

Список использованной литературы

1. Копырин А.А. и др. Жидкостная экстракция редкоземельных элементов: Учебное пособие. – СПб.: СПбГТИ(ТУ). 2007. 87 с.
2. Успехи в химии и технологии редкоземельных элементов; Под ред. Л. Айринга. – Москва: Металлургия. 1970. 488 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОДОГРЕВА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПАРАМИ ЛЕГКОЙ НАФТЫ В ТЕПЛООБМЕННОМ АППАРАТЕ 10E04

¹Рахимжанова Ш.С., ²Маназарова Х.И., Нодирхонова С.И.

¹Преподаватель Ташкентского химико-технологического института, Ташкент, Узбекистан.
E-mail: shaku.76@mail.ru. Тел.: +998909401863.

²Магистр 2 курса Ташкентского химико-технологического института, Ташкент, Узбекистан.
E-mail: manazarovahursida@gmail.com Тел.: +998978757567. ³Преподаватель Ташкентского химико-технологического института, Ташкент, Узбекистан. E-mail: nodirhonovasaida@gmail.ru . Тел.: +998903499330.

Для подогрева сырья в нефтеперегонной установке используются горячие технологические потоки, выходящие из ректификационной колонны - дистилляты топливных фракций и мазута [1-4]. Для подогрева углеводородного сырья на НПЗ в основном применяют трубчатые теплообменные аппараты [2;4;5;6].

В научной работе предложена методика оптимального расчёта и проектирования процесса подогрева местного углеводородного сырья (нефти, газового конденсата и их смесей) парами светлых фракций в трубчатых теплообменных аппаратах НПЗ, учитывающая температурные изменения показателей свойств сырья и углеводородного теплоносителя. Такое уточнение параметров процесса способствует разработке энергетически оптимальных конструкций теплообменных аппаратов, существенному снижению технологической себестоимости подогреваемого сырья за счет сокращения расхода тепла и электроэнергии, сокращению теплообменной поверхности на процесс, а также синтезу рациональных схем блока состоящего из 8 теплообменных аппаратов (10E-01÷10E08) для подогрева сырья нефтеперегонной установки Бухарского НПЗ.

Подогреваемое углеводородное сырье представляет собой рабочую смесь нефти (30%) и газового конденсата (70%). По регламенту нефтеперегонной установки НПЗ определены показания значений технологических режимов процесса подогрева нефтегазоконденсатной смеси с помощью промышленного трубчатого теплообменника-конденсатора 10E-04 (концентрация смеси, расход смеси и греющего теплоносителя - нефти, температура конденсации паров $t_{\text{кн}}$, исходной $t_{\text{вх}}$ и подогретой $t_{\text{вых}}$ смеси в аппарате), предельные значения показателей основных свойств смеси и теплоносителя (плотность, вязкость). Технологические ограничения к расчетам определялись требованиями стандартов предприятия на вырабатываемые нефтеперегонной установкой дистилляты топливных фракций общей нефти, прямогонного керосина и прямогонного дизельного топлива.

На основе анализа нагревания углеводородного сырья в теплообменных трубках аппаратов получена математическая модель статики данного процесса, которая включает в себя уравнения изменений температуры сырья t по длине горизонтальных труб l (1) и показателей его свойств - теплоемкости (2) и плотности (3) [7,8]:

$$\left\{ \begin{array}{l} G_o d(ct)/dl = \alpha_2 \pi d_{\text{вн}} n (t_{\text{ст}} - t), \\ \rho_4^t = 1000 \rho_4^{20} - \frac{0,58}{\rho_4^{20}} (t - 20) - \frac{[t - 1200(\rho_4^{20} - 0.68)]}{1000} \cdot (t - 20) \end{array} \right. ; \quad (1)$$

$$(2)$$

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

$$t \leq t_{\text{огр.}}$$

(4)

где G_o - расход сырья, определяемый из материального баланса процесса, кг/с; c - теплоемкость сырья при температуре t , Дж/(кг °C); $T = t + 273,15$ - температура сырья, К; α_2 - коэффициент теплоотдачи от стенки труб к нагреваемой жидкости, Вт/(м²·°C); $d_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр труб, м; n - число труб в аппарате, шт.; $t_{\text{ст}}$ - температура внутренней поверхности стенки труб, °C; ρ_4^{20} - плотность сырья, кг/м³.

Предложенная модель процесса (1-4) позволяет исследовать характер распределения параметров нагревания углеводородного сырья по длине теплопередающих труб l , спроектировать компактные аппараты с оптимальной теплопередающей поверхностью $F_{\text{оп}}$ ($F_{\text{оп}} = \pi d_{\text{вн}} n l_{\text{оп}}$) и анализировать степень эффективности работы эксплуатируемых на НПЗ трубчатых теплообменников при заданных параметрах технологического процесса.

При решении задачи оптимизации процесса подогрева углеводородного сырья определяют либо рациональные границы его технологических параметров или минимальную необходимую поверхность теплообмена, которая обеспечивает заданную производительность (тепловую мощность) G_o аппарата. Для выявления оптимальных границ режима подогрева нефтяного сырья теплом топливных фракций в качестве критерия оптимальности выбрана технологическая себестоимость подогретого сырья $C_{\text{т}}$, которая косвенно оценивает экономичность работы аппарата. Технологическая себестоимость продукции включает в себя затраты на сырьё, теплоносители, тепловой и электрической энергии, заработную плату обслуживающего персонала и другие расходы [7,8]. Поскольку нефть в ходе нагревания не подвергается технологической обработке, то ее стоимость C_o не зависит от режима работы теплообменника. Также надо учесть, что отходящие из ректификационной колонны установки горячие потоки фракций и мазута подлежат охлаждению до температуры их хранения [2-5]. Исходя из этого, для повышения тепловой эффективности нефтеперегонной установки, эти горячие потоки используются для последовательного многоступенчатого подогрева сырья в теплообменниках. Поэтому затраты, связанные с использованием тепла горячих потоков, не оказывают влияния на технологическую себестоимость $C_{\text{т}}$ подогретой смеси в аппаратах. Кроме этого, заработная плата технического персонала по обслуживанию теплообменников фиксированная и она также не зависит от интенсивности их эксплуатации. С учетом вышеописанных обстоятельств, затраты, связанные с покупкой сырья, теплоносителей и зарплата технического персонала в состав выражения критерия оптимальности исследуемого процесса не включаются.

Таким образом, целевая функция критерия оптимальности подогрева нефтегазоконденсатной смеси углеводородными теплоносителями в горизонтальном трубчатом аппарате 10E04 сформулирована как следующая система уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{уд}} = 1/G_o [C_{\text{э}} N_{\text{н}} + A_{\text{а}} F_{\text{а}} + A_{\text{н}} N_{\text{н}}]; \quad (5) \\ \rho_4^t = 1000 \rho_4^{20} - \frac{0,58}{\rho_4^{20}} (t - 20) - \frac{[t - 1200(\rho_4^{20} - 0,68)]}{1000} \cdot (t - 20); \quad (2) \\ c_p = 1,5072 + \frac{T - 223}{100} \times (1,7182 - 1,5072 \rho_4^{20}).; \quad (3) \\ N_{\text{н}} = (G_o \Delta P) / (1000 \rho \eta_{\text{н}}); \quad (6) \\ \Delta P = 0,5 v^2 \rho (\lambda n l / d_{\text{экр}} + \sum \phi); \quad (7) \\ F_{\text{а}} = G_o (c_{\text{вых}} t_{\text{вых}} - c_{\text{вх}} t_{\text{вх}}) / (K_{\text{кн}} \Delta t_{\text{ср}}); \quad (8) \\ A_{\text{а}} = (E_{\text{н}} I_{\text{т}}) / 24 T_{\text{н}} F; \quad (9) \\ A_{\text{н}} = (E_{\text{н}} I_{\text{н}}) / 24 T_{\text{н}} N; \quad (10) \end{array} \right.$$

Ограничения в области исследования целевой функции (5) устанавливаются по

температуре подогретой смеси на выходе теплообменника $t_{\text{вых}} \leq t_{\text{огр}}$ [7,8].

Решение вышеприведенной системы уравнений (2-10) сводится к выявлению оптимальных границ технологического режима подогрева нефтегазоконденсатной смеси в трубчатых теплообменниках, работающих в режиме эффективного и спользования тепла охлаждаемых потоков фракций.

Была исследована статика процесса подогрева нефтегазоконденсатной смеси, состоящей из 30 % нефти и 70 % газового конденсата, теплом конденсирующихся паров фракции общей нефти, выходящих из колонн предварительного фракционирования сырья и атмосферной ректификационной колонны установки первичной перегонки нефти Бухарского НПЗ. Используемый для подогрева рабочей смеси промышленный теплообменник-конденсатор 10Е-04 имеет следующие конструктивные параметры [13]: $d = 20/25$ мм, $l = 6,0$ м и $n = 644$ шт, а его поверхность теплопередачи по величине $d_{\text{вн}}$ составляет $F_{\text{вн1}} = 273$ м². Подогрев смеси в трубках данного аппарата исследован при следующих регламентированных значениях технологических параметров процесса [13;14]: $G_0 = 105508$ кг/ч, $\rho_{20} = 768$ кг/м³, $t_{\text{вх}} = 96,1^\circ\text{C}$, $t_{\text{вых}} = 111,7^\circ\text{C}$ и температура конденсации паров общей нефти в межтрубном пространстве аппарата $t_{\text{кн}} = 136,6$ оС. Расчетное значение коэффициента теплоотдачи от стенки труб к смеси составляет $\alpha_2 = 878$ Вт/(м²·К), а величина коэффициента теплопередачи в аппарате равна $K = 270$ Вт/(м²·К).

Таким образом, анализ результатов исследования на модели статике подогрева нефтегазоконденсатной смеси показал, что при регламентированной производительности аппарата $G_0 = 105508$ кг/ч и температуре смеси $111,7^\circ\text{C}$ эффективная длина теплопередающих труб кожухотрубчатого теплообменника-конденсатора 10Е-04 составляет $l_{\text{акт}} = 4,4$ метра, при котором оптимальная поверхность нагрева аппарата равняется $F_{\text{вн2}} = 220,2$ м². Сравнение величин $F_{\text{вн2}} = 220,2$ м² и $F_{\text{вн1}} = 273$ м² указывает на недостаточное использование тепловой мощности аппарата, а в технологическом плане - о наличии возможности дальнейшего двукратного увеличения.

Список использованной литературы:

1. Глаголева О.Ф., Капустин В.М., Гюльмисарян Т.Г. и др. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть I. Первичная переработка нефти/ Под ред. О.Ф. Глаголевой и В.М. Капустина. - М.: Химия, КолосС, 2006. - 400 с.
2. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учебное пособие для вузов. 2-е изд. - М.: Химия, 2001. - 568 с.
3. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учебник для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 677 с.
4. Ахметов С.А., Сериков Т.П., Кузеев И.Р., Баязитов И.М. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: учебное пособие/ Под ред. С.А. Ахметова. - СПб.: Недра, 2006. - 868 с.
5. <http://www.ecomet.ru/equipment/heat-exchangers>.
6. Худайбердиев А.А., Худайбердиев Аб.А. Анализ конструкции теплообменников нефтеперерабатывающих предприятий // Проблемы формирования и внедрения инновационных технологий в условиях глобализации: Сборник научных статей международной НПК. Часть II. - Ташкент, ТГТУ им. Беруни, 2010. - С.72-74.
7. Худайбердиев А.А. Интенсификация процесса подогрева нефтяного сырья. Монография. - Ташкент: Navroz, 2019. - 213 с.
8. Худайбердиев А.А., Рахимжанова Ш.С. Моделирование статике процесса подогрева нефтегазоконденсатной смеси при конденсации паров нефти в горизонтальном кожухотрубчатом аппарате // журнал Universum: технические науки. - Москва, 2022. - № 4(97). - С. 17-21.