

Оптимизация системы теплообмена установки гидроочистки бензиновой фракции

Л. В. Таранова*, Г. П. Клевцов, А. Г. Мозырев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**taranova1v@tyuiu.ru*

Аннотация. В данной статье рассматриваются основные направления повышения энергоэффективности производств по переработке углеводородного сырья на примере установки каталитического риформинга. Путем анализа теплотехнологической схемы секции гидроочистки выявлен потенциал энергосбережения и предложены варианты модернизации системы теплообмена узла стабилизации для повышения степени использования вторичных энергоресурсов и минимизации потерь тепла. На основе тепловых и экономических расчетов выбран более эффективный вариант с организацией ступенчатого теплообмена и использованием дистиллятного продукта для предварительного нагрева сырья, позволяющий более полно использовать потенциал собственных потоков. Предложенная оптимизация системы теплообмена узла стабилизации установки гидроочистки за счет вовлечения в теплообмен дистиллятного продукта обеспечит повышение степени рекуперации тепла с сокращением потерь тепла и затрат электроэнергии, уменьшение количества единиц теплообменного оборудования и более рациональное их использование.

Ключевые слова: энергосбережение, оптимизация теплообмена, установка гидроочистки

Для цитирования: Таранова, Л. В. Оптимизация системы теплообмена установки гидроочистки бензиновой фракции / Л. В. Таранова, Г. П. Клевцов, А. Г. Мозырев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-81-95 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 81–95.

Optimization of the heat exchange system of the gasoline fraction hydrotreating unit

Lyubov V. Taranova*, Georgii P. Klevtsov, Andrey G. Mozyrev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**taranova1v@tyuiu.ru*

Abstract. This article deals with the main trends of improving the energy efficiency of production facilities for processing hydrocarbon materials on the example of a catalytic reforming unit. By analyzing the heat-technological scheme of the hydrotreatment section, the potential for energy saving has been identified and options for upgrading the heat exchange system of the stabilization unit to increase the use of secondary energy resources and minimize heat losses have been proposed. Based on thermal and economic calculations, a more efficient option has been chosen with an arrangement of multistage heat exchange and use of distillate product for preheating raw materials, which allows more fully using the potential of its own streams. The proposed optimization of the heat exchange system of the stabilization unit of the hydrotreating plant by involving the distillate product in the heat exchange will provide an increase in the degree of heat recovery with a reduction in heat losses and electricity consumption, a reduction in the number of heat exchange equipment units and a more rational use of them.

Keywords: energy saving, heat exchange optimization, hydrotreating unit

For citation: Taranova, L. V., Klevtsov, G. P., & Mozyrev, A. G. (2022). Optimization of the heat exchange system of the gasoline fraction hydrotreating unit. Oil and Gas Studies, (1), pp. 81-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-81-95

Введение

В настоящее время проблема энерго- и ресурсосбережения (ЭРС) является одной из самых актуальных для отрасли по переработке углеводородного сырья. Это связано с ростом стоимости на теплоносители, удороожанием энергии и введением новых экологических требований. Сокращение энергопотребления приводит к снижению себестоимости конечной продукции за счет уменьшения в первую очередь эксплуатационных затрат, способствуя тем самым повышению рентабельности и экологичности производства.

На промышленный сектор приходится порядка 40 % потребления первичных энергоресурсов. По статистике на предприятиях по переработке нефти и газа получаемая тепловая энергия используется лишь на 23–26 %, а остальная часть не поддается рекуперации: 48–52 % уходит с охлаждающей водой или воздухом; 14–16 % теряется в атмосфере с дымовыми газами; 8–12 % рассеивается вследствие теплового излучения от горячих поверхностей технологического оборудования [1, 2]. В качестве причин недостаточно эффективного использования энергетических ресурсов можно отметить, в частности, использование устаревшего оборудования (в первую очередь теплообменного), зачастую неоптимизированной технологической схемы, а также недостаточное использование вторичных энергоресурсов технологических объектов.

На отечественных предприятиях по переработке углеводородного сырья удельные энергозатраты в настоящее время составляют порядка 0,135 т.у.т. (тонн условного топлива) на тонну переработанной нефти, что по данным [3] эквивалентно использованию для производства энергии 9,5 % нефти¹. При этом отмечено², что существующий уровень энергозатрат превышает лучшие показатели эффективных российских отраслевых

¹ ИТС 30-2017. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Переработка нефти [Электронный ресурс]. – Введ. 2018-05-01. – Москва: Бюро НДТ, 2017. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/555664731>.

² Там же.

производств на 25–30 % при доле затрат на энергообеспечение в структуре общих затрат на переработку нефти более 57 %. В то же время для передовых зарубежных производств с высокой глубиной переработки доля энергозатрат в общих эксплуатационных расходах оценивается на уровне 40 %. В этой связи в последнее время в отрасли активно внедряются энерго- и ресурсосберегающие мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности объектов в целом.

Для оценки уровня энергоэффективности, рекуперации тепла и его потерь применительно к предприятиям отрасли находят применение различные методы и подходы: энталпийный метод, пинч-анализ, эксергетический анализ, бенчмаркинговые исследования [4–6]. При этом для оценки энергоэффективности на нефтеперерабатывающих предприятиях активно используют сравнительные методы, в частности систему Solomon и методологию бенчмаркинга [7]. Методики позволяют осуществлять оценку и сравнение эффективности использования энергоресурсов и показатели энергоэффективности в пределах одного объекта или между аналогичными предприятиями по ряду показателей и индексов³ (в частности, индекс энергоемкости системы Solomon, индексы Ансельма, Нельсона и др. [8]).

В то же время, помимо сравнительных методов оценки, широко применяется пинч-анализ [9], используя который, можно оптимизировать процесс теплопередачи, минимизируя тем самым энергопотребление. Такой подход, основанный на термодинамическом анализе теплотехнологических систем и приближении к термодинамически обоснованным объемам потребления тепла, успешно используется для выработки путей повышения энергоэффективности в отрасли.

По данным исследователей, применение пинч-технологий может обеспечить снижение потребления энергоресурсов в целом на 30–50 % при малом сроке окупаемости; а применительно к нефтехимии экономия может составить порядка 40 % от потребляемого количества топлива [10]. К ключевым направлениям при реализации энергосберегающих мероприятий относят организацию межпоточного тепломассообмена применительно к системе в целом, то есть использование интегрированного подхода [11]. Применение методов теплоэнергетической интеграции на объектах нефте- и газопереработки позволяет добиться существенной экономии ресурсов и финансов за счет минимизации степени использования внешних энергоносителей, путем достижения максимальной рекуперации теплоты собственных потоков в рамках рассматриваемой энерготехнологической системы [12].

К основным направлениям повышения энергоэффективности производств по переработке углеводородного сырья можно отнести целый ряд мероприятий как технологического, так и технического плана. К ним относятся следующие [13]:

- максимальное вовлечение вторичных топливно-энергетических ресурсов в работу производственных объектов;
- максимальная рекуперация тепла;
- совершенствование режимов работы технологических установок;

³ РусЭнергоПроект: инженерно-аналитическая компания [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rusenergoproekt.com>.

- модернизация действующего и внедрение нового высокоэффективного энерго- и ресурсосберегающего оборудования;
- увеличение эффективности проведения процессов теплообмена;
- внедрение мероприятий по экономии электроэнергии и др.

При этом снижение удельного энергопотребления можно достичь как путем модернизации отдельных систем производства, установок и предприятий в целом, так и за счет совершенствования отдельных операций технологического процесса.

Пинч-технологии широко используются для анализа объектов переработки углеводородного сырья с обоснованием модернизационных мероприятий для решения задач энерго- и ресурсосбережения [14, 15], и этот метод считается одним из лучших для анализа систем теплообмена химической и нефтехимической отрасли.

Как известно, одним из ключевых процессов нефтегазопереработки является достаточно энергоемкий процесс разделения смесей углеводородов методом ректификации в связи с высокими затратами энергии на создание температурных режимов работы. Особенно это актуально при разделении смесей углеводородов с близкими температурами кипения. В частности, по данным [16], на реализацию процессов ректификации приходится до 30 % всех производственных энергозатрат, а в США более 3 % всей произведенной энергии расходуется на данную группу процессов.

К числу основных путей снижения энергозатрат на реализацию процесса ректификации можно отнести [17] повышение эффективности работы контактных устройств ректификационных колонн, оптимизацию технологических параметров процесса и режимов работы аппаратов, рекуперацию теплоты продуктов разделения, минимизацию потерь теплоты в окружающую среду, в том числе путем совершенствования термоизоляции колонн и т. п.

В последнее время рассматриваются также и другие нетрадиционные подходы для создания температурных режимов процессов ректификации, в частности, использование тепловых насосов различного принципа действия, абсорбционных холодильных машин, тепловых труб [18], что изменяет технологическое и аппаратурное оформление процессов.

В качестве цели данной работы определили решение вопросов энерго- и ресурсосбережения на примере секции гидроочистки бензиновой фракции установки каталитического риформинга. В качестве задач исследования выделены анализ материально-энергетических потоков и оборудования исследуемого объекта; выявление потенциала энергосбережения путем анализа теплотехнологической схемы; внесение и обоснование предложений по оптимизации системы теплообмена с выбором наиболее эффективного варианта модернизации.

Объект и методы исследования

Объектом исследования в работе является секция гидроочистки установки риформинга бензиновой фракции, предназначенная для подготовки сырья (фракция 85–180 °C) для секции каталитического риформинга. Основной процесс рассматриваемого объекта — преобразование и удаление вредных примесей из фракции: органических галогенидов, сероорганических, металлоорганических, нитро- и кислородных соединений; гидри-

рование олефинов [19–21]. Принципиальная схема секции представлена на рисунке 1.

В качестве методов исследования использованы системный подход и структурный анализ; анализ теплотехнологической схемы с элементами термодинамического анализа; моделирование с использованием ПО Aspen HYSYS®. Используя системный подход [22], осуществляли декомпозицию объекта с выделением и последующим анализом структурных единиц. Термодинамический анализ теплотехнологической схемы позволил оценить рекуперативноспособное количество энергии с выявлением проблемных с точки зрения энергосбережения мест и возможных путей оптимизации. Моделирование тепловых процессов в Aspen HYSYS позволяет учесть множество факторов при проведении расчетов и обосновании вносимых предложений [23].

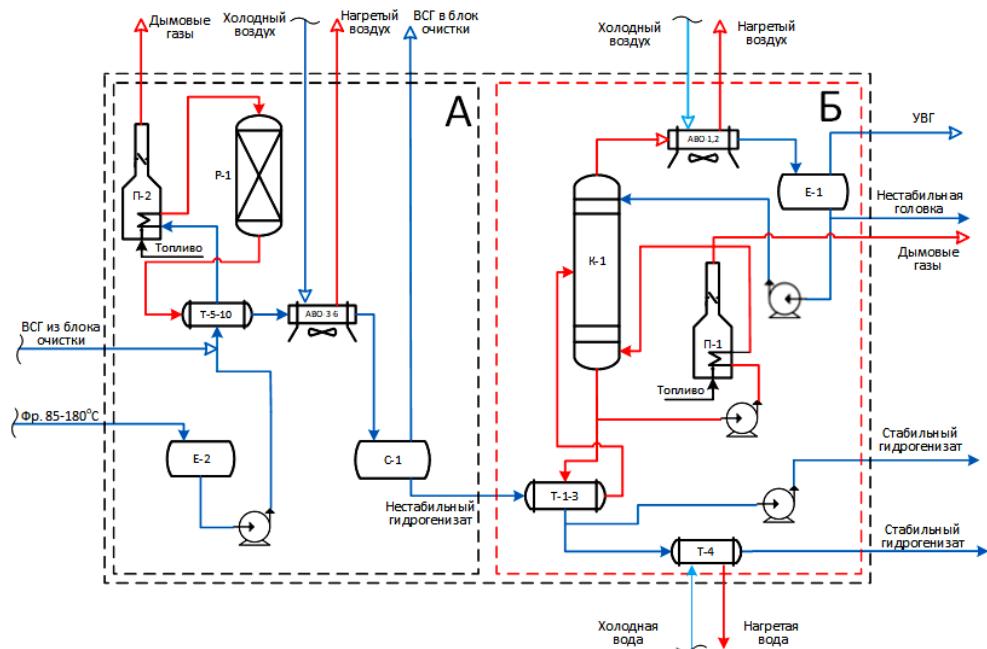


Рис. 1. Принципиальная схема секции гидроочистки установки катализитического риформинга бензиновой фракции

Решение задач ЭРС для сложных химико-технологических систем с позиций системного анализа целесообразно осуществлять поэтапно, поднимаясь от объектов более низких уровней иерархии к системе в целом. С учетом этого секция гидроочистки является, с одной стороны, подсистемой установки каталитического риформинга, с другой — сама может быть разбита на структурные единицы более низкого уровня.

В ходе анализа секции в ее составе выделены две структурные единицы (см. рис. 1): А — реакторная подсистема (реакционный узел) и Б — подсистема разделения на базе массообменных процессов (узел стабилизации). Система теплообмена секции включает теплообменники (Т-1-3, Т-5-10) с использованием потенциала собственных потоков установки; хо-

лодильники: воздушные (АВО-1,2, АВО-3-6) и водяной (Т-4) с привлечением сторонних хладагентов (воздух, вода) для обеспечения температур продуктовых потоков; а также трубчатые печи (П-1, П-2) для создания требуемых параметров высокотемпературных процессов.

Для предметного рассмотрения и детального анализа в данной работе выбрали одну из подсистем секции гидроочистки — узел стабилизации (см. рис. 1, 2), учитывая общность подходов для создания температурных режимов в узлах рассматриваемой секции и на установке в целом и, следовательно, возможность распространения подходов к решению задач ЭРС и на другие структурные единицы установки. Это будет являться задачей исследования на следующем этапе работы.

Узел стабилизации предназначен для отпарки продуктовой смеси реактора гидроочистки — нестабильного гидрогенизата (см. рис. 2, поток I) от нежелательных примесей (углеводородный газ, вода, сероводород и др.) с получением стабильного гидрогенизата и нестабильной головки. Основным аппаратом узла является колонна стабилизации К-1, работающая при следующих параметрах: температура куба 180–225 °C; температура верха 100–145 °C; давление 0,7–0,95 МПа. Сыре перед подачей в К-1 нагревается в теплообменниках Т-1-3 кубовым продуктом колонны. Температура острого орошения колонны поддерживается двумя аппаратами воздушного охлаждения — АВО-1,2. Поддержание температуры куба колонны осуществляется благодаря циркуляции части продукта через печь П-1.

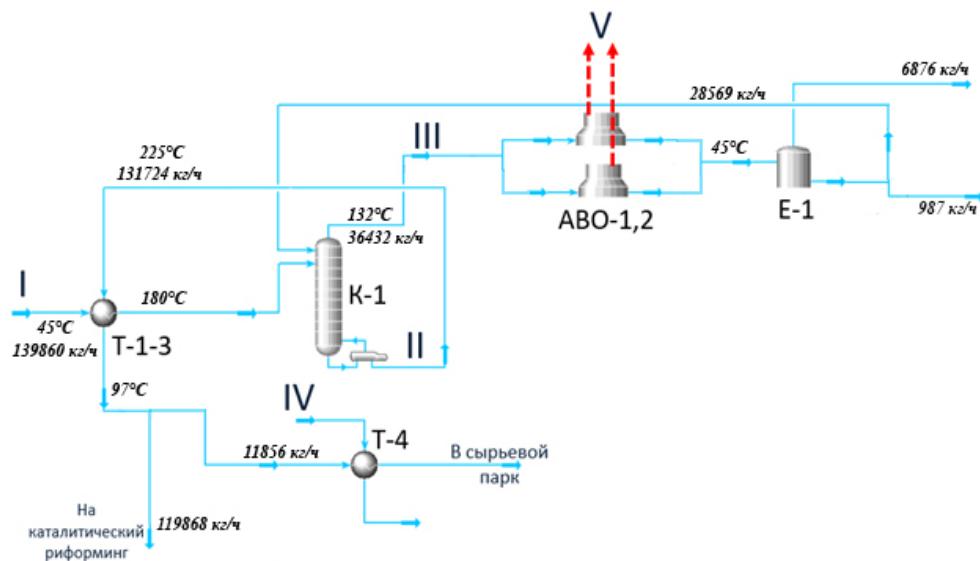


Рис. 2. Исходная схема узла стабилизации секции гидроочистки

Результаты

В ходе первичной обработки исходных данных выполнен анализ материально-энергетических потоков и теплообменного оборудования (табл. 1, 2). При этом потоки охарактеризованы как потенциально «горячие» и «холодные» с определением их теплофизических характеристик, а также с выделением собственных и сторонних (внешних) потоков.

При анализе теплотехнологической схемы рассматриваемого узла отмечено, что при организации теплообмена используется потенциал только кубового продукта — для нагрева нестабильного гидрогенизата, а тепло дистиллятного продукта (порядка 4 МВт) теряется, рассеиваясь в атмосферу от аппаратов воздушного охлаждения. Причем для работы АВО необходимы также затраты электроэнергии на нагнетание охлаждающего воздуха.

С учетом этого в работе рассмотрели возможность повышения степени использования потенциала дистиллятного продукта с минимизацией потерь тепла в атмосферу.

Таблица 1

Характеристика потоков узла стабилизации

Поз.	Поток	T _H , °C	T _K , °C	Тип потока
I	Нестабильный гидрогенизат (сырье)	45	180	Холодный, собственный
II	Стабильный гидрогенизат (кубовый продукт)	225	40	Горячий, собственный
III	Дистиллятный продукт	132	45	Горячий, собственный
IV	Охлаждающая вода	28	40	Холодный, внешний
V	Охлаждающий воздух	28	60	Холодный, внешний

Таблица 2

Характеристика теплообменного оборудования узла стабилизации

Поз.	Тип аппарата	Назначение	Рабочий поток	Теплоноситель
T-1-3	Кожухотрубчатый теплообменник	Нагрев сырьевого потока	I	II
T-4	Водяной холодильник	Охлаждение кубового продукта	II	IV
ABO-1,2	Аппарат воздушного охлаждения	Формирование орошения, охлаждение дистиллятного продукта	III	V
II-1	Трубчатая печь	Подвод тепла в куб колонны	II	Дымовые газы

В процессе решения задач энергосбережения предложены варианты оптимизации с организацией ступенчатого теплообмена в следующих направлениях:

- использование тепла части дистиллятного продукта для предварительного подогрева сырья с установкой дополнительного теплообменника;
- использование потенциала всего дистиллятного потока для предварительного подогрева сырья с установкой дополнительного теплообменника или с возможностью использования уже имеющегося оборудования.

Рассмотрим подробнее каждый из предложенных вариантов модернизации.

В первом случае предложено разделить дистиллятный продукт (III), балансовая часть которого конденсируется и охлаждается в АВО с целью

формирования орошения колонны К-1, а оставшаяся часть используется для предварительного нагрева сырьевого потока (I) в дополнительном теплообменнике Т-5 и затем выходит с установки в виде продукта — нестабильной головки. Принципиальная схема представлена на рисунке 3.

Тепловые расчеты для первого варианта модернизации показали возможность предварительного подогрева сырьевого потока за счет тепла дистиллятного продукта до 51 °С с установкой дополнительного теплообменного аппарата Т-5 с расчетной поверхностью теплообмена 49,9 м². При этом количество АВО для создания орошения не изменяется, но необходимая площадь теплообмена уменьшается на 14,8 %; соответственно, снижаются потери тепла от АВО и энергозатраты на обеспечение работы этих аппаратов.

Применение данного варианта обеспечит также снижение затрат на нагрев сырья кубовым остатком колонны (II) в аппаратах Т-1-3 с уменьшением расхода теплоносителя и требуемой поверхности согласно расчетам на 19,4 % без изменения количества теплообменников.

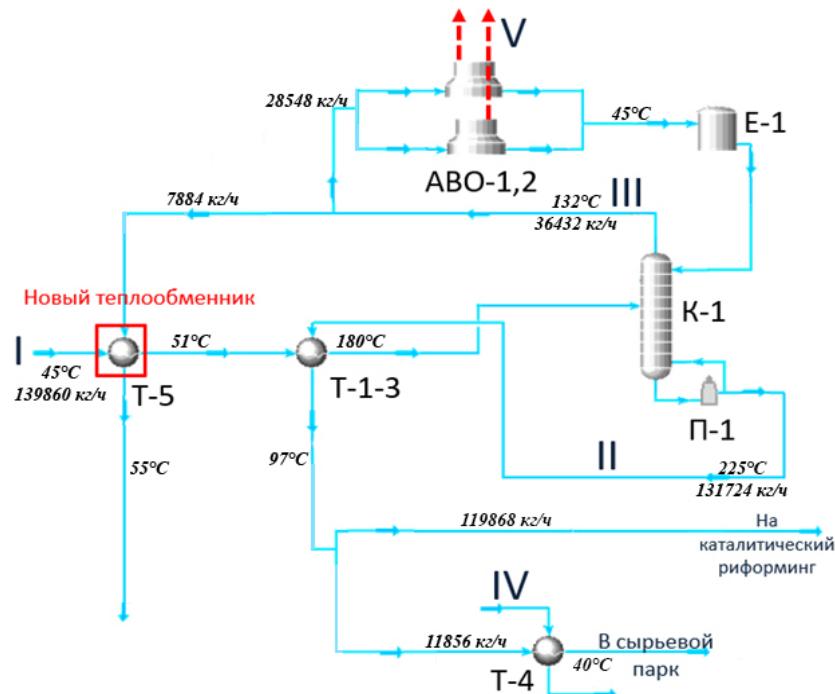


Рис. 3. Принципиальная схема узла стабилизации согласно первому варианту модернизации

Схема второго варианта модернизации представлена на рисунке 4. При этом потенциал дистиллятного потока (III) используется для предварительного нагрева сырьевого потока с установкой дополнительного теплообменника на линии сырья, а затем поток III дополнительно охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения для формирования орошения колонны стабилизации и обеспечения необходимых температурных параметров нестабильной головки.

Результаты расчетов для второго варианта модернизации показали возможность предварительного подогрева сырья на 43 °С (до 88 °С) за счет имеющегося потенциала дистиллятного продукта. Для реализации процесса с использованием данного подхода рассмотрены различные варианты аппаратурного оформления для аппарата Т-5 с применением кожухотрубчатого или пластинчатого теплообменника. Расчетная поверхность теплообмена в первом случае составила $F_1 = 227 \text{ м}^2$, а при использовании более эффективного пластинчатого аппарата площадь теплообмена снижается до 97 м^2 .

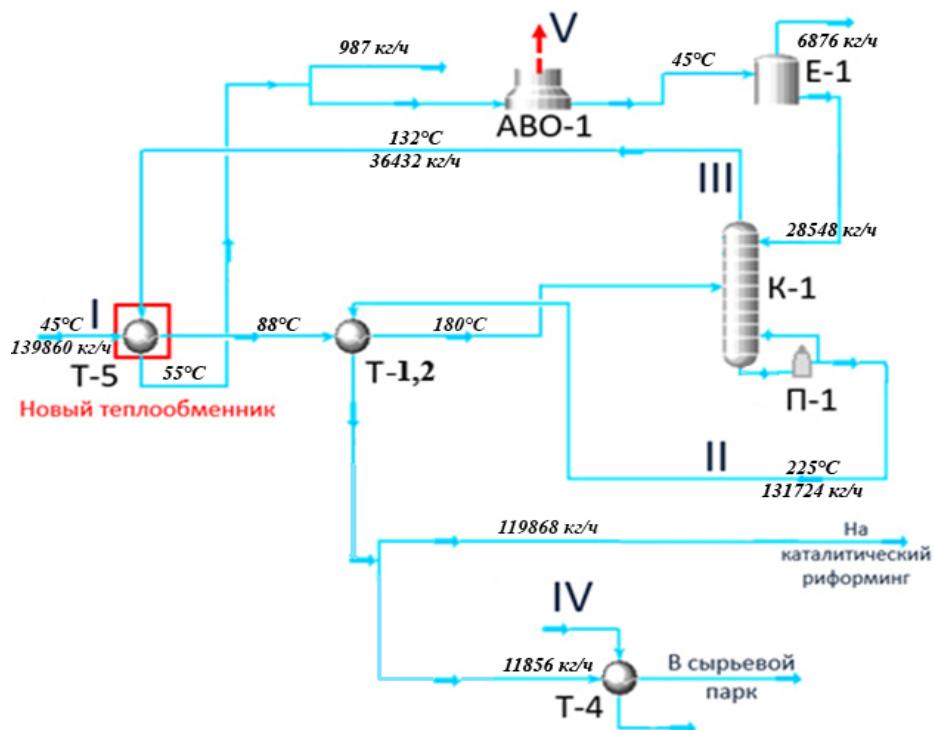


Рис. 4. Принципиальная схема узла стабилизации согласно второму варианту модернизации

Реализация предварительного нагрева сырья потоком III снизит тепловую нагрузку на имеющиеся аппараты Т-1-3 с уменьшением необходимой площади теплообмена на второй ступени нагрева на 44,6 %, что в свою очередь обеспечит возможность уменьшения количества имеющихся теплообменников на этой стадии на единицу с запасом по поверхности теплообмена порядка 20 %. В этом случае появляется возможность использования одного из освободившихся аппаратов связки Т-1-3 с поверхностью $F = 213 \text{ м}^2$ на стадии предварительного нагрева без введения в состав узла нового аппарата Т-5, что существенно снижает затраты на модернизацию. Применение данного аппарата на первой ступени обеспечит нагрев сырья до 85,5 °С.

Осуществление предлагаемого варианта обеспечит также снижение энергозатрат на дополнительное охлаждение дистиллятного продукта в АБО для создания температурного режима по потоку орошения с умень-

шением требуемой поверхности аппаратов воздушного охлаждения до 1 050 м² (снижение на 83,3 %). Это позволяет использовать в схеме только один аппарат из связки АВО-1,2 или установить аппарат с меньшей площадью теплообмена. Ожидаемый результат при этом — сокращение энергозатрат для обеспечения работы АВО и существенное снижение потерь тепла в атмосферу (с потоком V).

Обсуждение

При сравнении предложенных вариантов обращает на себя внимание преимущество второго варианта модернизации по всем ключевым показателям за счет повышения степени использования энергетического потенциала дистиллятного продукта.

За счет вовлечения в теплообмен дистиллятного продукта колонны и организации ступенчатого теплообмена можно получить следующие положительные эффекты:

- снижение удельных энергозатрат на нагрев сырья на 28,26 % — с 13,72 до 9,94 МВт;
- обеспечение рекуперации 3,78 МВт энергии дистиллятного потока (Q_{Π}), что составит 94,5 % от совокупного тепла данного потока;
- сокращение количества аппаратов воздушного охлаждения на одну единицу с возможностью снижения мощности электродвигателя до 10 МВт против 30 МВт в исходном варианте; снижение расхода хладагента — воздуха и, соответственно, потерь тепла;
- сокращение количества теплообменников на второй ступени нагрева сырья ($F_{2\text{ступень}}$) на единицу, что обеспечит возможность использования незадействованного при втором варианте аппарата группы Т-1-3 на стадии предварительного подогрева ($F_{1\text{ступень}}$).

Обобщенные сравнительные данные для рассмотренных вариантов модернизации системы теплообмена узла стабилизации приведены в таблице 3.

Таблица 3

Сравнение вариантов модернизации

Параметр	Базовый вариант	Вариант 1	Вариант 2	
			Кожухотрубчатый теплообменник	Пластинчатый теплообменник
Сокращение потерь тепла, %	0	3,64	28,26	
Q_{Π} , МВт	4,00	3,49	0,22	
$F_{1\text{ступень}}$, м ²	0	50	227	97
$F_{2\text{ступень}}$, м ²	639	515	354	
$F_{\text{АВО}}$, м ²	6 280	5 348	1 050	

При организации теплообмена на первой стадии помимо рассмотренного выше варианта возможны также следующие сценарии аппаратурного оформления: введение в технологический процесс дополнительного

аппарата — кожухотрубчатого теплообменника с поверхностью $F = 227 \text{ м}^2$ или пластинчатого теплообменника с поверхностью теплообмена $F = 97 \text{ м}^2$.

Недоиспользованный при ступенчатом подогреве сырья потенциал кубового продукта колонны можно будет использовать в секции риформинга рассматриваемой установки с сокращением затрат на создание температурных режимов этого технологического узла. Расчетами показано, что повышение температуры потока II при модернизации системы теплообмена позволит сэкономить 3,24 МВт энергии.

К возможным рискам, связанным с модернизацией технологической схемы по выбранному варианту, можно отнести следующие:

- производственные риски, связанные с убытком от остановки производства на время модернизационных работ;
- инвестиционные риски, связанные с возникновением непредвиденных финансовых расходов.

В связи с тем, что модернизационные работы заключаются лишь в переобвязке трубопроводов, риски имеют минимальный характер.

Для предложенных вариантов оптимизации теплообмена проведены ориентировочные экономические расчеты с оценкой периода возврата капитальных вложений. При этом в основных статьях затрат учитывали затраты на приобретение теплообменных аппаратов; затраты, связанные с установкой аппаратов (в том числе переобвязка трубопроводов); затраты на техническое обслуживание и ремонт аппаратов; затраты на электроэнергию (для двигателей АВО, насосов и т. д.). К числу основных статей экономии при модернизации отнесли: экономию электроэнергии, при сокращении количества АВО; экономию энергии на нагрев потока стабильного гидрогенизата в секции каталитического риформинга с учетом повышения его температуры после секции гидроочистки до 137°C .

Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее выгодным является использование одного из освободившихся кожухотрубчатых теплообменников связки Т-1-3 для предварительного нагрева сырья дистиллятным продуктом. При этом срок возврата капитальных вложений составит РР = 0,7 лет против 4,0 и 5,0 лет при введении в схему пластинчатого или нового кожухотрубчатого аппаратов соответственно.

Однако при реализации модернизационных предложений необходимо уточнение экономических расчетов и проработка рисков при внедрении предложений на действующих объектах, что является задачами следующих этапов исследования.

К числу задач следующего этапа относится также расширение ЭРС подходов для производственного объекта в целом. Проведение аналогичного анализа и расчетов для секции гидроочистки в целом и далее — для секции риформинга обеспечит в итоге возможность оптимизации системы теплообмена для установки каталитического риформинга в целом с повышением степени рекуперации тепла в границах объекта и минимизацией использования привлеченных сторонних потоков теплоносителей и сокращением нерациональных потерь тепла. А также — с решением вопросов повышения степени интеграции тепловых потоков в границах объектов более высоких уровней иерархии на основе пинч-анализа.

Выводы

Таким образом, предложенная оптимизация системы теплообмена узла стабилизации секции гидроочистки за счет ступенчатого нагрева сырья и вовлечения в теплообмен дистиллятного продукта обеспечит:

- снижение удельных энергозатрат на нагрев сырья более чем на 28 %;
- рекуперацию 3,78 МВт энергии дистиллятного потока и снижение потерь тепла на ту же величину;
- сокращение количества АВО на одну единицу и снижение затрат электроэнергии;
- сокращение количества теплообменников на одну единицу на второй ступени нагрева сырья.

Срок возврата капитальных вложений согласно выбранному варианту модернизации по предварительным расчетам составит 0,7 лет.

Список источников

1. Усманов, М. Р. Повышение производительности и эффективности эксплуатации производственных активов : технологическая поддержка предприятий нефтепереработки, нефтехимии и газопереработки / М. Р. Усманов, И. Б. Подвинцов, Р. Р. Гималетдинов. – Санкт-Петербург : Питер, 2018. – 299 с. – Текст : непосредственный.
2. Рудин, М. Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М. Г. Рудин, В. Е. Сомов, А. С. Фомин ; под редакцией М. Г. Рудина ; КИНЕФ. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва : ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 332 с. – Текст : непосредственный.
3. Абросимов, А. А. Экология переработки углеводородных систем : учебник / А. А. Абросимов. – Москва : Химия, 2002. – 608 с. – Текст : непосредственный.
4. Лахов, Ю. А. Определение показателей энергоэффективности нефтеперерабатывающего предприятия / Ю. А. Лахов. – Текст : непосредственный // Актуальные аспекты современной науки : сборник материалов VI международной научно-практической конференции, Липецк, 28 ноября 2014 года / Отв. ред. Е. М. Мосолова. – Липецк : ООО «Радуши», 2014. – С. 152–164.
5. Шперук, Л. М. Пинч-анализ как инструмент достижения энергоэффективности / Л. М. Шперук. – Текст : непосредственный // Успехи в химии и химической технологии. – 2018. – Т. 32, № 8 (204). – С. 12–14.
6. Юшкова, Е. А. Эксергетический пинч-анализ системы теплообмена в технологии переработки нефти / Е. А. Юшкова, В. А. Лебедев. – DOI 10.14529/power200101. – Текст : непосредственный // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия : Энергетика. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 5–11.
7. Гоголева, Л. В. Необходимость применения методики Solomon для оценки эффективности функционирования предприятий нефтегазохимического комплекса / Л. В. Гоголева. – Текст : непосредственный // Успехи в химии и химической технологии. – 2013. – Т. 27, № 9 (149). – С. 103–107.
8. Петкова, П. Г. Использование индексов Solomon и Нельсона для анализа эффективности нефтеперерабатывающих предприятий / П. Г. Петкова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова / Под редакцией А. Ю. Дмитриева. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – С. 1065–1066.
9. Булатов, И. С. Пинч-технология. Энергосбережение в промышленности / И. С. Булатов. – Санкт-Петербург : Страна, 2012. – 140 с. – Текст : непосредственный.
10. Жулаев, С. В. Пинч-анализ и оптимизация промышленных объектов / С. В. Жулаев. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 392–398. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/pinch-analiz-i-optimizaciya-promyshlennuyx-obektov>.
11. Современные аналитические подходы к энергосбережению. Интегрированный подход. Пинч-анализ. Луковичная модель / В. И. Коновалов, Т. Кудра, А. Н. Пахомов, А. Ю. Орлов. – Текст : непосредственный // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2008. – Т. 14, № 3. – С. 560–578.

12. 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 [и др.]. – Текст : непосредственный // Теоретические основы химической технологии. – 2009. – Т. 43, № 6. – С. 665–676.
13. Рыбкин, В. Оптимизация энергозатрат технологических процессов / В. Рыбкин, С. Ф. Жу, Б. П. Шихан. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 8. – С. 80–84.
14. Пинч-анализ схемы установки первичной переработки нефти / А. С. Хидиятулин, И. Ю. Гареева, Н. А. Руднев, А. Ю. Абызгильдин. – Текст: электронный // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2016. – № 3. – С. 183–197.
15. Koshcheeva, A. A. Efficiency increasing methods used for hydrocarbon processing facilities / A. A. Koshcheeva, L. V. Taranova, A. G. Mozyrev. – Text : electronic // AIP Conference proceedings. Physics, Technologies and Innovation (PTI-2019). – Vol. 2174. – URL: <https://doi.org/10.1063/1.5134408>.
16. Повышение энергоэффективности нефтеперерабатывающих заводов / А. З. Миркин, Г. С. Яицких, Г. А. Сюняева, В. Г. Яицких. – Текст : непосредственный // Химическая техника. – 2014. – № 5. – С. 38–41.
17. Ясавеев, Х. Н. Модернизация установок переработки углеводородных смесей : монография / Х. Н. Ясавеев, А. Г. Лаптев, М. И. Фарахов. – Казань : Казанский государственный энергетический ун-т, 2004. – 305 с. – Текст : непосредственный.
18. Лебедев, Ю. Н. Модернизация установок переработки нефти с использованием энергосберегающих технологий / Ю. Н. Лебедев. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 2010. – № 4 (560). – С. 4–9.
19. Кожемякин, М. Ю. Гидроочистка дизельного топлива / М. Ю. Кожемякин, Е. И. Черкасова. – Текст : непосредственный // Вестник Технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 23. – С. 28–30.
20. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа : учебное пособие / С. А. Ахметов. – Уфа : Гилем, 2002. – 672 с. – Текст : непосредственный.
21. Ландау, М. В. Катализаторы на основе молибдена и вольфрама для процесса гидропереработки нефтяного сырья / М. В. Ландау, Б. К. Нефедов, Л. Н. Алексеенко. – Москва : ЦНИИТЭнефтехим, 1985. – 80 с. – Текст : непосредственный.
22. Таранова, Л. В. Системный анализ процессов химической технологии и нефтегазопереработки : учебное пособие / Л. В. Таранова. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 96 с. – Текст : непосредственный.
23. Кузнецова, О. А. Моделирование установки переработки нефти в Aspen HYSYS V8 : монография / О. А. Кузнецова. – Москва – Берлин : Директ-Медиа, 2015. – 133 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Usmanov, M. R. Podvintsev, I. B., & Gimaletdinov, R. R. (2018). Povyshenie proizvoditel'nosti i effektivnosti ekspluatatsii proizvodstvennykh aktivov: tekhnologicheskaya podderzhka predpriyatiy neftepererabotki, neftekhimii i gazopererabotki. St. Petersburg, Peter Publ., 299 p. (In Russian).
2. Rudin, M. G., Somov, V. E., & Fomin, A. S. (2004). Karmannyy spravochnik neftepererabotchika. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, TSNIITEneftekhim Publ., 332 p. (In Russian).
3. Abrosimov, A. A. (2002). Ekologiya pererabotki uglevodorodnykh system. Moscow, Khimiya Publ., 2002, 608 p. (In Russian).
4. Lakhov, Yu. A. (2014). Opredelenie pokazateley energoeffektivnosti neftepererabatyvayushchego predpriyatiya. Aktual'nye aspekty sovremennoy nauki: cbornik materialov VI mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Lipetsk, November, 28, 2014. Lipetsk, RaDushi LLC, pp. 152-164. (In Russian).
5. Shperuk, L. M. (2018). Pinch analysis as a tool for achieving energy efficiency. Uspekhi v khimii i khimicheskoy tekhnologii, 32(8(204)), pp. 12-14. (In Russian).

6. Yushkova, E. A. & Lebedev, V. A. (2020). Heat exchange system analysis in the refining process. Bulletin of south Ural State University. Series: Power Engineering, 20(1), pp. 5-11. (In Russian). DOI: 10.14529/power200101
7. Gogoleva, L. V. (2013). Solomon technique use necessity for assessment of gas and petrochemical complex enterprises operating efficiency. Uspekhi v khimii i khimicheskoy tekhnologii, 27(9(149)), pp. 103-107. (In Russian).
8. Petkova, P. G. (2016). Ispol'zovanie indeksov Solomon i Nel'sona dlya analiza effektivnosti neftepererabatyvayushchikh predpriyatiy. Problemy geologii i osvoeniya nedor: trudy XX Mezhdunarodnogo simpoziuma studentov i molodykh uchenykh imeni akademika M. A. Usova. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., pp. 1065-1066. (In Russian).
9. Bulatov, I. S. (2012). Pinch-tehnologiya. Energosberezhenie v promyshlennosti. St. Petersburg, Strata Publ., 140 p. (In Russian).
10. Zhulaev, S. V. (2012). The pinch-analysis and optimization of industrial facilities. Neftegazovoye delo, (2), pp. 392-398. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/pinch-analiz-i-optimizaciya-promyshlennyx-obektov>
11. Konovalov, V. I., Kudra, T., Pakhomov, A. N., & Orlov, A. Yu. (2008). Present-day analytical approaches to energy-saving. Integrated approach. Pinch analysis. Onion model. Transactions TSTU, 14(3), pp. 560-578. (In Russian).
12. Tovazhnyanskii, L. L., Kapustenko, P.A., Ul'ev, L.M., Boldyrev, S.A., Arsen'eva, O. P., & Tarnovskii, M. V. (2009). Thermal process integration in the AVDU A12/2 crude distillation unit during winter operation. Theoretical Foundations of Chemical Engineering. (43(6)), pp. 906-917. (In English).
13. Rybkin, V., Zhu, F., & Shihan, B. P. (2009). Optimizatsiya energozatrat tekhnologicheskikh protsessov. Oil and Gas Territory, (8), pp. 80-84. (In Russian).
14. Hidiyatullin, A. S., Gareeva, I. Yu., Rudnev, N. A., & Abyzgildin, A. Yu. (2016). Pinch analysis scheme of primary oil processing. Open Journal Systems, (3), pp. 183-197. (In Russian).
15. Koshcheeva, A. A., Taranova, L. V., & Mozyrev, A. G. (2019). Efficiency increasing methods used for hydrocarbon processing facilities AIP Conference proceedings. Physics, Technologies and Innovation (PTI-2019). Vol. 2174. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1063/1.5134408>
16. Mirkin, A. Z., Yaitskikh, G. S., Syunyaeva, G. A., Yaitskikh, V. G. (2014). Povyshenie energoeffektivnosti neftepererabatyvayushchikh zavodov. Khimicheskaya tekhnika, (5), pp. 38-41. (In Russian).
17. Yasaveev, Kh. N., Laptev, A. G., & Farakhov, M. I. (2004). Modernizatsiya ustavov pererabotki uglevodorodnykh smesey. Kazan, Kazan State Power Engineering University Publ., 305 p. (In Russian).
18. Lebedev, Yu. N. (2010). Modernization of crude oil refining units using power-saving technologies. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 46(4), pp. 217-224. (In English).
19. Kozhemyakin, M. Yu., & Cherkasova, E. I. (2015). Gidroochistka dizel'nogo topliva. Vestnik Tekhnologicheskogo universiteta, 18(23), pp. 28-30. (In Russian).
20. Akhmetov, S. A. (2002). Tekhnologiya glubokoy pererabotki nefti i gaza. Ufa, Gilem Publ., 672 p. (In Russian).
21. Landau, M. V., Nefedov, B. K., & Alekseenko, L. N. (1985). Katalizatory na osnove molibdена i vol'frama dlya protsessa gidropererabotki neftyanogo syr'ya. Moscow, TSNIITEneftekhim Publ., 80 p. (In Russian).
22. Taranova, L. V. (2017). Sistemnyy analiz protsessov khimicheskoy tekhnologii i nefte-gazopererabotki. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 96 p. (In Russian).
23. Kuznetsov, O. A. (2015). Modelirovanie ustavok pererabotki nefti v Aspen HYSYS V8. Moscow - Berlin, Direkt-Media Publ., 133 p. (In Russian).

Информация об авторах

Таранова Любовь Викторовна, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, taranova1v@tyuiu.ru

Клевцов Георгий Петрович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Lyubov V. Taranova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, taranova1v@tyuiu.ru

Georgii P. Klevtsov, Student, Industrial University of Tyumen

Мозырев Андрей Геннадьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Andrey G. Mozyrev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 14.09.2021; одобрена после рецензирования 20.10.2021; принята к публикации 08.11.2021.

The article was submitted 14.09.2021; approved after reviewing 20.10.2021; accepted for publication 08.11.2021.