

УДК 66.048

## Определение оптимальных параметров греющего пара на установках фракционирования нефти\*

М.А. САМБОРСКАЯ<sup>1</sup>, В.П. ГУСЕВ<sup>2</sup>, И.А. ГРЯЗНОВА<sup>3</sup>, А.В. ВОЛЬФ<sup>4</sup>

<sup>1</sup> 634050, РФ, г. Томск, пр. Ленина, 30, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, кандидат технических наук, доцент кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики. E-mail: sma@tpu.ru

<sup>2</sup> 634034, РФ, г. Томск, ул. Нахимова, 13/1, ООО «Холдинговая компания КЕМ-Ойл ГРУПП», ООО НПЦ «Ноосфера», кандидат технических наук, доцент кафедры общей химической технологии. E-mail: v.gusev@kemoil.ru

<sup>3</sup> 634050, РФ, г. Томск, пр. Ленина, 30, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, аспирант. E-mail: ingeborga@tpu.ru

<sup>4</sup> 634050, РФ, г. Томск, пр. Ленина, 30, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ассистент кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики. E-mail: awolf@tpu.ru

С целью увеличения отбора светлых нефтепродуктов из нефти в процессах фракционирования и снижения рисков возникновения негативных явлений при использовании перегретого водяного пара выполнен анализ устойчивости и оптимизация работы установок фракционирования углеводородного сырья при различных технологических параметрах и расходах перегретого пара. Разработаны математические модели установок с частичной интеграцией потоков и без нее в среде Aspen Hysys. Предложен алгоритм анализа устойчивости ректификационных установок фракционирования нефти на стационарных математических моделях. Поскольку неустойчивость работы установок может быть обусловлена образованием азеотропов воды с нефтепродуктами и возможной конденсацией пара в колонне, расчетным путем показано, что в исследованном интервале расходов пара данные явления исключены. Оценена параметрическая чувствительность выхода светлых фракций, тепловой нагрузки и нагрузки колонн по парам к возмущениям расхода греющего пара. Для обеих установок фракционирования нефти отмечено экстремальное поведение коэффициентов параметрической чувствительности в областях малых возмущений расхода водяного пара. Низкие абсолютные значения коэффициентов гарантируют устойчивую работу установок во всем диапазоне расходов перегретого пара, подаваемого в куб основной колонны. Сформирован критерий оптимизации. Целевая функция учитывает выход светлых нефтепродуктов и энергетические затраты на нужды фракционирования, такие как подготовка и конденсация пара. Расчетным путем определены экстремумы целевой функции в зависимости от параметров и расхода греющего пара. Выявлены оптимальные температуры и расходы перегретого водяного пара для каждой из установок, соответствующие максимумам целевой функции. Полученные результаты применены на практике.

\* Статья получена 06 февраля 2015 г.

**Ключевые слова:** фракционирование нефти, многокомпонентная система, перегретый водяной пар, устойчивость, параметрическая чувствительность, оптимизация, целевая функция оптимизации, интеграция потоков, азеотроп

DOI: 10.17212/1814-1196-2015-2-157-168

## ВВЕДЕНИЕ

Разделение нефти на фракции является головным процессом нефтепереработки, эффективность ректификации во многом определяет экономические показатели производства, интенсификация этого процесса является одной из наиболее актуальных задач рационального использования ресурсов.

Основными направлениями интенсификации являются увеличение глубины отбора светлых фракций из нефтяного сырья и уменьшение затрат энергии на фракционирование [1].

Применение водяного пара в процессе ректификации – эффективный и недорогой способ увеличения глубины переработки нефти [2, 3].

Использование перегретого водяного пара или нейтрального газа позволяет снизить температуры перегонки углеводородных систем, что предотвращает разложение недостаточно термостойких соединений. Использование перегретого пара позволяет создать паровой поток ниже секции ввода питания, что особенно полезно в тех случаях, когда затруднительно или практически невозможно оборудование колонны кипяtilьным устройством [4]. Кроме того, водяной пар взрывопожаробезопасен, его использование не требует дополнительного теплообменного оборудования, расход сравнительно просто регулируется.

Однако использование водяного пара может служить причиной ряда негативных последствий, которые зависят от количества подаваемого пара и параметров работы колонны. К ним относятся рост нагрузки по парам в аппаратах, рост энергозатрат на получение перегретого пара и его последующую конденсацию, возможную обводненность продуктов, в том числе и с образованием азеотропов углеводородов с водой [5, 6]. Следует учитывать возможную конденсацию водяных паров в колонне, что неизбежно приведет к нештатной ситуации.

## 1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для максимального увеличения отбора светлых дистиллятов и минимизации риска возникновения негативных явлений при использовании перегретого водяного пара в процессе перегонки углеводородного сырья необходим анализ устойчивости и оптимизация работы установки при различных расходах и физических параметрах перегретого пара.

Решение подобных задач осуществляют, как правило, с использованием математического моделирования. В работе [1] предложен подход, основанный на совместном моделировании колонной части и теплообменного оборудования. Преимущества моделирования технологических схем, использующих дополнительное оборудование, показаны в работе [7].

Механизмы процессов ректификации в присутствии перегретого водяного пара подробно описаны многими исследователями [8–12].

В работах [13–16] показаны преимущества математического моделирования процессов перегонки с греющим паром с использованием искусственных нейронных сетей.

## 2. АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ И ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ УСТАНОВОК ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТИ

Авторами данного исследования разработаны математические модели двух ректификационных установок с колоннами отбензинивания и подачи греющего пара, одна из которых имеет частично интегрированные потоки (рис. 1, 2).

Авторами был предложен алгоритм анализа устойчивости на стационарных математических моделях [17] и сформирован критерий оптимизации, включающий выходы целевых продуктов и энергозатраты на подготовку и конденсацию пара как функцию параметров и расхода пара.

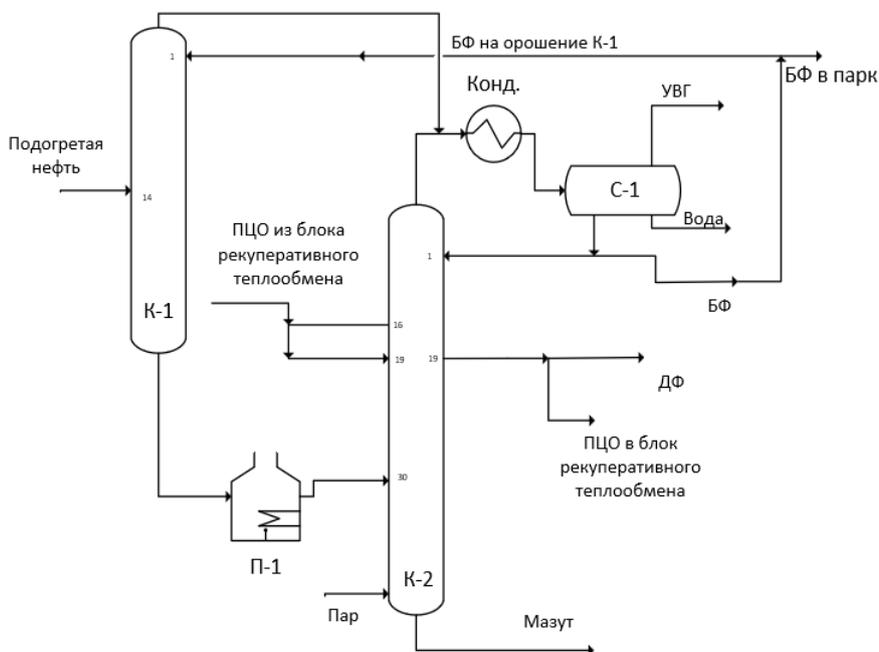


Рис. 1. Схема установки фракционирования нефти с частично интегрированными потоками:

К-1 – колонна отбензинивания нефти; К-2 – основная атмосферная колонна; П-1 – печь подгрева отбензиненного сырья; С-1 – сепаратор; Конд. – конденсатор; БФ – бензиновая фракция, ДФ – дизельная фракция, УВГ – углеводородные газы

Неустойчивость работы установок с подачей греющего пара может быть вызвана:

- образованием азеотропов с нефтепродуктами,
- возможной конденсацией воды в колонне,
- колебаниями расхода перегретого водяного пара,
- колебаниями расходов паров по колонне.

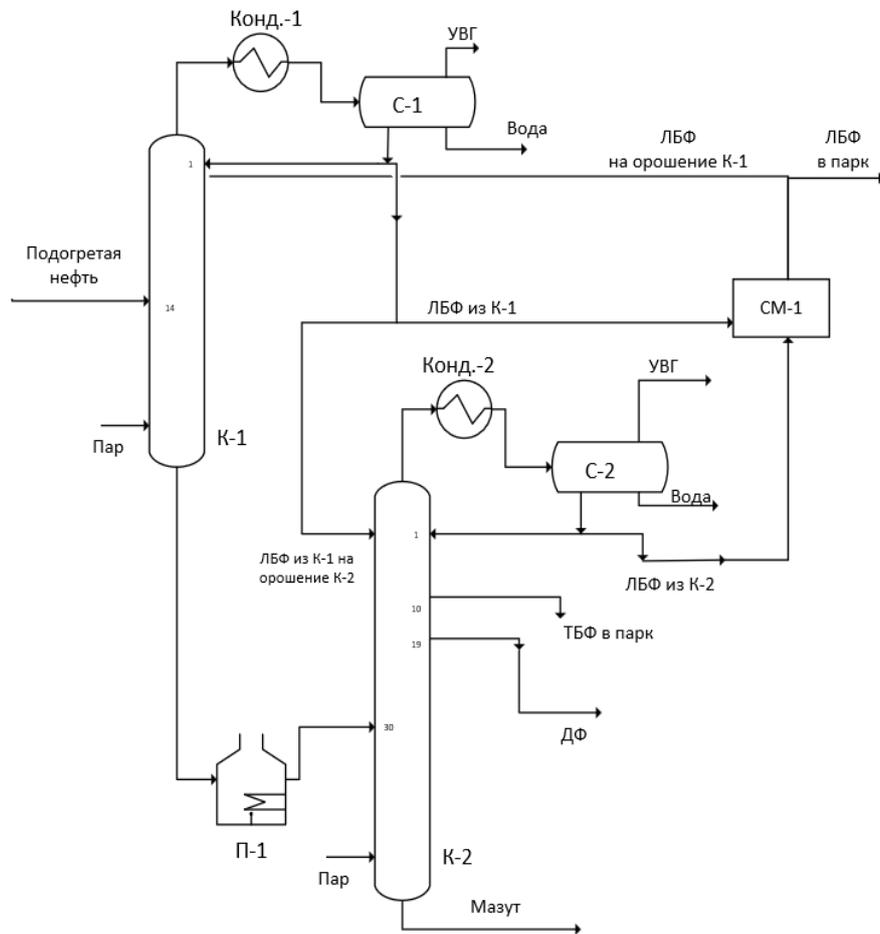


Рис. 2. Схема установки фракционирования нефти без интеграции материальных потоков:

К-1 – колонна отбензинивания нефти; К-2 – основная атмосферная колонна; С-1, С-2 – сепараторы; Конд.-1, Конд.-2 – конденсаторы, СМ-1 – смеситель; ЛБФ – легкая бензиновая фракция; ТБФ – тяжелая бензиновая фракция; ДФ – дизельная фракция

Авторами теоретически исследованы условия образования азеотропных смесей и возможности азеотропной ректификации нефти. Для этого псевдокомпонентам фракционируемого сырья поставлены в соответствие индивидуальные углеводороды, близкие по физико-химическим характеристикам, и найдены условия образования двойных и тройных азеотропов. Предварительные расчеты показали, что условия конденсации водяного пара в колонне и образование азеотропов углеводородов с водой для обеих исследованных установок при добавлении пара вплоть до 3 % масс. на сырье исключены. Это исключает дополнительный унос тяжелых углеводородов в верхние продукты колонны, обводнение нефтепродуктов, образование больших количеств загрязненных сточных вод.

Влияние колебаний расхода пара и нагрузки колонн по парам на устойчивость работы установки оценены посредством анализа параметрической чувствительности исследуемых установок.

Под чувствительностью выходной переменной  $y_i$  параметра  $p_j$  понимают величину  $S_{p_j}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial p_j}$ . Аналогично определяется чувствительность выходной переменной относительно изменений входных и управляющих переменных

$$S_{x_k}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial x_k}, \quad S_{u_l}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial u_l}.$$

В практике расчетов нашли применение нормированные коэффициенты чувствительности [18]:

$$S_{p_j}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial p_j} \frac{p_j}{y_i}, \quad S_{x_k}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial x_k} \frac{x_k}{y_i}, \quad S_{u_l}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial u_l} \frac{u_l}{y_i} \quad (1)$$

Для расчета коэффициента параметрической чувствительности на стационарных моделях необходимо перейти от частных производных к конечным разностям [19].

В данной работе в качестве возмущаемого параметра принят расход греющего пара в куб основной колонны, который варьировали от 0,8 до 2 % масс. на сырье с шагом 0,4. Возмущение расхода составило  $-1 \dots +3$  % на каждом шаге. В качестве целевых параметров приняты: выход дизельной фракции, суммарный выход бензиновых фракций, тепловая нагрузка на конденсатор основной колонны, нагрузка по парам основной колонны:

$$\begin{aligned} S_{G_{\text{п}}}^{G_{\text{б}}} &= \frac{\partial G_{\text{б}}}{\partial G_{\text{п}}} \frac{G_{\text{п}}}{G_{\text{б}}} \rightarrow \frac{\Delta G_{\text{б}}}{\Delta G_{\text{п}}} \frac{G_{\text{п}}}{G_{\text{б}}}, \\ S_{G_{\text{п}}}^{G_{\text{д}}} &= \frac{\partial G_{\text{д}}}{\partial G_{\text{п}}} \frac{G_{\text{п}}}{G_{\text{д}}} \rightarrow \frac{\Delta G_{\text{д}}}{\Delta G_{\text{п}}} \frac{G_{\text{п}}}{G_{\text{д}}}, \\ S_{G_{\text{п}}}^Q &= \frac{\partial Q}{\partial G_{\text{п}}} \frac{G_{\text{п}}}{Q} \rightarrow \frac{\Delta Q}{\Delta G_{\text{п}}} \frac{G_{\text{п}}}{Q}, \\ S_{G_{\text{п}}}^{Q_y} &= \frac{\partial Q_y}{\partial G_{\text{п}}} \frac{G_{\text{п}}}{Q_y} \rightarrow \frac{\Delta Q_y}{\Delta G_{\text{п}}} \frac{G_{\text{п}}}{Q_y}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $S$  – нормированный коэффициент параметрической чувствительности;  $G_{\text{б}}$  – выход бензиновых фракций, кг/ч;  $G_{\text{д}}$  – выход дизельных фракций, кг/ч;  $G_{\text{п}}$  – расход пара в куб основной колонны, кг/ч;  $Q$  – тепловая нагрузка на конденсатор, МВт;  $Q_y$  – нагрузка по парам основной колонны, кг/ч;

Результаты расчета по схеме с частично интегрированными потоками показали, что с ростом расхода пара в куб второй колонны происходит увеличение выхода светлых дистиллятов в основном за счет бензиновых фракций. При этом существенно растет нагрузка на конденсатор для обеих схем. Результаты представлены в табл. 1, 2.

Таблица 1

**Прирост выходов светлых фракций и нагрузки на конденсатор от увеличения расхода греющего пара в основную колонну установки с частично интегрированными потоками (см. рис. 1)**

Расход пара, % масс. на нефть	Прирост выхода дизельных фракций, % масс.	Прирост выхода бензиновых фракций, % масс.	Прирост нагрузки на конденсатор, %
1,2	0,0000	1,6447	6,2065
1,6	0,0001	3,1315	12,1628
2,0	0,0001	4,4968	17,9794

Таблица 2

**Прирост выходов светлых фракций и нагрузки на конденсатор от увеличения расхода греющего пара в основную колонну установки без интеграции потоков (см. рис. 2)**

Расход пара, % масс. на нефть	Прирост дизельных фракций, % масс.	Прирост выхода бензиновых фракций, % масс.	Прирост нагрузки на конденсатор, %
1,2	0,0267	1,4387	4,1338
1,6	0,0137	2,2585	7,3908
2,0	0,0014	2,9378	9,9811

Максимальный коэффициент параметрической чувствительности (тепловая нагрузка конденсатора) получен для схемы с частично интегрированными потоками (табл. 3) при расходе перегретого пара 1,2 % масс. на нефть. В целом данная схема обладает более высокой параметрической чувствительностью к возмущению расхода пара в исследованном диапазоне, что требует более точного регулирования.

Таблица 3

**Сводная таблица максимальных коэффициентов параметрической чувствительности для схем 1 и 2 (см. рис. 1, 2)**

Расход пара, % масс. на нефть	Макс. ПЧ по БФ		Макс. ПЧ по ДФ		Макс. ПЧ по Q		Макс. ПЧ по Q <sub>y</sub>	
	Схема 1	Схема 2	Схема 1	Схема 2	Схема 1	Схема 2	Схема 1	Схема 2
0,8	0,0755	0,040	0,0002	0,0066	0,1741	0,1033	0,6770	0,5982
1,2	0,0623	0,037	0,0002	0,0224	0,7928	0,1211	0,6808	0,4893
1,6	0,0652	0,030	0,0003	0,0061	0,2633	0,1134	0,6476	0,3696
1,8	0,0651	0,033	0,0004	0,0096	0,2455	0,1069	0,6532	0,2535

Наблюдаются экстремумы коэффициентов параметрической чувствительности выхода дизельных и бензиновых фракций, нагрузки на конденсатор и нагрузки по парам в области отклонений  $\pm 1\%$  от первоначального значения расхода пара. На рис. 3 представлен график зависимости параметрической чувствительности нагрузки на конденсатор от расхода пара в куб основной колонны, базовый расход пара 0,8 % масс. на нефть (255 кг/ч).

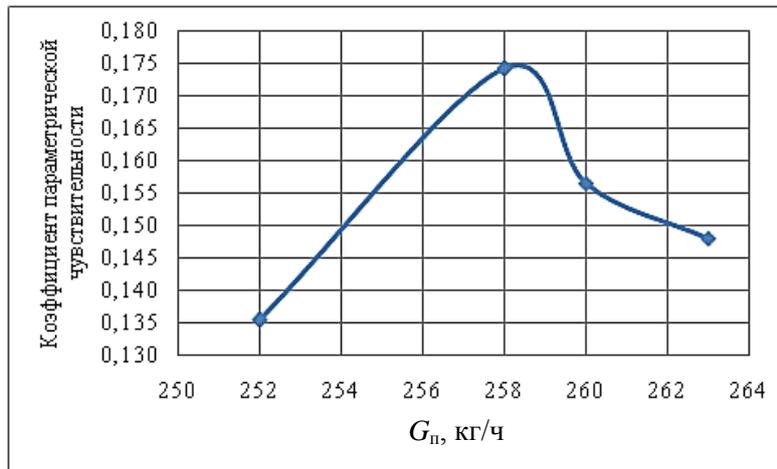


Рис. 3. График зависимости коэффициента параметрической чувствительности тепловой нагрузки конденсатора от расхода пара  $G_p$

Экстремальное поведение коэффициентов параметрической чувствительности в области малых возмущений расхода греющего пара отмечено для обеих установок.

Подобные закономерности наблюдаются во всем интервале анализируемых расходов, однако низкие абсолютные значения коэффициентов параметрической чувствительности гарантируют устойчивую работу установки при данных возмущениях.

На следующем этапе выполнена оптимизация работы установок, для чего сформирована целевая функция, учитывающая затраты энергии и выходы целевых фракций как функцию параметров и расхода греющего пара с ограничениями на показатели качества продуктов:

$$U = \frac{\sum \Delta(G_b + G_d)}{\sum \Delta Q} = f(G_p, T_p, P_p) \rightarrow \max \quad (3)$$

$$TKK \text{ (БФ)} \leq 150 \dots 155 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$T_{95 \% \text{ об. (ДФ)}} \leq 360 \dots 370 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где  $U$  – целевая функция;  $\sum \Delta(G_b + G_d)$  – суммарный прирост выхода светлых дистиллятов – бензиновых и дизельных фракций;  $\sum \Delta Q$  – суммарный прирост тепловой нагрузки на конденсатор;  $G_p$  – расход греющего пара, кг/час;  $T_p$  – температура перегретого пара,  $^\circ\text{C}$ ;  $P_p$  – давление перегретого пара, кПа.

### 3. РЕЗУЛЬТАТЫ

Поскольку на практике отсутствует возможность варьирования давления перегретого пара, в качестве основных параметров приняты температура и расход.

Вид целевой функции приведен на рис. 4 и 5.

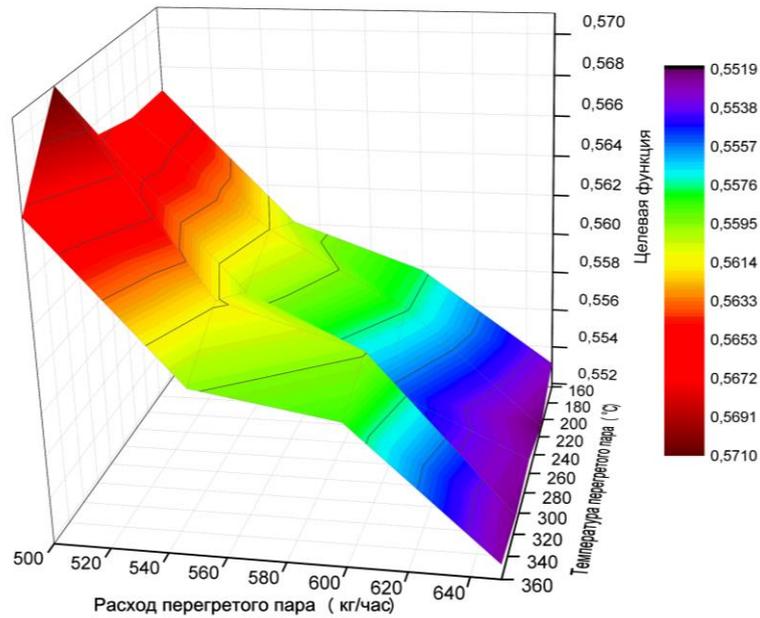


Рис. 4. Зависимость целевой функции от температуры и расхода перегретого пара для установки с частичной интеграцией потоков

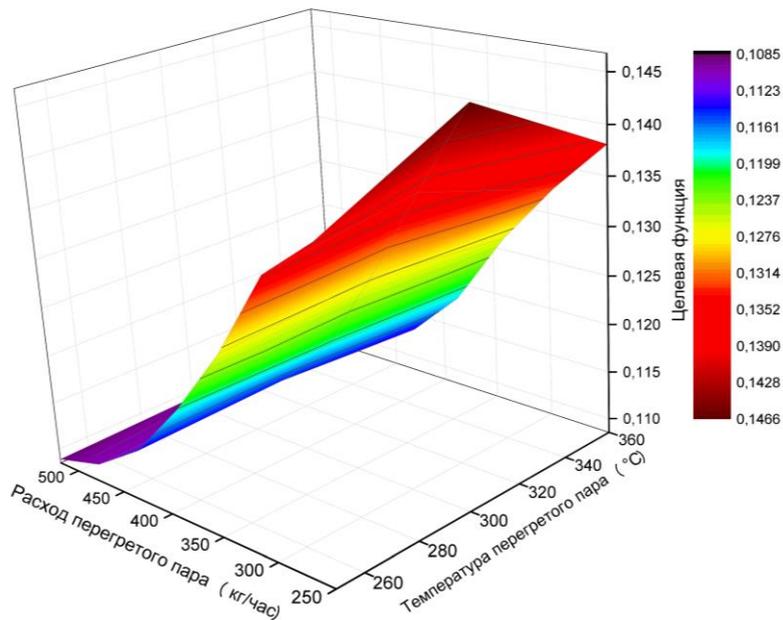


Рис. 5. Зависимость целевой функции от температуры и расхода перегретого пара для установки без интеграции потоков

Экстремумы (максимумы) целевой функции соответствуют оптимальным параметрам греющего пара.

Для установки с частичной интеграцией (рис. 4):

- температура перегретого пара около 310 °С, давление 420 кПа;
- расход перегретого пара в куб основной колонны составляет 1,2 % масс. на сырье.

Для установки без интеграции потоков (рис. 5):

- температура перегретого пара около 310 °С, давление 420 кПа;
- расход перегретого пара в куб основной колонны составляет 1,4 % масс. на сырье.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенного исследования оценены основные преимущества и недостатки использования водяного перегретого пара в процессе ректификации многокомпонентных углеводородных систем.

С помощью предварительных расчетов показано, что в исследованных интервалах расходов греющего пара исключена конденсация воды в колонне и образование азеотропных смесей углеводородов с водой.

Выполненный анализ устойчивости работы установок фракционирования нефти с частичной интеграцией потоков и без нее показал низкую параметрическую чувствительность установок к возмущениям расхода греющего пара. Параметрическая чувствительность несколько выше для схемы с частично интегрированными потоками.

Предложен вид целевой функции, учитывающей рост выхода светлых дистиллятов и затрат на подготовку и последующую конденсацию водяного пара как функцию расходов водяного пара и его параметров.

Выполнена оптимизация работы установки на математических моделях, результаты внедрены на производстве.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A new optimisation based retrofit approach for revamping an egyptian crude oil distillation unit / M. Gadalla, D. Kamel, F. Ashour, H.M. El din // *Energy Procedia*. – 2013. – Vol. 36. – P. 454–464. – doi: 10.1016/j.egypro.2013.07.051.
2. Exergy analysis of multi-stage crude distillation units / X. Li, C. Lin, L. Wang, H. Li // *Frontiers of Chemical Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 7, iss. 4. – P. 437–446. – doi: 10.1007/s11705-013-1349-y.
3. *Beychok M.R.* The design of sour water strippers // *Proceedings of Seventh World Petroleum Congress, Mexico City, Mexico, 2–9 April, 1967*. – Mexico City, 1967. – Vol. 9. – P. 313–332.
4. Способ перегонки нефти: патент 2394064 Российская Федерация, МПК С 10 G 7/00 / Р.И. Насибуллин; патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2008110245/04; заявл. 27.09.2009; опубл. 10.07.2010 Бюл. № 19. – 9 с.
5. Способ переработки нефти: патент 2125077 Российская Федерация, МПК С 10 G 7/00, С 10 G 7/04, С 10 G 33/04 / В.И. Нижегородцев, С.В. Нижегородцева, Т.В. Нижегородцева; патентообладатель Кооператив «Техпрогресс». – № 97107202/04; заявл. 06.05.1997; опубл. 20.01.1999.
6. *Левинтер М.Е., Ахметов С.А.* Глубокая переработка нефти. – М.: Химия, 1992. – 224 с.
7. *Benali T., Tondeur D., Jaubert J.N.* An improved crude oil atmospheric distillation process for energy integration: Pt. 2: New approach for energy saving by use of residual heat // *Applied Thermal Engineering*. – 2012. – Vol. 40. – P. 132–144. – doi: 10.1016/j.applthermaleng.2012.02.004.
8. *Prats M.* Thermal recovery. – Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. – 283 p. – (SPE Monograph Series; vol. 7).

9. *Farouq Ali S.M.* Heavy oil-evermore mobile // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2003. – Vol. 37, iss. 1–2. – P. 5–9. – doi: 10.1016/S0920-4105(02)00307-8.

10. Laboratory investigation of thermally-assisted gas-oil gravity drainage for secondary and tertiary oil recovery in fractured models / M. Nabipour, M. Escrochi, S. Ayatollahi, F. Boukadi, M. Wadhahi, R. Maamari, A. Bemani // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2007. – Vol. 55, iss. 1–2. – P. 74–82. – doi: 10.1016/j.petrol.2006.04.013.

11. Laboratory studies of oil recovery by steam injection / B.T. Willman, V.V. Valleroy, G.W. Runberg, A.J. Cornelius, L.W. Powers // *Journal of Petroleum Technology*. – 1961. – Vol. 13, iss. 7. – P. 681–690. – doi: 10.2118/1537-G-PA.

12. *Грязнова И.А., Вольф А.В., Самборская М.А.* Влияние параметров перегретого водяного пара на извлечение светлых нефтепродуктов // *Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулева, Томск, 26–29 мая 2014 г.: в 2 т.* – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 2. – С. 30–31.

13. Computer-aided chemical engineering. Vol. 6: Neural Networks for Chemical Engineers / ed. by A.B. Bulsari. – New York: Elsevier Science, 1995. – 680 p.

14. *Hagan M.T., Demuth H.B., Beale M.H.* Neural network design. Boston; Massachusetts: PWS Publishing, 1996. – 738 p.

15. Vapor-liquid equilibrium of difluoromethane + 1,1,1,2-tetrafluoroethane systems over a temperature range from 258.15 to 343.15 K / X. Cui, G. Chen, C. Li, X. Han // *Fluid Phase Equilib.* – Vol. 249, iss. 1–2. – P. 97–103. – doi: 10.1016/j.fluid.2006.09.017.

16. Bubble point pressure for binary mixtures of difluoromethane with pentafluoroethane and 1,1,1,2-tetrafluoroethane / T. Takagi, T. Sakura, T. Tsuji, M. Hongo // *Fluid Phase Equilib.* – 1999. – Vol. 162, iss. 1–2. – P. 171–179. – doi: 10.1016/S0378-3812(99)00174-0.

17. Анализ параметрической чувствительности колонны фракционирования нефти / М.А. Самборская, А.В. Вольф, А.В. Кравцов, В.В. Павлик // *Фундаментальные исследования*. – 2012. – № 6 (ч. 2). – С. 465–470.

18. Кафедра математического моделирования и оптимизации химико-технологических процессов СПбГТИ (ТУ): [официальный сайт]. – URL: <http://futurewings.ru/rus/> (дата обращения: 15.06.2015).

19. Параметрическая оптимизация интегрированных схем фракционирования нефти / М.А. Самборская, А.В. Вольф, И.А. Грязнова, Н.С. Вдовушкина // *Фундаментальные исследования*. – 2013. – № 8 (ч. 3). – С. 714–719.

*Самборская Марина Анатольевна*, кандидат технических наук, доцент кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета. Основное направление научных исследований – автоматизированное моделирование и проектирование многокомпонентных массообменных и совмещенных процессов, в частности вопросы динамического поведения систем, множественности и устойчивости стационарных состояний. Автор более 100 публикаций. E-mail: sma@tpu.ru

*Гусев Валерий Петрович*, кандидат технических наук, доцент кафедры общей химической технологии Национального исследовательского Томского политехнического университета. Основными направлениями научно-производственной деятельности являются исследования, связанные непосредственно с процессами и аппаратами не только химических технологий, но и других смежных отраслей, например горно-обогачительной, химико-фармацевтической, пищевой и других. Имеет более 100 публикаций. E-mail: v.gusev@kemoil.ru

*Грязнова Инга Андреевна*, магистр техники и технологии, аспирант кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета. Основные направления научных исследований: математическое моделирование массообменных процессов, химическая технология переработки углеводородного сырья. Имеет более 15 публикаций. E-mail: inga-borga@tpu.ru

*Вольф Андрей Викторович*, магистр техники и технологии, ассистент кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета. Основные направления научных исследований: математическое моделирование, интегрированные схемы многокомпонентной ректификации, химическая технология переработки углеводородного сырья. Имеет более 20 публикаций. E-mail: awolf@tpu.ru

**Optimum parameters determination of water steam oil distillation\***M.A. SAMBORSKAYA<sup>1</sup>, V.P. GUSEV<sup>2</sup>, I.A. GRYAZNOVA<sup>3</sup>, A.V. VOLFA<sup>4</sup>

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Prospekt, Tomsk, 634050, Russian Federation, PhD (Eng.), associate professor. E-mail: sma@tpu.ru

<sup>2</sup> Holding Company «KEM-OIL GROUP» ltd, RPC «Noospha» ltd, 13/1, Nakhimova St., Tomsk, 634034, Russian Federation, PhD (Eng.), associate professor. E-mail: v.gusev@kemoil.ru

<sup>3</sup> National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Prospekt, Tomsk, 634050, Russian Federation, postgraduate. E-mail: ingborga@tpu.ru

<sup>4</sup> National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Prospekt, Tomsk, 634050, Russian Federation, assistant professor. E-mail: awolf@tpu.ru

Analysis of crude oil distillation unit stability and operation optimization were performed to maximize light fraction yields and to reduce adverse event risks using a superheated water steam of different flow rates and technological parameters in processes of oil distillation. Mathematical models of crude oil distillation units with and without partially heat integration have been developed using Aspen Hysys. An algorithm of stability analysis using steady state mathematical models is proposed. The conditions of water-hydrocarbon azeotropes formation and possible water condensation on the trays have been theoretically investigated in the distillation columns to eliminate the operation instability of distillation units. Parametrical sensitivities of light fraction yields, of heat loads and steam loads on the trays to perturbations of the superheated steam flow rate are estimated. The extreme behavior of parametrical sensitivity coefficients to small perturbation of steam flow rates is observed for both distillation units. Small absolute values of these coefficients ensure stable unit operation throughout the range of superheated water steam flow rates fed to the cube of the main column. An optimization criterion based on the product yield and energy consumption for steam production and condensation is formed. Objective function extremes depending on physical parameters and steam flow rates are numerically determined. Optimal temperatures and water steam flow rates corresponding to the maxima of the objective function for both distillation units are defined. The results obtained have been put into practice.

**Keywords:** crude oil distillation unit, multicomponent system, superheated water steam, stability, parametrical sensitivity, optimization, objective function, stream integration, azeotrope

DOI: 10.17212/1814-1196-2015-2-157-168

**REFERENCES**

1. Gadalla M., Kamel D., Ashour F., El din H.M. A new optimisation based retrofit approach for revamping an egyptian crude oil distillation unit. *Energy Procedia*, 2013, vol. 36, pp. 454–464. doi: 10.1016/j.egypro.2013.07.051
2. Li X., Lin C., Wang L., Li H. Exergy analysis of multi-stage crude distillation units. *Frontiers of Chemical Science and Engineering*, 2013, vol. 7, iss. 4, pp. 437–446. doi: 10.1007/s11705-013-1349-y
3. Beychok M.R. The design of sour water strippers. *Proceedings of Seventh World Petroleum Congress*, Mexico City, Mexico, 2–9 April, 1967, vol. 9, pp. 313–332.
4. Nasibullin R.I. *Sposob peregonki nefiti* [Procedure for oil refining]. Patent RF, no. 2394064, 2010.
5. Nizhegorodtsev V.I., Nizhegorodtseva S.V., Nizhegorodtseva T.V. *Sposob pererabotki nefiti* [Method of refining]. Patent RF, no. 2125077, 1999.
6. Levinter M.E., Akhmetov S.A. *Glubokaya pererabotka nefiti* [Deep processing of oil]. Moscow, Khimiya Publ., 1992. 224 p.

---

\* Received 06 February 2015.

7. Benali T., Tondeur D., Jaubert J.N. An improved crude oil atmospheric distillation process for energy integration. Pt. 2. New approach for energy saving by use of residual heat. *Applied Thermal Engineering*, 2012, vol. 40, pp. 132–144. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2012.02.004
8. Prats M. *Thermal recovery. SPE monograph series*. Vol. 7. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 283 p.
9. Farouq Ali S.M. Heavy oil-evermore mobile. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, vol. 37, iss. 1–2, pp. 5–9. doi: 10.1016/S0920-4105(02)00307-8
10. Nabipour M., Escrochi M., Ayatollahi S., Boukadi F., Wadhahi M., Maamari R., Bemani A. Laboratory investigation of thermally-assisted gas-oil gravity drainage for secondary and tertiary oil recovery in fractured models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, vol. 55, iss. 1–2, pp. 74–82. doi: 10.1016/j.petrol.2006.04.013
11. Willman B.T., Valleroy V.V., Runberg G.W., Cornelius A.J., Powers L.W. Laboratory studies of oil recovery by steam injection. *Journal of Petroleum Technology*, 1961, Vol. 13, iss. 7, pp. 681–690. doi: 10.2118/1537-G-PA
12. Gryaznova I.A., Volf A.V., Samborskaya M.A. [Superheated water steam parameters effect to extract light oil]. *Materialy XV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov i molodykh uchennykh imeni professora L.P. Kuleva "Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya v XXI veke"*. V 2 t. T. 2 [Proceedings of the XV International scientific conference "Chemistry and chemical engineering in XXI century", dedicated to professor L.P. Kulyov. In 2 vol.]. Tomsk, May 26–29, 2014, vol. 2, pp. 30–31.
13. Bulsari A.B., ed. *Computer-aided chemical engineering*. Vol. 6. *Neural networks for chemical engineers*. New York, Elsevier Science, 1995. 680 p.
14. Hagan M.T., Demuth H.B., Beale M.H. *Neural network design*. Boston, Massachusetts, PWS Publishing, 1996. 738 p.
15. Cui X., Chen G., Li C., Han X. Vapor–liquid equilibrium of difluoromethane + 1,1,1,2-tetrafluoroethane systems over a temperature range from 258.15 to 343.15 K. *Fluid Phase Equilib*, vol. 249, iss. 1–2, pp. 97–103. doi: 10.1016/j.fluid.2006.09.017
16. Takagi T., Sakura T., Tsuji T., Hongo M. Bubble point pressure for binary mixtures of difluoromethane with pentafluoroethane and 1,1,1,2-tetrafluoroethane. *Fluid Phase Equilib*, 1999, vol. 162, iss. 1–2, pp. 171–179. doi: 10.1016/S0378-3812(99)00174-0
17. Samborskaya M.A., Volf A.V., Kravtsov A.V., Pavlik V.V. Analiz parametriceskoi chuvstvitel'nosti kolonny fraktsionirovaniya nefiti [Parametrical sensitivity analysis of crude oil distillation unit]. *Fundamental'nye issledovaniya – Fundamental research*, 2012, no. 6 (pt. 2), pp. 465–470.
18. *Kafedra matematicheskogo modelirovaniya i optimizatsii khimiko-tekhnologicheskikh protsessov SPbGTI (TU)* [Department of mathematical simulation and optimization of chemical-engineering processes SPbSTI (TU)]: official website. – Available at: <http://futurewings.ru/eng/> (accessed 15.06.2015)
19. Samborskaya M.A., Volf A.V., Gryaznova I.A., Vdovushkina N.S. Parametriceskaya optimizatsiya integrirovannykh skhem fraktsionirovaniya nefiti [Parametrical optimization of integrated oil fractionation units]. *Fundamental'nye issledovaniya – Fundamental research*, 2013, no. 8 (pt. 3), pp. 714–719.