рис. 1 – Энергофункциональная схема установки стабилизации нефти

Горячие утилиты в процессе, который мы рассматриваем составляют величину 39671,5 кВт, а холодные утилиты – 85744,5 кВт.

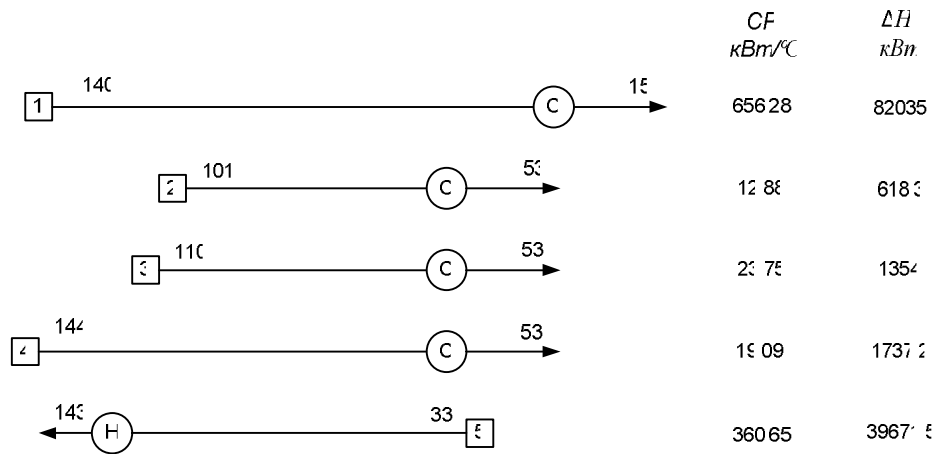


Рис. 2 – Сеточная диаграмма для процесса, что существует: 1 – 4 – горячие потоки, 5 – холодный поток;  $CP$  – поточная теплоемкость;  $\Delta H$  – тепловые нагрузки для каждого потока

Используя результаты изучения технологической схемы, регламент, материальный баланс установки, составляется таблица потоковых данных, которые необходимы для определения тепловой мощности, которую потребляет установка стабилизации нефти на данный момент.

Таблица – Система потоков для анализа энергопотребления установки стабилизации нефти

№ потока	Название потока	Тип	$T_s, ^\circ C$	$T_T, ^\circ C$	$CP, \text{кВт}/^\circ C$	$\Delta H, \text{кВт}$	$\bar{b}, \text{кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	$C_p, \text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$	$G, \text{т/ч}$
1.	Отбор с низа колонны	гор.	140	15	656,28	-82035	0,1	2	1181
2.	Газ 1 ступени	гор.	101	53	12,88	-618,30	0,06	2,4	19,32
3.	Газ 2 ступени	гор.	110	53	23,75	-1354	0,06	2,4	35,63
4.	Газ 3 ступени	гор.	144	53	19,09	-1737,2	0,06	2,4	28,64
5.	Сырье стаб. колонны	хол.	33	143	360,65	39671,5	0,15	2,2	590,15

В целом, в распоряжении есть 4 горячих технологических потоков и 1 холодный поток с определенными потоковыми данными.

**Вывод.** В результате проведенного обследования установки стабилизации нефти по установленным правилам были экстрагированы потоковые данные, систематизированы и занесены в таблицу. На основе определенных потоков была построена сеточная диаграмма. Определена величина холодных и горячих утилит потребляемые процессом на начальной стадии (до интеграции) и существующая рекуперация тепловой энергии. Подготовительный этап завершен успешно, на основе полученных данных можно проводить дальнейшие расчеты для исчисления необходимых целевых функций процесса.

**Список литературы:** 1. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев. – М.: Недра, 1988. – 63 с. 2. Нурелдин М.Б. Снижение выбросов парниковых газов и преимущества улавливания CO<sub>2</sub> / М.Б. Нурелдин, А.С. Азери, С. Аль-Хашими // Нефтегазовые технологии. 2008 – № 4 – С.106 – 108 3. Смит Р. Основы интеграции тепловых процессов / Р. Смит, Й. Клемеш, Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев. – Харьков: Издательский центр НТУ «ХПИ», 2000. – 457 с. 4. Уильям Д. Леффлер. Переработка нефти / Уильям Д. Леффлер. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес». 2004. – 223 с. 5. Товажнянский Л.Л. Интеграция тепловых процессов на установке первичной переработки нефти АВТ А12/2 при работе в зимнее время / Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев, С.А. Болдырев, М.В. Тарновский // Теорет. основы хим. технологии. 2009. – Т. 43, – № 6. – С. 665–676. 6. Plesu V. Catalytic, reforming plant simulation for energy saving and rational use of hydrogen / Plesu V., Baetens D., Bumbac G. // 1<sup>th</sup> Conference on process integration, modeling and optimization for energy saving and pollution reduction. PRES'01. Chemical engineering translations, 2001. – Vol. 2. – p. 489–492. 7. Nordman R. New process integration methods for heat – saving retrofit projects in industrial systems / R. Nordman – Chalmers University of Technology. Goteborg, Sweden. 2005. – 77p.

Поступила в редколлегию 21.02.2013

УДК 658.28:665.63:338.44

**Экстракция данных для пинч-анализа процесса стабилизации нефти / Л. М. Ульев, М. А. Кержакова // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Інноваційні дослідження у наукових роботах студентів. – Х. : НТУ «ХПІ», 2013. – № 9 (983). – С. 98–103. – Бібліогр.: 7 назв.**

У даній статті наводиться короткий опис технологічного процесу стабілізації нафти. Визначено технологічні потоки і наведено їх основні характеристики. Складена таблиця поточкових даних і побудована сіткова діаграма існуючого процесу.

**Ключові слова:** стабілізація нафти, сіткова діаграма, потокова таблиця, утиліти.

This article provides a brief description of the process of stabilization of oil. Process streams have been identified, their main characteristics were given. Stream table was compiled, and grid diagram of the existing process were build.

**Keywords:** oil stabilization, stream table, grid diagram, utilities.