

УДК 665.6

Ш. С. Рахимжанова¹, А. А. Худайбердиев², Г. Н. Хакимова¹, В. С. Францкевич³, Р. И. Ланкин³¹Ташкентский химико-технологический институт (Республика Узбекистан)²Наманганский инженерно-технологический институт (Республика Узбекистан)³Белорусский государственный технологический университет**МЕТОДИКА УТОЧНЕННОГО РАСЧЕТА ПОВЕРХНОСТИ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ ТРУБЧАТОГО АППАРАТА ДЛЯ ПОДОГРЕВА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Исходя из текущего состояния ресурсной базы и растущих потребностей страны в нефтегазовых ресурсах, внедрения современных технологий поддержания и интенсификации добычи и переработки нефти и газа приоритетным является повышение энергоэффективности топливно-энергетического комплекса. В этом направлении разработана математическая модель процесса тепловой подготовки нефтегазоконденсатной смеси к перегонке, позволяющая определить энергетически оптимальную поверхность теплообмена аппаратов, приведены основные результаты расчетов оптимальных значений длины теплопередающих труб. Статья посвящена развитию методики оптимального расчета и проектирования аппаратов для тепловой подготовки (подогрева) углеводородного сырья к первичной перегонке на основе системного анализа и математического моделирования данного процесса. Сформулирована целевая функция критерия оптимальности в виде системы уравнений. Методика расчета поверхности теплопередачи трубчатых теплообменных аппаратов для подогрева углеводородов, основанного на анализе кривых распределения температуры нефтяного сырья по длине трубного пучка аппаратов, способствует выявлению резерва увеличения тепловой мощности аппаратов при заданной их производительности или же степени возможного уменьшения поверхности теплопередачи в стадии их проектирования. Одной из рекомендаций по повышению эффективности эксплуатируемых теплообменных аппаратов является увеличение их производительности, что приводит к удлинению длины активного участка подогрева сырья в трубах в среднем в два раза.

Ключевые слова: технологическая себестоимость, нефтегазоконденсатная смесь, топливная фракция, нефтепереработка, моделирование, оптимизация, энергоэффективность.

Для цитирования: Рахимжанова Ш. С., Худайбердиев А. А., Хакимова Г. Н., Францкевич В. С., Ланкин Р. И. Методика уточненного расчета поверхности теплопередачи трубчатого аппарата для подогрева углеводородного сырья // Труды БГТУ. Сер. 2, Химические технологии, биотехнологии, геоэкология. 2024. № 2 (283). С. 43–49.

DOI: 10.52065/2520-2669-2024-283-6.

Sh. S. Rakhimzhanova¹, A. A. Hudayberdiyev², G. N. Hakimova¹, V. S. Frantskevich³, R. I. Lankin³¹Tashkent Institute of Chemical Technology (Republic of Uzbekistan)²Namangan Institute of Engineering and Technology (Republic of Uzbekistan)³Belarusian State Technological University**METHOD FOR REFINED CALCULATION OF THE HEAT TRANSFER SURFACE OF A TUBULAR DEVICE FOR HEATING HYDROCARBON RAW MATERIALS**

Based on the current state of the resource base and the country's growing needs for oil and gas resources, the introduction of modern technologies for maintaining and intensifying oil and gas production and processing, the priority is to increase the energy efficiency of the fuel and energy complex. In this direction, a mathematical model of the process of thermal preparation of an oil-gas-condensate mixture for distillation has been developed, which makes it possible to determine the energetically optimal heat exchange surface of the apparatus, and the main results of calculations for determining the optimal lengths of heat transfer pipes are presented. The article is devoted to the development of a methodology for optimal calculation and design of devices for thermal preparation (heating) of hydrocarbon raw materials for primary distillation based on system analysis and mathematical modeling of this process. The objective function of the optimality criterion is formulated in the form of a system of equations. The method for calculating the heat transfer surface of tubular heat exchange devices for preheating hydrocarbons, based on the analysis of the temperature distribution curves of crude oil along the length of the tube bundle of the devices, helps to identify the reserve for increasing the thermal power of the devices at a given performance or the degree of possible reduction in the heat transfer surface in stage of their design. One of the recommendations for increasing the efficiency of operating heat exchangers is to increase their productivity, which leads to an average increase in the length of the active section of heating the raw materials in the tubes by a factor of two.

Keywords: technological cost, oil and gas condensate mixture, fuel fraction, oil refining, modeling, optimization, energy efficiency.

For citation: Rakhimzhanova Sh. S., Hudayberdyev A. A., Hakimova G. N., Frantskevich V. S., Lankin R. I. Method for refined calculation of the heat transfer surface of a tubular device for heating hydrocarbon raw materials. *Proceedings of BSTU, issue 2, Chemical Engineering, Biotechnologies, Geology*, 2024, no. 2 (283), pp. 43–49 (In Russian).

DOI: 10.52065/2520-2669-2024-283-6.

Введение. Основу современного подхода к разработке энергосберегающих технологий и аппаратов нефтепереработки составляет системный анализ [1, 2]. В соответствии с общей стратегией данного метода исследования задача оптимального расчета процессов и аппаратов подогрева нефтяного сырья рассматривается как сложная химико-технологическая система (ХТС). Такая задача решается во взаимосвязи с процессами перегонки сырья, конденсации паров фракций и охлаждения дистиллятов, протекающих в составных аппаратах нефтеперегонной установки, и направлена к единой цели – разработке компактной высокоэффективной технологической схемы установки атмосферной перегонки нефти. Одним из основных этапов решения данной задачи, несомненно, является разработка адекватной математической модели процесса, протекающего в трубчатых аппаратах трех этапов тепловой подготовки нефтяного сырья атмосферной нефтеперегонной установки НПЗ [3–6].

Основная часть. Методика. Используя методы системного анализа, нами произведена поблочная декомпозиция исследуемого процесса теплообмена на «элементарные» явления, протекающие в конструктивных зонах трубчатого теплообменника по траектории движения потока подогреваемой жидкости и распространения тепловой энергии [7].

На основании системного анализа процессов, протекающих внутри теплопередающих труб аппаратов, получена следующая математическая модель статики процесса подогрева [8], включающая в себя выражения изменения температуры сырья t по длине l горизонтальных труб (1) и показателей его физических и теплофизических свойств – плотности ρ (2) и теплоемкости c (3):

$$\frac{G \cdot d(ct)}{dl} = \alpha_2 \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot n \cdot (t_{\text{ст}} - t); \quad (1)$$

$$\rho_4^t = 1000 \cdot \rho_4^{20} - \frac{0,58}{\rho_4^{20}} \cdot (t - 20) - \frac{\left[t - 1200 \cdot (\rho_4^{20} - 0,68) \right]}{1000} \cdot (t - 20); \quad (2)$$

$$c = 1,5072 + \frac{T - 223}{100} \times (1,7182 - 1,5072 \cdot \rho_4^{20}); \quad (3)$$

$$t_2 \leq t_{\text{огр}}, \quad (4)$$

где G – расход сырья, определяется из материального баланса процесса перегонки, кг/с; c – теплоемкость сырья при его температуре t , Дж/(кг · К); α_2 – коэффициент теплоотдачи от стенки труб к нагреваемой жидкости, Вт/(м² · К); $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр теплопередающих труб, м; n – число труб в аппарате, шт.; $t_{\text{ст}}$ – температура внутренней поверхности стенки труб, °С; ρ_4^t – плотность сырья при t , кг/м³; ρ_4^{20} – плотность сырья при 20°С кг/м³; $T = t + 273,15$, К; t_2 – температура нагретого в аппарате сырья, °С; $t_{\text{огр}}$ – технологическое ограничение к величине t_2 .

Полученная модель статики процесса подогрева углеводородного сырья позволяет исследовать характер непрерывного распределения его температуры по длине труб теплообменных аппаратов, спроектировать аппараты с оптимальной поверхностью теплопередачи и анализировать степень эффективности работы эксплуатируемых в НПЗ аппаратов при заданных технологических параметрах нефтеперегонной установки.

Уравнение (1) характеризует изменения температуры нефтяного сырья t по длине горизонтальных труб l при известных значениях конструктивно-технологических параметров теплообменников – G , $d_{\text{вн}}$, l и n . Температура подогреваемого сырья t зависит от давления греющего теплоносителя (дистиллятов фракций в паровом или жидком состоянии) в аппарате p , а ее значения на выходе из аппарата t_2 принимают в соответствии с требованиями технологического регламента работы нефтеперегонной установки НПЗ. Температура стенки трубок $t_{\text{ст}}$ зависит от температуры горячего теплоносителя (например, дистиллятов фракций в жидком или паровом состоянии).

Температурное изменение плотности углеводородного сырья при $t = 20–250$ °С определяется по уравнению (2) [4, 5]. Теплоемкость сырья, с учетом его температуры T и относительной плотности ρ_4^{20} , рассчитывается по формуле (3) [4, 5].

Предложенная модель статики процесса подогрева углеводородного сырья в трубчатом теплообменнике исследуется по следующему алгоритму.

1. Задаются численные значения конструктивно-технологических параметров процесса: внутренний диаметр $d_{\text{вн}}$ теплопередающих труб, их общее число n в аппарате, длина одной трубки l ; массовый расход подогреваемого сырья G , его плотность ρ_4^{20} , температура на входе в аппарат t_1 и на выходе из него t_2 ; технологические параметры

греющего теплоносителя (дистиллятов фракций) в межтрубном пространстве – давление p_d , расход G_d и его начальная t_{d1} и конечная t_{d2} температуры.

2. Используя опытные данные, задают значение плотности сырья ρ_4^{20} , его температуры t_1 на входе в аппарат при рабочем давлении P .

3. Подставляя значения t_1 и ρ_4^{20} в формулу (2), определяют плотность сырья ρ_4 .

4. При значениях параметров $T = t_1 + 273,15$ и ρ_4^{20} рассчитывают значения теплоемкости углеводородного сырья c .

5. Температуру стенки трубок $t_{ст}$ определяют в зависимости от температуры греющего теплоносителя (дистиллятов фракций) t_d и принимают равной $t_{ст2} = (t_d - 5)^\circ\text{C}$ [9].

6. Рассчитывают значения коэффициента теплоотдачи от стенки труб к нагреваемой жидкости α_2 ($\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$) по уточненной методике расчета [10], используя данные экспериментов, в зависимости от гидродинамического режима потока в трубном пространстве теплообменника.

7. Подставляя значения параметров c , $t_{ст}$, t_1 и α_2 в формулу (1), определяют соответствующую длину участка l_{j-1} теплообменных трубок, где $j = 1, 2, 3, \dots, n$.

8. Задается величина приращения температуры сырья $\Delta t = t_j - t_{j-1}$.

9. С учетом прироста температуры $t_j = t_{j-1} + \Delta t$, проверяя соблюдения условия ограничения по температуре сырья на выходе из теплообменника $t_j < t_{зд}$, производят повторный расчет по пунктам 2–8.

10. При заданных значениях рабочего давления в аппарате p расчет ведут до $t_j \leq t_{огр}$, обеспечивающей достижение регламентированной температуры подогрева сырья $t_j = t_{огр}$.

Описанный выше алгоритм позволит исследовать на компьютере изменения температуры подогреваемой жидкости по длине труб (трубного пучка) теплообменника.

При проектировании энергетически оптимальной конструкции трубчатого аппарата для подогрева нефтяного сырья, с учетом ограничений по производительности G и температуре подогреваемого сырья t_j , в качестве критерия оптимальности выбирается его минимальная теплопередающая поверхность F_{\min} :

$$R_{\text{опт}} \rightarrow \min F(d_{\text{вн}}, n, l), \quad (5)$$

при известных значениях диаметра $d_{\text{вн}}$, числа n и длины l трубок в аппарате.

Поскольку оптимальная поверхность аппарата $F_{\text{опт}} = \pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot n \cdot l_{\text{опт}}$, то при достижении $t_j = t_{\text{огт}}$ устанавливается оптимальная длина теплопередающих труб $l_{\text{опт}}$, соответствующая заданным значениям конструктивно-технологических параметров ($d_{\text{вн}}$, n , G , $t_{\text{огт}}$, P) теплообменника.

Результаты и их обсуждение. По разработанному выше алгоритму реализации предложенной математической модели исследована

статика процесса подогрева местной нефти и смесей нефти и газового конденсата (при различных соотношениях компонентов) теплом дистиллятов фракций в жидком и паровом состояниях, осуществляемого в промышленных трубчатых теплообменниках Бухарского НПЗ [11].

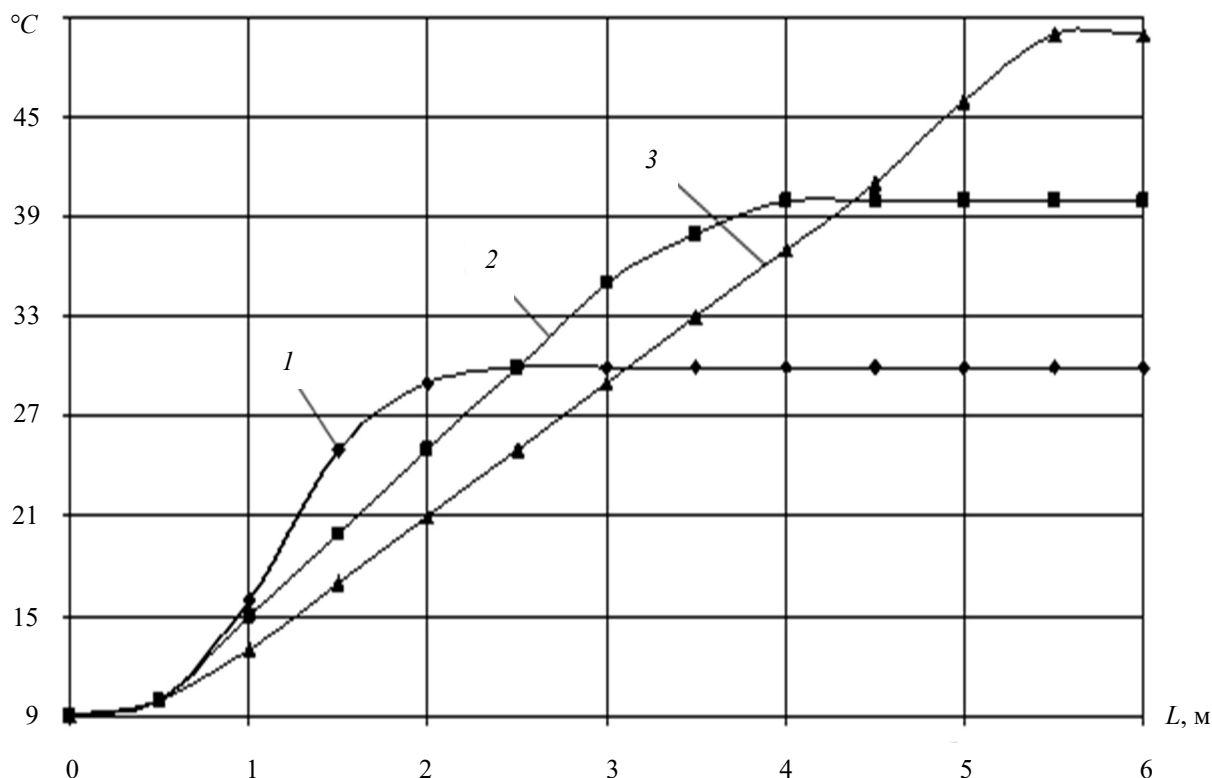
Ниже приведены результаты исследования статике процесса подогрева прямогонного газойля, используемого в качестве сырья для установки гидроочистки дизельного топлива Бухарского НПЗ [12]. Подогрев сырья в аппарате осуществляется потоком гидроочищенного дизельного топлива (продукта), подлежащего охлаждению. Используемый для этой цели теплообменник с 13Е07А имеет следующие конструктивные параметры: внутренний диаметр теплопередающих трубок $d_{\text{вн}} = 0,02$ м, общее их количество $n = 202$ шт. и длина одной трубки $L = 6$ м. Измеренная плотность нагреваемого сырья при 20°C равна $\rho_{20} = 780$ $\text{кг}/\text{м}^3$, а его теплоемкость составляет $c_{20} = 1921$ $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$.

Согласно технологическому регламенту [12] минимальная проектная производительность теплообменника по сырью составляет $V_{20} = 67$ $\text{м}^3/\text{ч}$. Сырье в аппарате подогревается от $t_{r1} = 9^\circ\text{C}$ до $t_{r2} = 28^\circ\text{C}$ (зимнее условие). При этом горячий поток продукта, подаваемый в межтрубное пространство аппарата, отдавая свое тепло сырью, охлаждается от $t_{dt1} = 99^\circ\text{C}$ до $t_{dt2} = 80^\circ\text{C}$. Среднее расчетное значение коэффициента теплоотдачи в аппарате $\alpha_2 = 202$ $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

По результатам исследования построена кривая распределения температуры газойля t по длине труб l теплообменника (рисунок) при расходе сырья 67 $\text{м}^3/\text{ч}$ (кривая 1).

Как видим, температура газойля плавно повышается с нарастающей скоростью с параболической закономерностью (до $l = 2$ м). В дальнейшем с уменьшением перепада температур между теплоносителями $\Delta t = t_{dt1} - t_{r2}$ темп изменения температуры газойля уменьшается и приобретает экспоненциальный вид. Из кривой распределения температуры прямогонного газойля (кривая 1) видно, что для достижения заданной температуры его подогрева $t_{r2} = 28^\circ\text{C}$ нужен участок теплопередающих трубок длиной $l = 1,67$ м, что составляет 28% от общей длины пучка труб ($l = 6$ м) аппарата. Это указывает на недостаточное использование тепловой мощности данного теплообменника. Основной процесс подогрева протекает в первой четверти участка рабочих трубок, что наводит на мысль о наличии возможности дальнейшего увеличения тепловой эффективности теплообменника 13Е07А.

С целью выявления возможности увеличения эффективности теплообменника расчет математической модели статике процесса был произведен для значений расхода газойля $100,5$ (среднее проектное) и 134 $\text{м}^3/\text{ч}$ (максимальное проектное), что в $1,5$ и $2,0$ раза превышает его минимальное значение.



Распределение температуры газойля t по длине пучка труб L теплообменника 13E07A при различной его объемной производительности V :
 $1 - 67 \text{ м}^3/\text{ч}$; $2 - 100,5 \text{ м}^3/\text{ч}$; $3 - 134 \text{ м}^3/\text{ч}$

Как видно из кривых 2 и 3 рисунка, отражающих результаты расчетов, длина активных участков подогрева газойля растянулась на 4 и 5,6 м при шестиметровой длине труб аппарата. При этом увеличение производительности теплообменника в 1,5 раза (до $100,5 \text{ м}^3/\text{ч}$) приводит к повышению температуры газойля от 9 до 39°C (против первоначального 28°C) при длине труб $l = 3,45 \text{ м}$ (кривая 2). Дальнейшее увеличение производительности теплообменника до $134 \text{ м}^3/\text{ч}$ способствует подъему температуры прямогонного газойля от 9 до 45°C . В этом случае необходимая длина теплообменных труб составляет $l = 5,6 \text{ м}$.

Анализ кривых распределения температуры сырья по длине трубного пучка показывает, что при заданной производительности теплообменника поверхность его теплопередачи может быть сокращена на 9–39%. Для повышения эффективности эксплуатации аппарата рекомендуется увеличить его производительность, что способствует растяжению длины участка активного подогрева сырья в трубках на 67–93%.

По предлагаемой выше методике уточненного расчета поверхности теплопередачи трубчатых аппаратов-подогревателей нами также исследована статика процессов подогрева нефтяного сырья в теплообменнике Т-3 установки ЭЛОУ-1 [11] и трубчатых аппаратов 10E-02 [12], 10E-03 [13, 14] и 10E-07 первого этапа тепловой

подготовки нефтегазоконденсатной смеси установки атмосферной перегонки Бухарского НПЗ.

В нижеследующей таблице приведены основные результаты расчетов по определению оптимальных значений поверхности теплопередачи $F_{\text{опт}}$ вышеперечисленных теплообменников. Расчеты выполнены с учетом данных технологического регламента установки атмосферной перегонки нефти предприятия и технических паспортов аппаратов. Последние снабжены теплопередающими трубками диаметром $d = 20/25 \text{ мм}$.

Данные таблицы показывают, что оптимальное значение $l_{\text{опт}}$, а соответственно и $F_{\text{опт}}$ рассматриваемых теплообменников зависит главным образом от их производительности G , температурного режима и величины $\Delta t_{\text{ср}}$.

Величина ΔF указывает, насколько можно сократить необходимую поверхность теплопередачи аппарата при заданной его производительности (в стадии проектирования) или же дополнительно увеличить его тепловую мощность (в стадии эксплуатации). Например, при трех режимах по производительности и $l = 6 \text{ м}$ запас поверхности нагрева теплообменника 13E07A составляет $\Delta F = 9\text{--}67\%$. Аппарат Т-3 при заданной производительности $G = 63 \text{ м}^3/\text{ч}$, имея рабочую длину трубного пучка $l = 7,77 \text{ м}$, обладает запасом поверхности теплообмена $\Delta F = 22,8\%$.

Результаты расчетов оптимальной теплопередающей поверхности $F_{\text{опт}}$ и оптимальной длины теплопередающих труб $l_{\text{опт}}$ отдельных теплообменников нефтеперегонной установки Бухарского НПЗ

| Марка аппарата | Расход сырья G , м ³ /ч или т/ч* | Температура, °С | | | | α_2 , Вт/м ² · К; или К, Вт/м ² · К | Поверхность теплообмена | | | |
|---|---|-----------------|-------|-----------------|-----------------|--|-------------------------|-----------------------------------|----------------|----------------------|
| | | сырья | | теплоносителя | | | F , м ² | $F_{\text{опт}}$, м ² | ΔF , % | $l_{\text{опт}}$, м |
| | | t_1 | t_2 | $t_{\text{д1}}$ | $t_{\text{д2}}$ | | | | | |
| 10Е07А ($l = 6$ м, $n = 202$ шт.) | 67 | 9 | 28 | 99 | 80 | 202 | 95,1 | 51,0 | 66,7 | 1,7 |
| | 100,5 | 9 | 39 | 99 | 80 | 202 | 95,1 | 102,0 | 33,3 | 4,0 |
| | 134 | 9 | 45 | 99 | 80 | 202 | 95,1 | 142,8 | 9,0 | 5,6 |
| Т-3 ($l = 7771$ мм, $n = 907$ шт.) | 63 (мин.) | 105 | 120 | 160 | 160 | 18,3 | 498 | 389,6 | 22,8 | 6,0 |
| | 109 (средн.) | 105 | 120 | 160 | 160 | 31,6 | – | – | 50 | 9,0 |
| | 147 (макс.) | 105 | 120 | 160 | 160 | 42,5 | – | – | 22,8 | 11,0 |
| 10Е-02 ($l = 4800$ мм, $n = 580$ шт.) | 105,5* | 25,6 | 49 | 148 | 148 | 526,4 | 197 | 221,9 | 102 | 2,0 |
| 10Е-03 ($l = 6000$ мм, $n = 1106$ шт.) | 105,5* | 49 | 96 | 165 | 152 | 238 | 468,8 | 445,6 | 58,3 | 2,5 |
| 10Е-04 ($l = 6000$ мм, $n = 644$ шт.) | 105,5* | 96 | 111,7 | 136,6 | 114,4 | 270 | 273 | 216,5 | 64,7 | 4,4 |
| 10Е-07 ($l = 6000$ мм, $n = 524$ шт.) | 105,5* | 126 | 142 | 171 | 167 | 662,5 | 222 | 135 | 135 | 3,0 |

Заключение. Таким образом, предложенная методика уточненного расчета поверхности теплопередачи трубчатых теплообменных аппаратов для подогрева углеводородов, основанного на анализе кривых распределения температуры нефтяного сырья по длине трубного пучка аппаратов, способствует выявлению резерва увеличения тепловой мощности аппаратов при заданной

их производительности или же степени возможного уменьшения поверхности теплопередачи в стадии их проектирования. Одной из рекомендаций по повышению эффективности эксплуатируемых теплообменных аппаратов является увеличение их производительности, что приводит к удлинению активного участка подогрева сырья в трубах в среднем в два раза.

Список литературы

1. Кафаров В. В., Дорохов И. Н. Системный анализ процессов химической технологии: основы стратегии: монография. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Юрайт, 2018. 499 с.
2. Артыков А. Компьютерные методы анализа и синтеза химико-технологических систем: учеб. для магистрантов технологических специальностей. Ташкент: Voris, 2012. 160 с.
3. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учеб. пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. СПб.: Недра, 2013. 544 с.
4. Технология переработки нефти. В 2 ч. Ч. I. Первичная переработка нефти / О. Ф. Глаголева [и др.]. М.: Химия, КолосС, 2006. 400 с.
5. Мановян А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учеб. пособие для вузов. 2-е изд. М.: Химия, 2001. 568 с.
6. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учеб. для вузов / А. И. Скоболо [и др.]. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. 677 с.
7. Худайбердиев А. А. Интенсификация подогрева нефтяного сырья: монография. Ташкент: Navroz, 2019. 213 с.
8. Hudayberdiev A. A. Study of the static of the process of heating hydrocarbon raw materials in tubular apparatus // Chemical technology. Control and management. 2019. No. 1 (85). P. 63–67.
9. Павлов К. Ф., Романков П. Г., Носков А. А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб. пособие для вузов / под ред. П. Г. Романкова. 10-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, 1987. 576 с.

10. Khudayberdiev A. A., Rakhimjanova Sh. S. Technique for refined calculation of heat exchange during condensation of vapors of fractions of oil and gas condensate mixture in the shell and pipe apparatus // *Scientific and technical journal of Namangan institute of engineering and technology*. 2021. Vol. 6, issue 4. P. 126–133.
11. Худайбердиев А. А. Анализ эффективности работы трубчатых теплообменников нефтепереработки // *Журнал нефти и газа Узбекистана*. 2019. № 2. С. 49–52.
12. Khudayberdiev A. A., Rakhimjanova Sh. S., Shomansurov F. F. Modelling and optimization of the process of heating an oil and gas condensate mixture by hydrocarbon heat carriers in a shell and tube apparatus // *Scientific and technical journal of Namangan institute of engineering and technology*. 2022. Vol. 7, issue 4. P. 113–122.
13. Оптимизация процесса подогрева нефтегазоконденсатной смеси парами нефти в теплообменнике-конденсаторе 10E-03 установки первичной перегонки нефти / А. А. Худайбердиев [и др.]. // *Universum: технические науки*. 2022. № 4 (97), ч. 10. С. 10–16.
14. Моделирование статистики процесса подогрева нефтегазоконденсатной смеси при конденсации паров нефти в горизонтальном кожухотрубчатом аппарате / А. А. Худайбердиев [и др.]. // *Universum: технические науки*. 2022. № 4 (97), ч. 10. С. 17–21.

References

1. Kafarov V. V., Dorokhov I. N. *Sistemnyy analiz protsessov khimicheskoy tekhnologii: osnovy strategii: monografiya* [System analysis of chemical technology processes: fundamentals of strategy: monograph]. Moscow, Yurayt Publ., 2018. 499 p. (In Russian).
2. Artykov A. *Komp'yuternye metody analiza i sinteza khimiko-tekhnologicheskikh sistem: uchebnik dlya magistrantov tekhnologicheskikh special'nostey* [Computer methods of analysis and synthesis of chemical technological systems: a textbook for undergraduates in technological specialties]. Tashkent, Voris Publ., 2012. 160 p. (In Russian).
3. Ahmetov S. A. *Tekhnologiya glubokoy pererabotki nefiti i gaza: uchebnoe posobie dlya vuzov* [Technology of deep oil and gas processing: textbook for universities]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2013. 544 p. (In Russian).
4. Glagoleva O. F., Kapustin V. M., Gyul'misaryan T. G., Chernysheva E. A., Rogachev S. G., Smirnova L. A., Yaushev T. P., Kozhevnikova Yu. V., Maslovskaya E. A. *Tekhnologiya pererabotki nefiti. V 2 chastyakh. Chast' I. Pervichnaya pererabotka nefiti* [Oil refining technology. In 2 parts. Part I. Primary oil processing]. Moscow, Khimiya Publ., 2006. 400 p. (In Russian).
5. Manovyan A. K. *Tekhnologiya pervichnoy pererabotki nefiti i prirodnogo gaza: uchebnoe posobie dlya vuzov* [Technology of primary processing of oil and natural gas: textbook for universities]. Moscow, Khimiya Publ., 2001. 568 p. (In Russian).
6. Skoblo A. I., Molokanov Yu. K., Vladimirov A. I., Shchelkunov V. A. *Processy i apparaty neftegazopererabotki i neftekhimii: uchebnik dlya vuzov* [Processes and apparatus of oil and gas refining and petrochemistry: textbook for universities]. Moscow, Nedra-Biznescentr Publ., 2001. 568 p. (In Russian).
7. Hudayberdiev A. A. *Intensifikatsiya podogreva neftyanogo syr'ya: monografiya* [Intensification of heating of oil raw materials: monograph]. Tashkent, Navroz Publ., 2019. 213 p. (In Russian).
8. Hudayberdiev A. A. Study of the static of the process of heating hydrocarbon raw materials in tubular apparatus. *Chemical technology. Control and management*, 2019, no. 1 (85), pp. 63–67.
9. Pavlov K. F., Romankov P. G., Noskov A. A. *Primery i zadachi po kursu protsessov i apparatov khimicheskoy tekhnologii: uchebnoe posobie dlya vuzov* [Examples and tasks on the course of processes and apparatuses of chemical technology: textbook for universities]. Leningrad, Khimiya Publ., 1987. 576 p. (In Russian).
10. Khudayberdiev A. A., Rakhimjanova Sh. S. Technique for refined calculation of heat exchange during condensation of vapors of fractions of oil and gas condensate mixture in the shell and pipe apparatus. *Scientific and technical journal of Namangan institute of engineering and technology*, 2021, vol. 6, issue 4, pp. 126–133.
11. Hudayberdiev A. A. Analysis of the efficiency of tubular heat exchangers in oil refining. *Zhurnal nefiti i gaza Uzbekistana* [Journal of oil and gas of Uzbekistan], 2019, no. 2, pp. 49–52 (In Russian).
12. Khudayberdiev A. A., Rakhimjanova Sh. S., Shomansurov F. F. Modelling and optimization of the process of heating an oil and gas condensate mixture by hydrocarbon heat carriers in a shell and tube apparatus. *Scientific and technical journal of Namangan institute of engineering and technology*, 2022, vol. 7, issue 4, pp. 113–122.
13. Khudayberdiev A. A., Artikov A., Rakhimzhanova Sh. S., Shomansurov F. F. Optimization of the process of heating an oil-gas-condensate mixture with naphtha vapor in the heat exchanger-condenser 10E-03 of a primary oil distillation installation. *Universum: tekhnicheskie nauki* [Universum: technical sciences], 2022, no. 4 (97), part 10, pp. 10–16 (In Russian).
14. Khudayberdiev A. A., Rakhimzhanova Sh. S., Shomansurov F. F., Shafatov N. F. Simulation of the statics of the process of heating an oil-gas-condensate mixture during condensation of naphtha vapor in a horizontal shell-and-tube apparatus. *Universum: tekhnicheskie nauki* [Universum: technical sciences], 2022, no. 4 (97), part 10, pp. 17–21 (In Russian).

Информация об авторах

Рахимжанова Шахноза Саиданваровна – преподаватель кафедры технологических машин и оборудования. Ташкентский химико-технологический институт (100011, г. Ташкент, ул. Навои, 32, Республика Узбекистан). E-mail: shaku.76@mail.ru

Худайбердиев Абсалом Абдуганиевич – доктор технических наук, профессор. Наманганский инженерно-технологический институт (160115, г. Наманган, ул. Касансай дом, 7, Республика Узбекистан). E-mail: jarayon@mail.ru

Хакимова Гулноз Нигмановна – кандидат технических наук, доцент, заведующая кафедрой технологических машин и оборудования. Ташкентский химико-технологический институт (100011, г. Ташкент, ул. Навои, 32, Республика Узбекистан). E-mail: hakimova_67@mail.ru

Францкевич Виталий Станиславович – кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой машин и аппаратов химических и силикатных производств. Белорусский государственный технологический университет (220006, г. Минск, ул. Свердлова, 13а, Республика Беларусь). E-mail: fvs_maxp@belstu.by

Ланкин Роман Игоревич – ассистент кафедры машин и аппаратов химических и силикатных производств. Белорусский государственный технологический университет (220006, г. Минск, ул. Свердлова, 13а, Республика Беларусь). E-mail: roman1471@icloud.com

Information about the authors

Rakhimzhanova Shakhnoza Saidanvarovna – Lecturer, the Department of Technological Machines and Equipment. Tashkent Institute of Chemical Technology (32, Navoi str., 100011, Tashkent, Republic of Uzbekistan). E-mail: shaku.76@mail.ru

Hudayberdiyev Absalom Abduganiyevich – DSc (Engineering), Professor. Namangan Institute of Engineering and Technology (7, Kasansaj dom str., 160115, Namangan, Republic of Uzbekistan). E-mail: jarayon@mail.ru

Hakimova Gulnoz Nigmanovna – PhD (Engineering), Associate Professor, Head of the Department of Technological Machines and Equipment. Tashkent Institute of Chemical Technology (32, Navoi str., 100011, Tashkent, Republic of Uzbekistan). E-mail: hakimova_67@mail.ru

Frantskevich Vitaliy Stanislavovich – PhD (Engineering), Associate Professor, Head of the Department of Machines and Apparatus for Chemical and Silicate Production. Belarusian State Technological University (13a, Sverdlova str., 220006, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: fvs_maxp@belstu.by

Lankin Roman Igorevich – Assistant Lecturer, the Department of Machines and Apparatus for Chemical and Silicate Production. Belarusian State Technological University (13a, Sverdlova str., Minsk, 220006, Republic of Belarus). E-mail: roman1471@icloud.com

Поступила 13.06.2024