Вестник ВГУИТ/ Proceedings of VSUET ISSN 2226-910X E-ISSN 2310-1202
DOI: http://doi.org/10.20914/2310-1202-2026-3-315-323 Оригинальная статья/Research article
УДК 665.63:66.011 Open Access Available online at vestnik-vsuet.ru

Улучшение чёткости разделения фракций вторичной перегонки бензина

Сергей В. Попов [1] svpopov2018@ya.ru 0000-0003-0533-9049
Дмитрий В. Догадаев [1] dogadaevdv@icloud.com .
Нина А. Плешакова [1] napleshakova63@ya.ru .
Марк В. Воронов [1] maxmcqweaz@gmail.com .

[1] Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия

Аннотация. Одна из задач первичной переработки нефти – качественное и количественное увеличение отбора фракций по отношению их потенциального содержания в сырье. В типовой схеме блока вторичной перегонки стабильного бензина НК-180 °С разделение фракций НК-80 °С и 80-180 °С проводится в одной колонне. Данные промышленной эксплуатации такой установки и результаты вычислительного эксперимента показали, что не достигается качественное разделение фракций, в частности во фракции 80-180 °С может содержаться до 9,5 % масс. C_6-углеводородов. Исследование по улучшению качества бензиновых фракций НК-80 °С и 80-180 °С проводили с использованием моделирующей системы UniSim Design. Расчётами показано, что при варианте получить чёткое разделение фракций НК-80 °С и 80-180 °С в одноколонной схеме верхом колонны К-3 отбирается на 19,3 % меньше номинального содержания фракции НК-80 °С. Одной из проблем разделения фракций в одноколонной схеме являются близкие температуры кипения C_6 и C_7-углеводородов. Для повышения качества фракционирования стабильного бензина НК-180°С рассмотрено использование двухколонной схемы. Рассчитаны технологические режимы работы колонн схемы, при использовании которых достигается достаточно чёткое разделение фракций: содержание C_6-углеводородов во фракции 80-180 °С менее 0,4 % масс, содержание C_7-углеводородов во фракции НК-80°С менее 1,1 % масс. Выполненные экономические расчёты стоимости проектных работ, материально-технического обеспечения и строительно-монтажных работ, а также расчёты в модели PIMS подтверждают эффективность предлагаемого технологического решения для блока вторичной перегонки бензина и его краткосрочную окупаемость.

Ключевые слова: первичная переработка нефти, бензиновая фракция, вторичная перегонка бензина, моделирование, UniSim Design

Улучшение чёткости разделения фракций вторичной перегонки бензина

Сергей В. Попов [1] svpopov2018@ya.ru 0000-0003-0533-9049
Дмитрий В. Догадаев [1] dogadaevdv@icloud.com .
Нина А. Плешакова [1] napleshakova63@ya.ru .
Марк В. Воронов [1] maxmcqweaz@gmail.com .

1 Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия

Abstract. One of the tasks of primary oil refining is to qualitatively and quantitatively increase the selection of fractions relative to their potential content in raw materials. In the typical scheme of the NK-180oC stable gasoline secondary distillation unit, the fractions NK-80oC and 80-180oc are separated in one column. Data from the industrial operation of such an installation and the results of a computational experiment have shown that qualitative separation of fractions is not achieved, in particular, fractions of 80-180 °C may contain up to 9.5% by weight of C6 hydrocarbons. A study on improving the quality of gasoline fractions NK-80oC and 80-180oc was conducted using the UniSim Design modeling system. Calculations have shown that with the option to obtain a clear separation of fractions NK-80 oC and 80-180 oC in a single-column scheme, the top of the K-3 column takes 19.3% less than the nominal content of the NK-80 oC fraction. One of the problems of fraction separation in a single-column scheme is the close boiling points of C6 and C7 hydrocarbons. To improve the quality of fractionation of stable gasoline NK-180oC, the use of a two-column scheme is considered. The technological modes of operation of the columns of the scheme are calculated, using which a fairly clear separation of fractions is achieved: the content of C6-hydrocarbons in the 80-180 °C fraction is less than 0.4% by weight, the content of C7-hydrocarbons in the NK-80°C fraction is less than 1.1% by weight. The performed economic calculations of the cost of design work, logistical support, and construction and installation work, as well as calculations in the PIMS model, confirm the effectiveness of the proposed technological solution for the gasoline secondary distillation unit and its short-term payback.

Keywords: первичная переработка нефти, бензиновая фракция, вторичная перегонка бензина, моделирование, UniSim Design

Для цитирования
Попов С.В., Догадаев Д.В., Плешакова Н.А., Воронов М.В. Улучшение чёткости разделения фракций вторичной перегонки бензина // Вестник ВГУИТ. 2026. Т. 88. № 3. С. 315–323. doi:10.20914/2310-1202-2026-3-315-323

For citation
Попов С.В., Догадаев Д.В., Плешакова Н.А., Воронов М.В. Улучшение чёткости разделения фракций вторичной перегонки бензина. *Vestnik VGUIT* [Proceedings of VSUET]. 2026. vol. 88. no. 3. pp. 315–323. (in Russian). doi:10.20914/2310-1202-2026-3-315-323

© 2026, Попов С.В. и др. / Попов С.В. и др.
This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International License

Введение

В настоящее время вопрос повышения энергоэффективности и рационального использования ресурсов в условиях промышленного производства признан одним из приоритетных направлений развития науки, технологий и техники. Одним из актуальных вопросов является необходимость совершенствования технологий переработки нефти и повышения фракционного качества нефтепродуктов [1, 2].

Установка первичной переработки нефти составляет основу всех нефтеперерабатывающих заводов, обеспечивая производство сырья для дальнейшего получения многих компонентов моторных топлив и смазочных масел, а также для вторичных процессов и нефтехимических производств [3, 4].

Из сырой нефти непосредственно одним процессом нельзя получить ни один товарный нефтепродукт (за исключением газов), все они получаются последовательной обработкой на нескольких установках [5]. Первой в этой цепочке находится установка первичной переработки нефти, от эффективной работы которой зависит работа всех остальных звеньев технологической схемы, выход и качество компонентов топлив и смазочных масел и технико-экономические показатели последующих процессов переработки нефтяного сырья.

Одна из задач первичной переработки нефти – качественное и количественное увеличение отбора фракций по отношению их потенциального содержания в сырье. В частности, у получаемых из стабильного бензина НК-180 °С фракций вторичной перегонки бензина из-за их нечёткого ректификационного разделения наблюдается налегание фракций.

Основной трудностью в точном фракционировании углеводородов является низкая эффективность разделения, которая может быть объяснена низкой эффективностью массообмена газ-жидкость и плохим соотношением селективности и растворимости [6].

Проблема недостаточно чёткого разделения углеводородных фракций и их взаимное наложение часто на практике связана с несоблюдением оптимального технологического режима действующей технологической установки, отклонением от температурного профиля по высоте колоны, неустойчивой работой внутренних контактных устройств [7, 8]. В работах [9–13] рассматриваются методы улучшения качества расфракционирования путем оптимизации существующих установок. Приведенные технологические решения увеличивают долю выхода готовой продукции. При этом так же рассматривается возможность оптимизации энергопотребления [14–16] и аппаратурного оформления установок первичной переработки нефти [17–21].

Цель работы – исследование возможности на блоке вторичной перегонки бензина достижения чёткости разделения фракции НК-180° С до показателей: содержание C_6-углеводородов во фракции 80–180° С не более 0,4% масс. и содержание C_7-углеводородов во фракции НК-80° С не более 1,1% масс.

Методы

На рисунке 1 приведен фрагмент типовой одноколонной схемы блока вторичной перегонки бензина. Сырьём блока является фракция стабильного бензина НК-180 °С, её разделение на фракции НК-80 °С и компонент фракции 80–180 °С проводится в колонне К-3. Колонна содержит 60 тарелок: 28 шт. клапанных прямоточных «*Flexitray*» и 32 шт. клапанных двухпоточных «*Flexitray*».

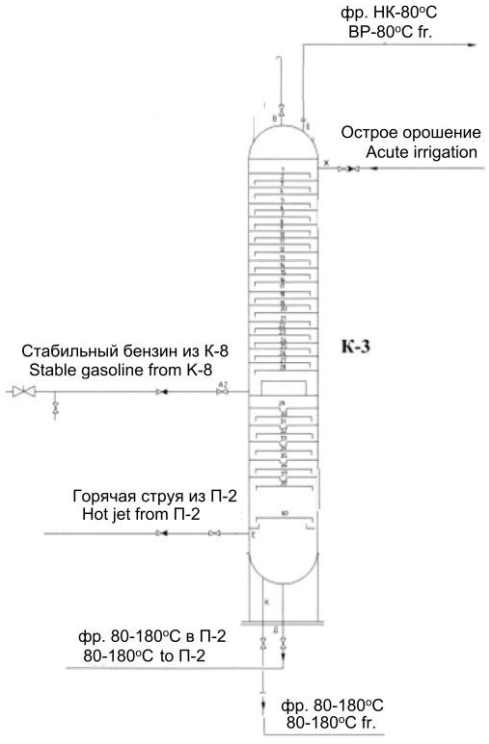


Рисунок 1. Фрагмент типовой схемы блока вторичной перегонки бензина (колонна К-3)

Figure 1. Fragment of a typical scheme of the gasoline secondary distillation unit (column K-3)

Фракция НК-80 °С в паровой фазе с верха колонны К-3 поступает в систему аппаратов воздушного охлаждения и теплообменника (на схеме не показано), после конденсации часть её подаётся в качестве острого орошения. Балансовый избыток фракции НК-80 °С выводится с установки.

Тепловой режим колоны К-3 поддерживается циркуляцией насосами (на схеме не показаны) фракции 80–180 °С (горячая струя), выводимой из нижней части колонны К-3, через печь П-2 с возвратом в колонну К-3. Нагретая в печи П-2 фракция 80–180 °С поступает в колонну К-3 под 60-ю тарелку.

С низа колонны фракция 80–180 °С забирается насосом и после прохождения системы аппаратов охлаждения балансовое количество выводится с установки.

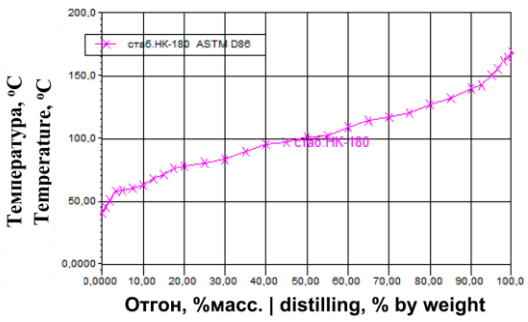
В соответствии с действующим регламентом во фракции НК-80 °С содержание C_7-углеводородов должно быть не более 5,57%масс., а во фракции 80–180 °С сумма углеводородов C_6 не нормируется.

В промышленных условиях наблюдается содержание C_6-углеводородов во фракции 80–180 °С до 9,5%масс., то есть предприятие теряет существенную экономическую выгоду из-за отсутствия («потерь») этих углеводородов во фракции НК-80 °С.

Следовательно, практический и научный интерес представляет рассмотрение вариантов технологической схемы, обеспечивающей заметное улучшение рассмотренных показателей до значений: содержание C_6-углеводородов во фракции 80–180 °С менее 0,4% масс. и содержание C_7-углеводородов во фракции НК-80 °С менее 1,1% масс.

Исследование работы блока вторичной перегонки бензина проводили с использованием программной моделирующей среде *UniSim Design*.

Для проведения расчётов в качестве исходных данных использовали промышленные результаты усреднённого компонентного состава фракции стабильного бензина НК-180 °С, включающего 112 индивидуальных углеводородов (рисунок 2). Потенциальное содержание фракции НК-80 °С составляет ~ 35,8% масс.



(a)



(b)

Рисунок 2. Разгонка (*ASTM D86*) стабильного бензина НК-180° С (a) и содержание фракций (b)

Figure 2. Distillation (*ASTM D86*) of Stable Gasoline BP-180° C (a) and the content of fractions (b)

Результаты и обсуждение

На рис. 3 приведена модель типовой технологической схемы фракционирования стабильного бензина НК-180 °С. Питание (поток стаб. НК-180) поступает на 29-ю тарелку колонны К-3. Верхом колонны отбирается поток фр. НК-80. Часть кубового продукта (поток низК-3) после подогрева в печи Р-2 подаётся в нижнюю часть колонны (горячая струя), а оставшаяся балансовая часть – поток фр. 80–180.

Рассматривали два варианта технологических режимов работы колонны:

«Вариант 1» – для верха колонны К-3 задавалось количество потенциального содержания фракции НК-80 °С;

«Вариант 2» – для верха колонны К-3 задавали значение температуры конца кипения фракции НК-80° С Ткк = 80 °С.

Для «Варианта 1» на рисунке 4 показаны полученные расчётные разгонки фракций НК-80 °С и 80–180 °С. Отмечены значительные наложения фракций. В частности, во фракции НК-80 °С присутствует до 9% углеводородов, выкипающих в пределах 80–102 °С. Это C_7-углеводороды – 2,4-диметилпентан, 3,3-диметилпентан, 2-метилгексан, 1c, 3-диметилциклопентан, 3-метилгексан, 1tr, 3-диметилциклопентан, 3-этилпентан, 1tr, 2-диметилцикпопентан, н-гептан и метилциклогексан.

Во фракции 80–180 °С содержится 8%масс. C_6-углеврдородов, выкипающих при температурах 61–80 °С: 3-метилпентан, н-гексан, метилциклопентан и бензол.

Рассчитанный углеводородный состав (парафины, нафтены, ароматические углеводороды) и октановое число фракций показаны на рисунке 5. Температурный профиль колонны приведен на рисунке 6.

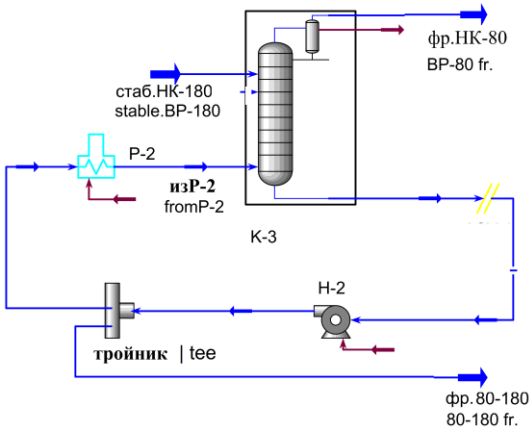


Рисунок 3. Модель типовой схемы вторичной перегонки бензина

Figure 3. A model of a typical gasoline secondary distillation scheme

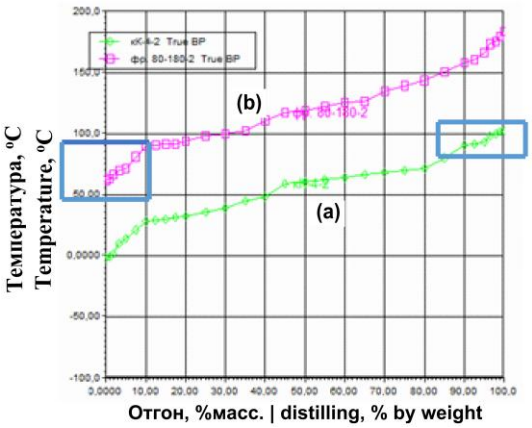


Рисунок 4. Расчётные разгонки фракций НК-80 °С (a) и 80–180 °С (b)

Figure 4. Calculated distillation curves of the BP-80 °C (a) and 80–180 °C (b) fractions

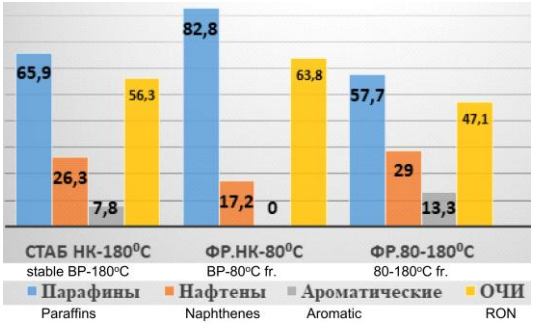


Рисунок 5. Углеводородный состав (% мол.) и октановое число фракций (по ИМ)

Figure 5. Hydrocarbon composition (mol%) and octane number (RON) of fractions

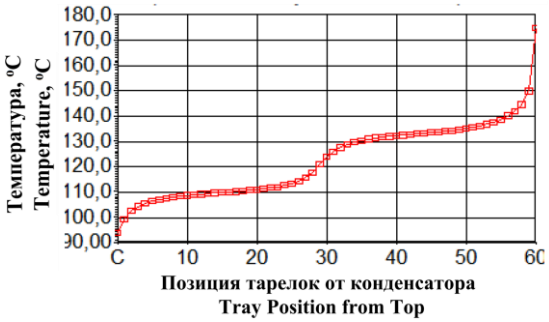


Рисунок 6. Температурный профиль по высоте колонны К-3 (давление низа 310 кПа; давление в конденсаторе 269 кПа)

Figure 6. Temperature profile along the height of the K-3 column (bottom pressure 310 kPa; pressure in the condenser 269 kPa)

Результаты проведенного вычислительного эксперимента показывают, что для отбора на одной колонне К-3 номинального количества фракции НК-80 °С и фракции 80–180 °С с содержанием в ней C_6-углеводородов в количестве менее 1,5% масс. не представляется возможным, в том числе по причине близких температур кипения C_6 и C_7-углеводородов. Данные по температурам их кипения при нормальных условиях приведены в таблице 1.

Для «Варианта 2» при задании в качестве целевого показателя значения температуры конца кипения дистиллята Ткк = 80 °С рассчитанный отбор фракции НК-80 °С составил величину на 19,3% меньше номинального содержания этой фракции в стабильном бензине НК-180 °С. При этом во фракции 80–180 °С содержалось 9,5% масс. C_6-углеводородов. Разгонка фракции 80–180 °С, углеводородный состав технологических потоков и температурный профиль по высоте колонны К-3 показаны на рисунке 7.

Двухколонная схема блока вторичной перегонки бензина

Для более чёткого разделения фракций можно рассмотреть несколько вариантов технологических решений:

– увеличение в колонне числа тарелок (не представляется возможным для существующей колонны К-3);

– оптимизация величины острого орошения (затруднено из-за близких температур кипения C_6 и C_7-углеводородов);

– использование 2-х колонных технологических схем;

– использование других (не ректификационных) методов разделения углеводородных смесей (адсорбционный, мембранный) (не является темой настоящего исследования).

Таблица 1.

Температуры кипения C_6 и C_7-углеводородов

Table 1.

Boiling points of C6 and C7 hydrocarbons

Углеводороды C_6 C_6 hydrocarbons	Ткип ТВР ° С	Углеводороды C_7 C_7 hydrocarbons	Ткип ТВР ° С
2,2-диметилбутан | 22-Mbutane C_6H_{14}	49,73	2,2-диметилпентан | 22-Mpentane C_7H_{16}	79,19
2,3-диметилбутан | 23-Mbutane C_6H_{14}	57,98	2,4-диметилпентан | 24-Mpentane C_7H_{16}	80,49
2-метилпентан | 2-Mpentane C_6H_{14}	60,26	3,3-диметилпентан | 33-Mpentane C_7H_{16}	86,06
3-метилпентан | 3-Mpentane C_6H_{14}	63,27	2-метилгексан | 2-Mhexane C_7H_{16}	90,05
н-гексан | n-Hexane C_6H_{14}	68,73	1 c, 3-диметилциклопентан | 1-ci3-MCC5 C_7H_{14}	90,77
Метилциклопентан | Mcyclopentan C_6H_{12}	71,81	1tr, 3-диметилциклопентан | 1-tr3-MCC5 C_7H_{14}	91,72
Бензол | Benzene C_6H_6	80,09	3-метилгексан | 3-Mhexane C_7H_{16}	91,85
Циклогексан | Cyclohexane C_6H_{12}	80,73	1tr, 2-диметилцикпопентан | 1-tr2-MCC5 C_7H_{14}	91,87
		3-этилпентан | 3-Epentane C_7H_{16}	93,47
		н-гептан | n-Heptane C_7H_{16}	98,43
		Метилциклогексан | Mcyclohexane C_7H_{14}	100,9
		Этилциклопентан | Ecyclopentan C_7H_{14}	103,5
		Толуол | Toluene C_7H_8	110,6

Для проведения исследований по улучшению качества бензиновых фракций НК-80 °С и 80–180 °С использовали двухколонную систему, показанную на рисунке 8. В технологическую схему с одной колонной К-3 добавлена колонна К-4.

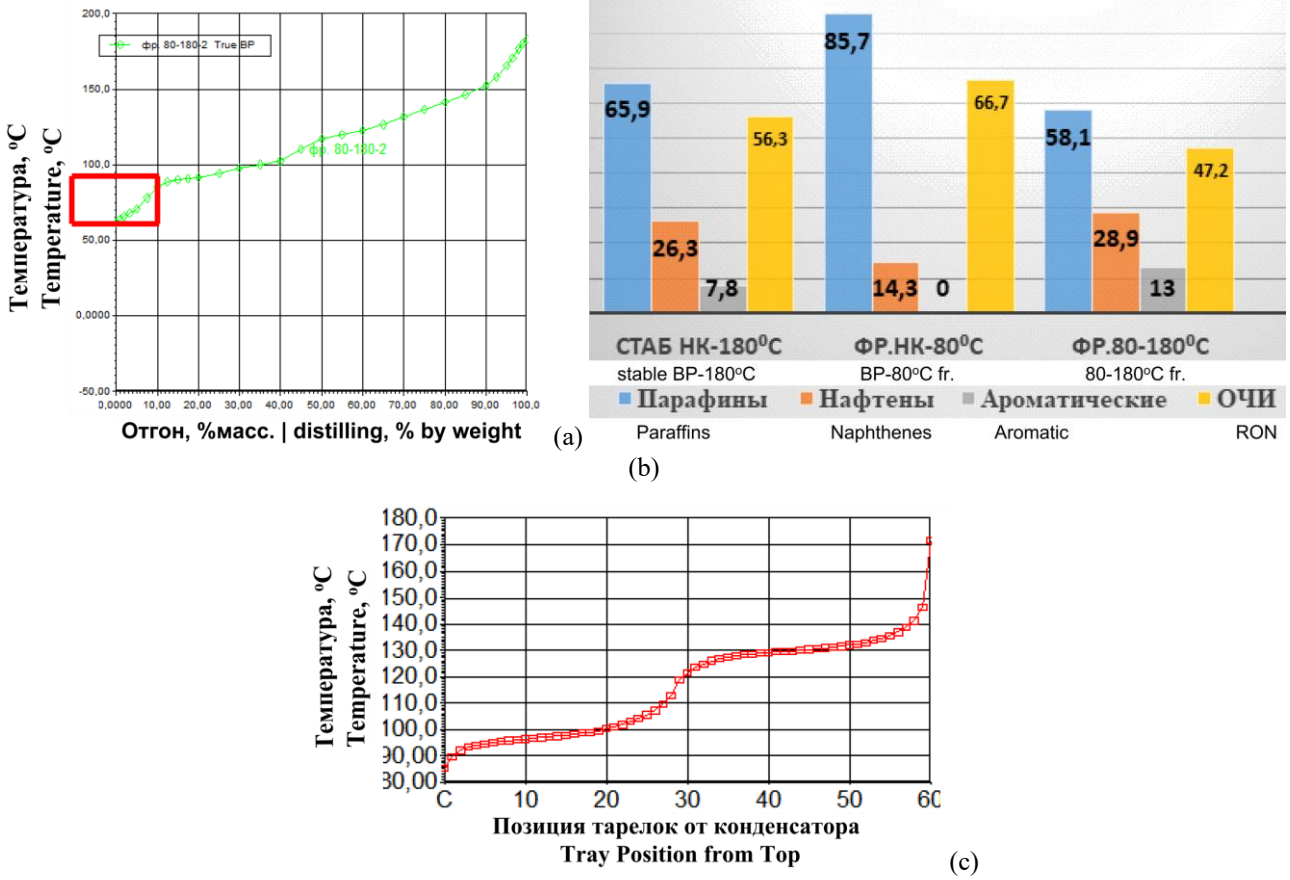


Рисунок 7. Для «Варианта 2»: (a) – разгонка (*ИТК*) фракции 80–180 °С, выделено присутствие C_6-углеводородов; (b) – углеводородный состав (% мол.) и октановое число фракций (по ИМ); (c) – температурный профиль по высоте колонны К-3

Figure 7. For "Case 2": (a) – distillation (TBP) of the 80–180 °C fraction, the presence of C6-hydrocarbons has been identified; (b) – hydrocarbon composition (mol. %) and octane number (RON) of fractions; (c) – temperature profile along the height of column K-3

Питание (поток стаб. НК-180) поступает на 29-ю тарелку колонны К-3. Верхом колонны

отбирается поток наК-4, который подаётся на 33 тарелку колонны К-4. Часть кубового продукта (поток низК-3) после подогрева в печи Р-2 подаётся в нижнюю часть колонны (горячая струя), а оставшаяся балансовая часть – поток фр. 80–180.

С верха колонны К-4 отбирается номинальное количество фракция НК-80 °С (поток фр. НК-80), содержащейся в питании колонны К-3. Кубовый продукт (поток наК-3) насосом Н-1 подаётся на холодильник Х-1, после охлаждения рециркулирует на 27 тарелку колонны К-3. Флегмовое число для колонн К-3 и К-4 составляет значение 1,2 и 1,9 соответственно.

Рассчитанные технологические режимы колонн К-3 и К-4 приведены в таблице 2, температурные профили по высоте аппаратов, расчётные разгонки и углеводородный состав фракций НК-80 °С и 80–180 °С двухколонной схемы показаны на рисунках 9 и 10 соответственно.

Сравнивая разгонки, приведенные на рисунке 4 и рисунке 10, можно сделать вывод, что при использовании двухколонной схемы достигается практически чёткое разделение фракций НК-80 °С и 80–180 °С.

Для оценки возможности реализации в практических условиях полученных технологических режимов были выполнены расчёты требуемых для их использования конструкционных параметров колонн К-3 и К-4 (таблица 3).

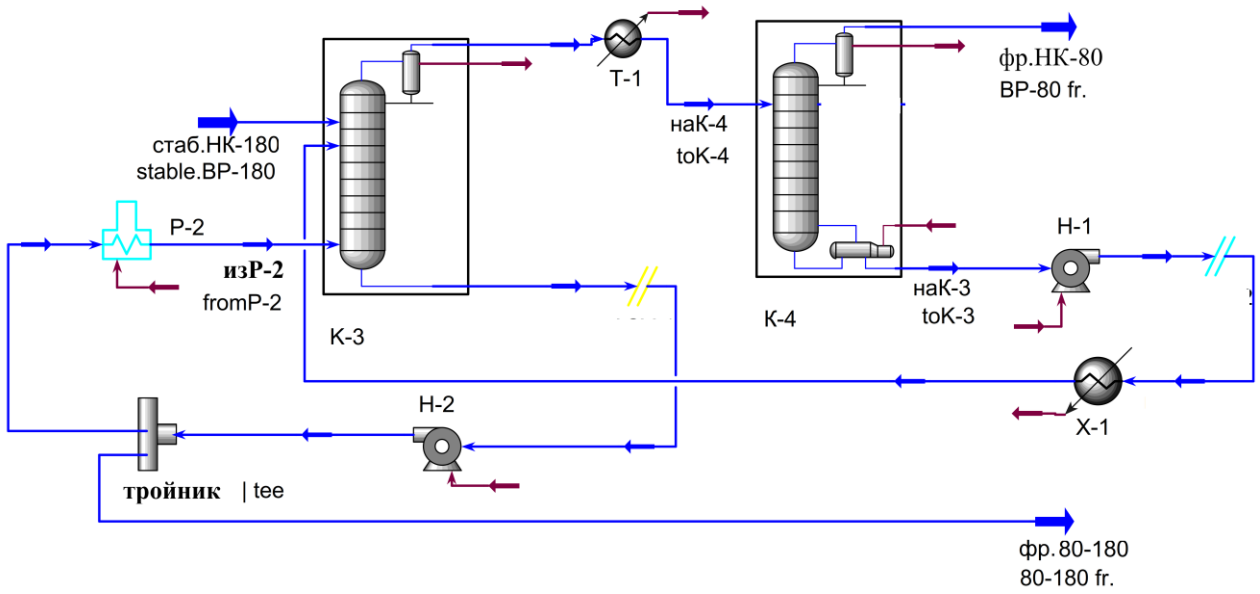


Рисунок 8. Модель предлагаемой технологической схемы фракционирования стабильного бензина НК-180° С

Figure 8. Model of the proposed fractionation process for stable gasoline BP-180 °C

Таблица 2.

Технологические режимы колонн К-3 и К-4

Table 2.

Technological Modes of Columns K-3 and K-4

Поток | Stream	стаб. НК-180 stableBP-180	изР-2 fromP-2	наК-4 toK-4	фр 80–180 80–180 fr.	фрНК-80 BP-80 fr.	наК-3 toK-3
Доля паровой фазы Vapour / Phase Fraction	0,2119	0,0943	1,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Температура [° C] Temperature [° C]	120,0	210,0	100,5	159,3	80,1	124,0
Давление [кРа] Pressure [kPa]	300	790,1	268,7	310,0	210	350
Массовый поток [кг/ч] Mass Flow [kg/h]	**150000**	361600	84530	**96300**	**53700**	30810
Тепловой поток [кДж/ч] | Heat Flow [kJ/h]	-2,53 e + 8	-4,89 e + 8	-1,38 e + 6	-1,46 e + 8	-9,44 e + 7	-5,34 e + 7

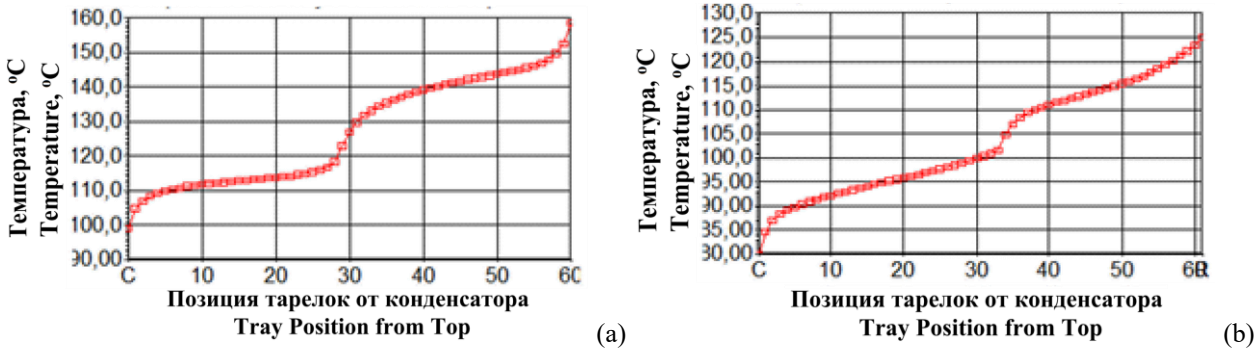


Рисунок 9. Температурный профиль по высоте колонны К-3 (a) и колонны К-4 (b)

Figure 9. Temperature profile along the height of column K-3 (a) and column K-4 (b)

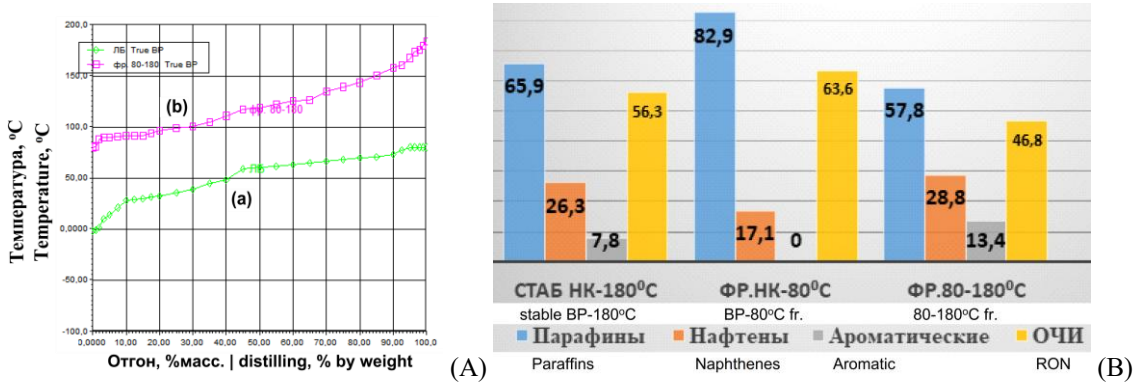


Рисунок 10. Для двухколонной схемы: (A) – расчётные разгонки (*ИТК*) фракций НК-80° С (a) и 80–180° С (b); (B) – углеводородный состав (% мол.) и октановое число фракций (по ИМ)

Figure 10. For two-column scheme: (A) – calculated distillation curves (*TBP*) for BP-80 °C (a) and 80–180 °C (b) fractions; (B) – hydrocarbon composition (mol. %) and octane number (RON) of fractions

Таблица 3.

Конструкционные параметры колонн К-3 и К-4

Table 3.

Design Parameters of Columns K-3 and K-4

Колонна | Column	К-3		К-4	
Секция | Section	1	2	1	2
Тип тарелки | Internals	Клапанные Valve	Клапанные Valve	Клапанные Valve	Клапанные Valve
Диаметр [м] | Diameter [m]	3,5	3,5	3,5	2,6
Max затопление [%] | Max Flooding [%]	82,17	78,53	81,72	68,66
Х-поверхность [м^2] | X-Area [m^2]	9,650	9,650	9,65	5,27
Высота [м] | Height [m]	14,00	20,00	14,40	11,20
ДельтаР [кРа] | DeltaP [kPa]	21,91	23,52	22,35	15,10
Поточность | Number of Flow Paths	3	4	2	2
Длина потока [мм] | Flow Length [mm]	977,9	749,3	1321	901,7
Ширина потока [мм] | Flow Width [mm]	2949	2932	3006	2255
Max DP/тарелка [кПа] | Max DP/Tray [kPa]	0,803	0,776	0,747	0,543
Общая длина слива [мм] Total Weir Length [mm]	5481	5539	5481	4198
Высота слива [мм] | Weir Heigth [mm]	50,80	50,80	50,80	50,80
Активная поверхность [м^2] Active Area [m^2]	8,651	8,788	7,942	4,067

Заключение

В типовой схеме блока вторичной перегонки стабильного бензина НК-180 °С разделение фракций НК-80 °С и 80–180 °С проводится в одной колонне. Данные промышленной эксплуатации такой установки и результаты вычислительного эксперимента показали, что не достигается качественное разделение фракций, в частности во фракции 80–180 °С может содержаться до 9,5% масс. C_6-углеводородов.

Расчётами показано, что при варианте получить чёткое разделение фракций НК-80 °С

и 80–180 ℃ в одноколонной схеме верхом колонны К-3 отбирается на 19,3% меньше номинального содержания фракции НК-80 ℃. Одной из проблем разделения фракций в одноколонной схеме являются близкие температуры кипения C_6 и C_7-углеводородов.

С целью улучшения качества бензиновых фракций НК-80 ℃ и 80–180 ℃ возможно использование двухколонной схемы. С помощью вычислительного эксперимента проведено исследование по оптимизации технологических режимов двухколонной системы, показанной на рисунке 8.

Рассчитаны технологические режимы работы колонн схемы, при использовании которых достигается качественное разделение фракций: содержание C_6-углеводородов во фракции 80–180 ℃ менее 0,4% масс, содержание C_7-углеводородов во фракции НК-80 ℃ менее 1,1% масс.

Выполненные экономические расчёты стоимости проектных работ, материально-технического обеспечения и строительно-монтажных работ, а также расчёты в модели PIMS подтверждают эффективность предлагаемого технологического решения для блока вторичной перегонки бензина и его краткосрочную окупаемость.

Литература

1 Waheed M. A., Oni A. O. Performance improvement of a crude oil distillation unit // Applied Thermal Engineering. 2015. Vol. 75. P. 315–324. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.10.078.

2 Favennec J.P. Economics of oil refining // The Palgrave Handbook of International Energy Economics. 2022. P. 59–74.

3 Sustainable Refining: Enhancing Energy Efficiency in Crude Distillation Processes / M. Rafeek [et al.] // Chemical Engineering and Processing - Process Intensification. 2025. Vol. 214. Art. 110326. https://doi.org/10.1016/j.cep.2025.110326.

4 Abdullah A. S., Ayoob H. W. A comprehensive analysis of the simulation, optimization, corrosion and design aspects of crude distillation units // ITEGAM- Journal of Engineering and Technology for Industrial Applications (ITEGAM-JETIA. 2023. Vol. 9, no. 43. P. 18–22. https://doi.org/10.5935/jetia.v9i43.894.

5 Speight James G. Refinery Products and Product Improvement Processes // - CRC Press. 2024. https://doi.org/10.1201/9781003186731.

6 Processing technologies of oil and gas based on molecular refining: Separation and conversion / L. Zhao [et al.] // Chemical Engineering and Processing - Process Intensification. 2024. Vol. 205. Art. 109968. https://doi.org/10.1016/j.cep.2024.109968.

7 Seo J. W., Oh M., Lee T. H. Design optimization of a crude oil distillation process // Chemical Engineering &. 2000. Vol. 23, no. 2. P. 157–164.

8 Chwukuma F. O., Faniran K. K. A simulation study of operating conditions of straight run gasoline (SRG) stabilizer column: A consideration of product recovery and energy saving options // Journal of Emerging Trends in Engineering and Applied Sciences (JETEAS), , 731-736. 2013. Vol. 4, no. 5. P. 731–736.

9 Ahmed Raheem Hashim., Ala'a Abdulrazaq Jassin // Journal of Environmental Science, Computer Science and Engineering & Technology, , 1015-1034. 2014. Vol. 3, no. 2. P. 1015–1034.

10 Optimization of operating conditions of distillation columns: An energy savingoption in refinery industry / A. Fazlali [et al.] // Songklanakarin J. Sci. Technol. , 31, 661-664. 2009. P. 661–664.

11 Denis Ermolin., Elena Magaril., Romen Magaril. Improving the efficiency of the stabilization columns in oil and gas processing // Energy Production and Management in 21st Century. 2019. Vol. 222. P. 73–80.

12 New Gasoline Absorption–Stabilization Process for Separation Intensification and Flowsheet Simplification in Refineries / Jing Y. Chen [et al.] // Industrial & Engineering Chemistry Research. 2018. Vol. 57, no. 43. P. 14707–14717. https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b04477.

13 Understanding the molecular composition of petroleum and its distillation cuts / Dayane M. Coutinho [et al.] // Fuel. 2022. Vol. 311. Art. 122594. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122594.

14 Brahim A. O., Abderafi S. Pressure Effect on the Stabilization Column in the Petroleum Refinery // Energy Procedia. 2017. Vol. 118. P. 233–237. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.013.

15 Brahim A. O., Abderafi S., Bounahmidi T. Modeling the stabilization column in the petroleum refinery // Energy Procedia. 2017. Vol. 139. P. 61–66. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.173.

16 Okosun S. A., Oduola M. K. Modeling and Simulation of a Crude Distillation Unit // Journal of Multidisciplinary Engineering Science Studies (JMESS), I. 2021. Vol. 7. P. 3827–3833.

17 Пат. 428C2, RU, C10G7/00. Промышленная установка перегонки нефти / Визиров Р. Р., Визиров И. Р. 152323; Заявл. 23.12.2014; Опубл. 26.06. . Бюл. 2017. № 2623.

18 Пат. 216C2, RU, C10G47/20. Способ комплексной добычи и переработки матричной нефти / Хаджиев С. Н. и др. 138530; Заявл. 31.10.2018; Опубл. 31.08. . Бюл. 2020. № 2731.

19 Crude Oil Distillation with Superheated Water Steam: Parametrical Sensitivity and Optimization / M. A. Samborskaya [et al.] // Procedia Chemistry. 2014. Vol. 10, no. 2014. P. 337–342. https://doi.org/10.1016/j.proche.2014.10.057.

20 Moghadam N., Samadi M. Gas Condensate Stabilization Unit: Different Design Approaches // International Journal of Chemical Engineering and Applications. 2012. Vol. 3, no. 6. P. 461–465. https://doi.org/10.7763/ijcea.2012.v3.244.

21 Scankar N., Aneesh V., Sivasubramanian V. Aspen Hysys based Simulation and analysis of crude distillation unit // International Journal of Current Engineering and Technology. 2015. Vol. 5, no. 4. P. 2833–2837.

References

1 Waheed M. A., Oni A. O. Performance improvement of a crude oil distillation unit. Applied Thermal Engineering. 2015;75:315-324. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.10.078.
2 Favennec J. P. Economics of oil refining. The Palgrave Handbook of International Energy Economics. 2022;59-74.
3 Rafeek M. et al. Sustainable Refining: Enhancing Energy Efficiency in Crude Distillation Processes. Chemical Engineering and Processing - Process Intensification. 2025;214:110326. https://doi.org/10.1016/j.cep.2025.110326.
4 Abdullah A.S. A comprehensive analysis of the simulation, optimization, corrosion and design aspects of crude distillation units. ITEGAM- Journal of Engineering and Technology for Industrial Applications. 2023;9(43):18-22.
5 Speight James G. Refinery Products and Product Improvement Processes. - CRC Press. 2024. https://doi.org/10.1201/9781003186731.
6 Zhao L. et al. Processing technologies of oil and gas based on molecular refining: Separation and conversion. Chemical Engineering and Processing - Process Intensification. 2024;205:109968. https://doi.org/10.1016/j.cep.2024.109968.
7 Seo J. W., Oh M., Lee T. H. Design optimization of a crude oil distillation process. Chemical Engineering &. 2000;23(2):157-164.
8 Chwukuma F. O., Faniran K. K. A simulation study of operating conditions of straight run gasoline (SRG) stabilizer column: A consideration of product recovery and energy saving options. Journal of Emerging Trends in Engineering and Applied Sciences (JETEAS), , 731-736. 2013;4(5):731-736.
9 Ahmed Raheem Hashim., Ala'a Abdulrazaq Jassin. Journal of Environmental Science, Computer Science and Engineering & Technology, , 1015-1034. 2014;3(2):1015-1034.
10 Fazlali A., Hosseini S., Yasini B., Moghadassi A. Optimization of operating conditions of distillation columns: An energy savingoption in refinery industry. Songklanakarin J. Sci. Technol. , 31, 661-664. 2009;661-664.
11 Denis Ermolin., Elena Magaril., Romen Magaril. Improving the efficiency of the stabilization columns in oil and gas processing. Energy Production and Management in 21st Century. 2019;222:73-80.
12 Chen Jing Y. et al. New Gasoline Absorption–Stabilization Process for Separation Intensification and Flowsheet Simplification in Refineries. Industrial & Engineering Chemistry Research. 2018;57(43):14707-14717.
13 Coutinho Dayane M. et al. Understanding the molecular composition of petroleum and its distillation cuts. Fuel. 2022; 311:122594. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122594.
14 Brahim A. O., Abderafi S. Pressure Effect on the Stabilization Column in the Petroleum Refinery. Energy Procedia. 2017;118:233-237. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.013.
15 Brahim A. O., Abderafi S., Bounahmidi T. Modeling the stabilization column in the petroleum refinery. Energy Procedia. 2017;139:61-66. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.173.
16 Okosun S. A., Oduola M. K. Modeling and Simulation of a Crude Distillation Unit. Journal of Multidisciplinary Engineering Science Studies (JMESS), I. 2021;7:3827-3833.
17 Pat. 428C2, RU, C10G7/00. Industrial oil distillation plant / Vizirov R. R., Vizirov I. R. 152323; Application 12/23/2014; Publ. 26.06. . Bull. 2017. (In Russ.).
18 Pat. 216C2, RU, C10G47/20. Method for complex production and processing of matrix oil / Khadzhiev S. N. et al. 138530; Application 10/31/2018; Publ. 31.08. . Bull. 2020. (In Russ.).
19 Samborskaya M. A. et al. Crude Oil Distillation with Superheated Water Steam: Parametrical Sensitivity and Optimization. Procedia Chemistry. 2014;10(2014):337-342. https://doi.org/10.1016/j.proche.2014.10.057.
20 . Moghadam N., Samadi M. Gas Condensate Stabilization Unit: Different Design Approaches. International Journal of Chemical Engineering and Applications. 2012;3(6):461-465. https://doi.org/10.7763/ijcea.2012.v3.244.
21 Scankar N., Aneesh V., Sivasubramanian V. Aspen Hysys based Simulation and analysis of crude distillation unit. International Journal of Current Engineering and Technology. 2015;5(4):2833-2837..

Сведения об авторах

Сергей В. Попов к.т.н., доцент, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, svpopov2018@ya.ru
https://orcid.org/0000-0003-0533-9049
Дмитрий В. Догадаев магистрант, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, dogadaevdv@icloud.com
Нина А. Плешакова к.т.н., доцент, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, napleshakova63@ya.ru
Марк В. Воронов аспирант, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, maxmcqweaz@gmail.com

Information about authors

Сергей В. Попов к.т.н., доцент, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, svpopov2018@ya.ru
https://orcid.org/0000-0003-0533-9049
Дмитрий В. Догадаев магистрант, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, dogadaevdv@icloud.com
Нина А. Плешакова к.т.н., доцент, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, napleshakova63@ya.ru
Марк В. Воронов аспирант, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, maxmcqweaz@gmail.com

Вклад авторов

Все авторы в равной степени принимали участие в написании рукописи и несут ответственность за плагиат

Contribution

All authors are equally involved in the writing of the manuscript and are responsible for plagiarism

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interest

The authors declare no conflict of interest.

Поступила 08/07/2026	**После редакции** 04/08/2026	**Принята в печать** 08/08/2026
Received 08/07/2026	**Accepted in revised** 04/08/2026	**Accepted** 08/08/2026