



## Выбор испаряющего агента колонны частичного отбензинивания нефти

Владислав С. Федькин<sup>1</sup> [chemicaluniversity@mail.ru](mailto:chemicaluniversity@mail.ru)

Сергей В. Попов<sup>1</sup> [svpopov2018@ya.ru](mailto:svpopov2018@ya.ru)

 0000-0003-0533-9049

Оксана В. Хабибрахманова<sup>1</sup> [chemicaluniversity@mail.ru](mailto:chemicaluniversity@mail.ru)

 0000-0002-1523-9861

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


**Аннотация.** Работа установки первичной переработки нефти существенно влияет на технико-экономические показатели нефтеперерабатывающего предприятия. Одним из распространенных вариантов технологической схемы установки предусматривается частичное отбензинивание нефти в колонне К-1 с дальнейшим её фракционированием в основной атмосферной и вакуумной колоннах. Выделение бензиновой фракции в колонне К-1 возможно с использованием различных испаряющих агентов - водяного пара, флегмы основной атмосферной колонны, керосиновой или дизельной фракций. В работе оценивается возможность использовать на колонне К-1 в качестве испаряющего агента газовую фракцию  $C_1 \div C_4$ , получаемую с установок замедленного коксования и газифракционирования, а также после разделения газожидкостного потока верха колонны К-1. Исследования проводили с использованием моделирующей системы Honeywell UniSim Design. Для расчета термодинамических свойств компонентов фракций выбран метод Peng-Robinson. Расчеты выполняли при рассмотрении в качестве сырья двух различных нефтей, имеющих значительно разное содержание в них газовой и бензиновой (температура конца кипения 180 °С) фракций. В сырье нефть-1 их потенциальное количество составляет 0.204 от общего объема, а в потоке нефть-2 – 0.065. Моделируется работа типовой колонны частичного отбензинивания нефти, содержащей 22 тарелки (эффективность контактного устройства 0.7), сырьё подается на 13 (основное количество 479 т/час) и 18 тарелки (10 т/час) с температурой 232 °С и давлением 517.1 кПа, давление верха и низа колонны 280 и 294.2 кПа соответственно. Активные спецификации, по которым средой Honeywell UniSim Design обеспечивается сходимость расчетных процессов, – рефлюкс  $R=0.1$  и фиксированный отбор дистиллята (17% от потенциального содержания в нефти), составляющий 15300 кг/час для сырья нефть-1 и 5000 кг/час при использовании сырья нефть-2. Расход испаряющих агентов, подаваемых в нижнюю часть аппарата, составлял 6000 кг/час. При расчете колонн с разными испаряющими агентами оценивали и сравнивали достигаемые оценки содержания в дистилляте бензиновой фракции с температурой конца кипения 180 °С. Расчетами показана возможность использовать в качестве испаряющего агента газовую фракцию  $C_1 \div C_4$ , которая с точки зрения её теплофизических параметров занимает промежуточное значение между использованием водяного пара с одной стороны и применением бензиновой или керосино-газойлевой фракции с другой.

**Ключевые слова:** переработка нефти, отбензинивания нефти, испаряющий агент, бензиновая фракция, моделирование


## Selection of the evaporating agent of the partial topping tower

Vladislav S. Fedkin<sup>1</sup> [chemicaluniversity@mail.ru](mailto:chemicaluniversity@mail.ru)

Sergey V. Popov<sup>1</sup> [svpopov2018@ya.ru](mailto:svpopov2018@ya.ru)

 0000-0003-0533-9049

Oksana V. Khabibrakhmanova<sup>1</sup> [chemicaluniversity@mail.ru](mailto:chemicaluniversity@mail.ru)

 0000-0002-1523-9861

<sup>1</sup> Samara State Technical University, branch in Novokuibyshevsk, st. Mironova, 5, Novokuibyshevsk, 446200, Russia

**Abstract.** The operation of the primary oil refining unit significantly affects the technical and economic indicators of the oil refinery. One of the most common options for the technological scheme of the installation provides for partial topping of oil in column K-1 with its further fractionation in the main atmospheric and vacuum columns. The separation of the gasoline fraction in the K-1 column is possible using various evaporating agents - water vapor, the reflux of the main atmospheric column, kerosene or diesel fractions. The paper evaluates the possibility of using the  $C_1 \div C_4$  gas fraction obtained from delayed coking and gas fractionation units as an evaporating agent on column K-1, as well as after separating the gas-liquid flow from the top of column K-1. The studies were carried out using the Honeywell UniSim Design modeling system. To calculate the thermodynamic properties of the components of the fractions, the Peng-Robinson method was chosen. The calculations were carried out when considering two different oils as raw materials, which have significantly different contents of gas and gasoline (end boiling point 180 °C) fractions in them. In the crude oil-1, their potential amount is 0.204 of the total volume, and in the oil-2 stream - 0.065. The operation of a typical column for partial topping of oil is simulated, containing 22 trays (contact device efficiency 0.7), feedstock is fed to 13 (the main amount of 479 t / h) and 18 trays (10 t / h) with a temperature of 232 °C and a pressure of 517.1 kPa, the pressure of the top and the bottom of the column is 280 and 294.2 kPa, respectively. The active specifications, according to which the Honeywell UniSim Design environment ensures the convergence of the calculation processes, are reflux  $R = 0.1$  and a fixed withdrawal of distillate (17% of the potential content in oil), which is 15300 kg / h for crude oil-1 and 5000 kg / h when using raw oil-2. The flow rate of evaporating agents supplied to the bottom of the apparatus was 6000 kg / h. When calculating columns with different evaporating agents, the achieved estimates of the content in the distillate of the gasoline fraction with the end-boiling point of 180 °C were evaluated and compared. Calculations have shown the possibility of using the  $C_1 \div C_4$  gas fraction as an evaporating agent, which, in terms of its thermophysical parameters, occupies an intermediate value between the use of water vapor on the one hand and the use of a gasoline or kerosene-gas oil fraction on the other.

**Keywords:** oil refining, oil topping, evaporating agent, gasoline fraction, modeling

### Введение

Работа установки первичной переработки нефти существенно влияет на технико-экономические показатели нефтеперерабатывающего предприятия. Одним из распространенных

вариантов технологической схемы установки предусматривается частичное отбензинивание нефти в колонне К-1 с дальнейшим её фракционированием в основной атмосферной и вакуумной колоннах [1], при этом увеличение четкости

Для цитирования

Федькин В.С., Попов С.В., Хабибрахманова О.В. Выбор испаряющего агента колонны частичного отбензинивания нефти // Вестник ВГУИТ. 2021. Т. 83. № 4. С. 252–260. doi:10.20914/2310-1202-2021-4-252-260

For citation

Fedkin V.S., Popov S.V., Khabibrakhmanova O.V. Selection of the evaporating agent of the partial topping tower. *Vestnik VGUIT* [Proceedings of VSUET]. 2021. vol. 83. no. 4. pp. 252–260. (in Russian). doi:10.20914/2310-1202-2021-4-252-260

This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International License

отбора бензиновой фракции в К-1 обеспечивает снижение давления и энергозатрат при последующей перегонке нефти в основной атмосферной колонне [2].

Возможные направления улучшения показателей работы колонны К-1 описаны в работах [3–8]. В частности, для повышения четкости разделения фракций нефти и снижения энергозатрат при повышении отбора бензиновой фракции в [5,6] предлагается заменить желобчатые контактные устройства на модули перекрестноточной насадки и использовать двухуровневый ввод потока нефти в насадочную колонну К-1 вместо использования «горячей струи». Исследования выделения прямогонного бензина в колонне К-1 и колонне стабилизации проводятся в [7,8], где предлагается питание в стабилизационную колонну подавать двумя потоками [7], а в работе [8] для минимизации тепловой нагрузки на колонны оцениваются значения их технологических режимов.

Выделение бензиновой фракции в колонне К-1 возможно с использованием различных испаряющих агентов, которые подаются в нижнюю часть аппарата. В качестве таких технологических потоков используют подачу водяного пара, флегмы основной атмосферной колонны, керосиновой или дизельной фракций [3].

При использовании водяного пара четкость разделения фракций зависит от его характеристик и расхода, функционально зависящего от компонентного состава нефти. К числу недостатков использования водяного пара, как испаряющего агента, относятся увеличение энергозатрат на перегонку, ускорение коррозии аппаратов, возрастание потока загрязненных сточных вод и другие [9,10].

**Цель работы** – исследование возможности использовать на колонне К-1 в качестве испаряющего агента газовую фракцию  $C_1 \div C_4$ , получаемую с установок замедленного коксования и газофракционирования, после разделения газожидкостного потока верха колонны К-1, данная фракция имеется на предприятии в достаточном количестве.

### Методы

Исследования проводили с использованием моделирующей системы Honeywell UniSim Design [11]. Для расчета термодинамических свойств компонентов фракций выбран метод Peng-Robinson.

Моделирование работы колонны К-1 выполняли при рассмотрении в качестве сырья двух различных нефтей – **нефть-1** и **нефть-2**, ASTM D86 разгонка которых приведена на рисунке 1.

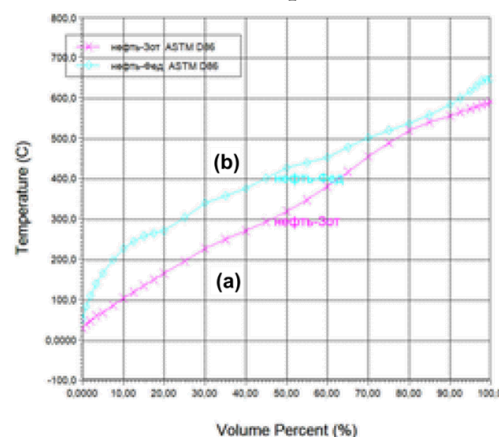


Рисунок 1. Графики ASTM D86 разгонки нефти: (a) – нефть-1  $M_w = 206.2$  кг/кмоль,  $\rho_{20} = 872.7$  кг/м<sup>3</sup>; (b) – нефть-2  $M_w = 211.7$  кг/кмоль,  $\rho_{20} = 878$  кг/м<sup>3</sup> (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Figure 1. Plots of ASTM D86 oil distillation: (a) – oil-1  $M_w = 206.2$  kg / kmol,  $\rho_{20} = 872.7$  kg / m<sup>3</sup>; (b) – oil-2  $M_w = 211.7$  kg / kmol,  $\rho_{20} = 878$  kg / m<sup>3</sup> (printout in Honeywell UniSim Design environment)

На рисунке 2 показана детализация фракционного состава рассматриваемых нефтей. Видно, что имеется значительно разное содержание в них газовой и бензиновой (температура конца кипения 180° С) фракций. В сырье **нефть-1** их потенциальное количество составляет 0.204 от общего объема, а в потоке **нефть-2** – 0.065. Эти оценки будут учитываться при моделировании работы колонны К-1.

Для оценки возможности использовать на колонне К-1 в качестве испаряющего агента газовую фракцию  $C_1 \div C_4$  ниже представлены расчеты и их сравнение с показателями работы аппарата при использовании водяного пара и флегмы (бензиновая фракция) основной атмосферной колонны для двух вышеописанных составов нефти [12–20]. Рассматривается типовая колонна частичного отбензинивания нефти, содержащая 22 тарелки (эффективность контактного устройства 0.7), сырьё подается на 13 (основное количество 479 т/час) и 18 тарелки (10 т/час) с температурой 232 °С и давлением 517.1 кПа, давление верха и низа колонны 280 и 294.2 кПа соответственно. Активные спецификации, по которым средой Honeywell UniSim Design обеспечивается сходимость расчетных процессов, – рефлюкс  $R = 0.1$  и фиксированный отбор дистиллята (17% от потенциального содержания в нефти), составляющий 15300 кг/час для сырья **нефть-1** и 5000 кг/час при использовании сырья **нефть-2**. Расход испаряющих агентов, подаваемых в нижнюю часть аппарата, составляет 6000 кг/час.

При расчете колонн с разными испаряющими агентами оценивали и сравнивали достигаемые оценки содержания в дистилляте бензиновой фракции с температурой конца кипения 180° С.

### Результаты и обсуждение

Колонна К-1 с использованием водяного пара (сырьё – нефть-1).

На рисунке 3 приведены технологические схемы колонны К-1 с использованием в качестве испаряющего агента водяного пара (рисунок 3а), газовой фракции  $C_1 \div C_4$  (рисунок 3б) и флегмы основной атмосферной колонны (рисунок 3с). Для колонны с использованием водяного пара (рисунок 3а) потоки сырья **с\_нефть** и **г\_стр.** подаются на 13 и 18 тарелки, поток водяного пара (**пар**) подается в нижнюю часть аппарата. Выходными технологическими потоками

являются газовая фракция (поток **газ**), дистиллят (поток **бензин**), водяной конденсат (поток **к\_вода**) и поток частично отбензинированной нефти (**нефть\_отб**). Результаты расчета технологических режимов и фракционного состава потоков приведены в таблицах 1 и 2. Видно, что имеется «увлажнение» выходных потоков, вместе с тем достигнуто достаточно четкое частичное отбензинирование сырья **с\_нефть** (содержание бензиновых фракций затемнено в таблице 2), что также наглядно подтверждается сравнением графиков ASTM D86 разгонки, приведенных на рисунке 4.

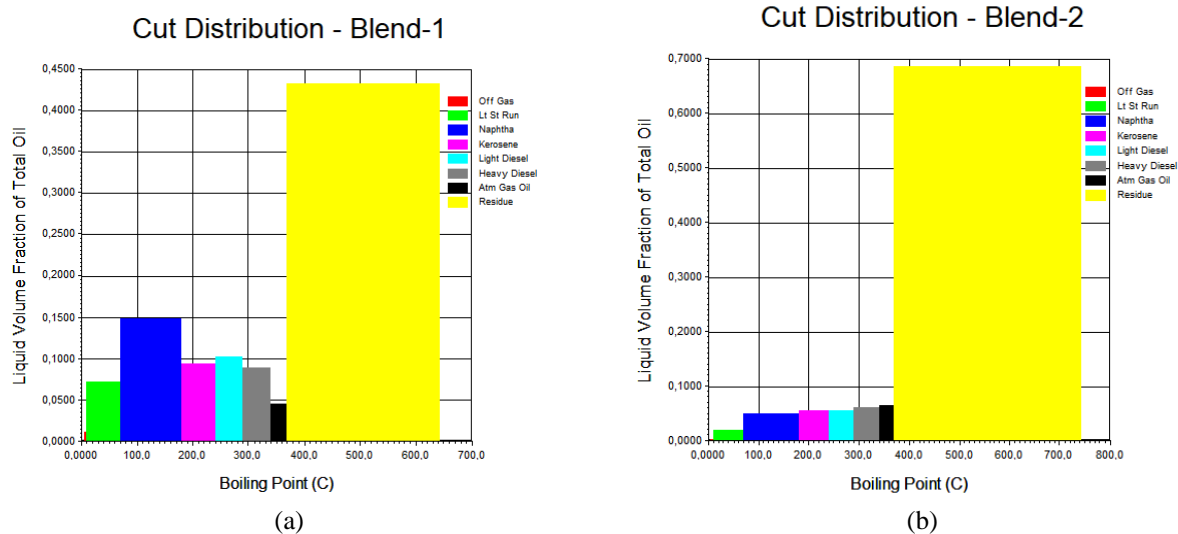


Рисунок 2. Фракционный состав нефти: (а) – нефть 1; (б) – нефть 2 (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Figure 2. Fractional composition of oil: (a) – oil-1; (b) – oil-2 (printout in Honeywell UniSim Design environment)

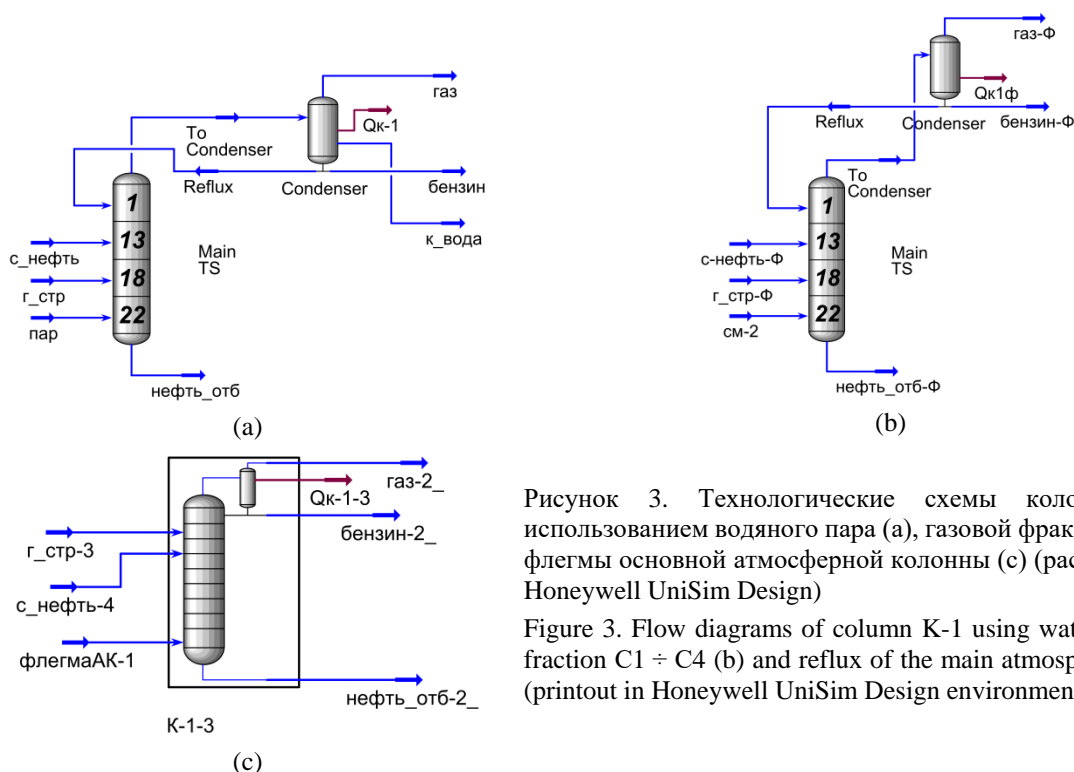


Рисунок 3. Технологические схемы колонны К 1 с использованием водяного пара (а), газовой фракции  $C_1 \div C_4$  (б) и флегмы основной атмосферной колонны (с) (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Figure 3. Flow diagrams of column K-1 using water vapor (a), gas fraction  $C_1 \div C_4$  (b) and reflux of the main atmospheric column (c) (printout in Honeywell UniSim Design environment)

Для рассматриваемой схемы содержание в потоке дистиллята бензиновой фракции с температурой конца кипения 180 °С составляет порядка 6.6%.

### Колонна К-1 с использованием газовой фракции C<sub>1</sub>÷C<sub>4</sub> (сырьё – нефть-1).

На рисунке 3b приведена технологическая схема колонны К-1 с использованием в качестве испаряющего агента газовой фракции C<sub>1</sub>÷C<sub>4</sub>. Аналогично предыдущей схеме потоки сырья **с\_нефть-Ф** и **г\_стр.-Ф** подаются на 13 и 18 тарелки, а поток газовой фракции C<sub>1</sub>÷C<sub>4</sub> (**см-2**) направляется в нижнюю часть аппарата.

Выходные технологические потоки – газовая фракция колонны К-1 (поток **газ-Ф**), дистиллят (поток **бензин-Ф**) и поток частично отбензинной нефти (**нефть\_отб-Ф**). В таблицах 3 и 4 показаны рассчитанные оценки технологических режимов и фракционного состава потоков. Сравнение с результатами, полученными для колонны К-1 с использованием водяного пара (таблица 2), показывает, что при использовании газовой фракции C<sub>1</sub>÷C<sub>4</sub> также достигается четкое

частичное отбензинивание сырья, отсутствует «увлажнение» выходных потоков и наблюдается увеличение в потоке дистиллята содержания бензиновой фракции с температурой конца кипения 180 °С до 8.4% (при использовании водяного пара эта оценка составляла величину порядка 6.6%). Можно отметить, что рассчитанные температуры верха и низа аппарата (154.5 и 218.4 °С) отличаются от соответствующих температур предыдущей схемы (155.1 и 214.2 °С). Характерный график изменения температуры по высоте аппарата показан на рисунке 5.

### Колонна К-1 с использованием флегмы основной атмосферной колонны (сырьё – нефть-1)

На рисунке 3с показана технологическая схема колонны К-1 с использованием флегмы основной атмосферной колонны. Фракционный состав потока флегмы (рисунок 6) получен нами в результате моделирования работы основной атмосферной колонны с использованием в качестве сырья потока нефти-1 (рисунок 2).

Таблица 1.

Технологические режимы колонны К 1 с использованием пара (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Table 1.

Technological modes of column K-1 using steam (printout in Honeywell UniSim Design environment)

Name	пар	с_нефть	г_стр	нефть_отб	газ
Vapour	1,0000	0,1725	0,1734	0,0000	1,0000
Temperature [C]	190,6	232,0	232,2	214,2	155,1
Pressure [kPa]	1034	517,1	517,1	294,2	280,0
Molar Flow [kgmole/h]	333,1	2323	48,49	1342	1249
Mass Flow [kg/h]	6000	4,790e+005	1,000e+004	3,927e+005	8,695e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	6,012	544,4	11,37	425,4	117,6
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,359e+005	-3,503e+005	-3,502e+005	-5,171e+005	-1,657e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	168,7	550,3	550,6	745,1	239,1
Heat Flow [kJ/h]	-7,856e+007	-8,137e+008	-1,698e+007	-6,937e+008	-2,070e+008
Name	бензин	к_вода			
Vapour	0,0000	0,0000			
Temperature [C]	155,1	155,1			
Pressure [kPa]	280,0	280,0			
Molar Flow [kgmole/h]	113,6	0,0000			
Mass Flow [kg/h]	1,530e+004	0,0000			
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	18,77	0,0000			
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,590e+005	-2,590e+005			
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	249,0	249,0			
Heat Flow [kJ/h]	-2,942e+007	-0,0000			

Таблица 2.

Фракционный состав потоков колонны К-1 с использованием пара (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Table 2.

Fractional composition of K-1 column streams using steam (printout in Honeywell UniSim Design environment)

	пар	с_нефть	г_стр	нефть_отб	газ	бензин
Methane	0,000000	0,000284	0,000284	0,000000	0,000539	0,000004
Ethane	0,000000	0,000624	0,000624	0,000000	0,001182	0,000026
Propane	0,000000	0,008618	0,008618	0,000000	0,016288	0,000769
i-Butane	0,000000	0,005439	0,005439	0,000000	0,010245	0,000857
n-Butane	0,000000	0,019285	0,019285	0,000001	0,036277	0,003606
H2O	1,000000	0,000000	0,000000	0,011119	0,254297	0,004031
NBP[0]49*	0,000000	0,036381	0,036381	0,000009	0,068105	0,010378
NBP[0]79*	0,000000	0,043586	0,043586	0,000027	0,081261	0,015877
NBP[0]111*	0,000000	0,042716	0,042716	0,000082	0,079103	0,020802
NBP[0]144*	0,000000	0,041615	0,041615	0,000290	0,076168	0,027645
NBP[0]176*	0,000000	0,043817	0,043817	0,000928	0,078680	0,038447
NBP[0]208*	0,000000	0,045050	0,045050	0,003768	0,076515	0,054459
NBP[0]240*	0,000000	0,043747	0,043747	0,009774	0,066204	0,069720
NBP[0]272*	0,000000	0,041802	0,041802	0,017550	0,052901	0,083595
NBP[0]304*	0,000000	0,039094	0,039094	0,024989	0,038866	0,093557
NBP[0]336*	0,000000	0,036200	0,036200	0,031126	0,026330	0,098550
NBP[0]368*	0,000000	0,034188	0,034188	0,036378	0,016769	0,099657
NBP[0]400*	0,000000	0,033389	0,033389	0,041490	0,010006	0,096988
NBP[0]433*	0,000000	0,035647	0,035647	0,049718	0,005682	0,094505



Таблица 3.

Рассчитанные по модели технологические режимы колонны К 1 с использованием газовой фракции C1÷C4 (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Table 3.

Technological modes of column K-1 calculated by the model using gas fractions C<sub>1</sub> ÷ C<sub>4</sub> (printout in Honeywell UniSim Design environment)

Name	см-2	с-нефть-Ф	г_стр-Ф	нефть_отб-Ф	газ-Ф
Vapour	1,0000	0,1725	0,1734	0,0000	1,0000
Temperature [C]	190,0	232,0	232,2	218,4	154,5
Pressure [kPa]	500,0	517,1	517,1	330,0	280,0
Molar Flow [kgmole/h]	176,5	2323	48,49	1461	972,0
Mass Flow [kg/h]	6000	4,790e+005	1,000e+004	4,049e+005	7,478e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	13,21	544,4	11,37	442,1	108,0
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8,348e+004	-3,503e+005	-3,502e+005	-4,854e+005	-1,298e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	196,3	550,3	550,6	709,7	245,4
Heat Flow [kJ/h]	-1,473e+007	-8,137e+008	-1,698e+007	-7,090e+008	-1,261e+008
Name	бензин-Ф				
Vapour	0,0000				
Temperature [C]	154,5				
Pressure [kPa]	280,0				
Molar Flow [kgmole/h]	115,2				
Mass Flow [kg/h]	1,530e+004				
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	18,85				
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,549e+005				
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	247,9				
Heat Flow [kJ/h]	-2,936e+007				

Таблица 4.

Рассчитанные по модели фракционные составы потоков колонны К 1 с использованием газовой фракции C1÷C4 (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Table 4.

The fractional compositions of the K-1 column streams calculated by the model using a gas fractions C<sub>1</sub> ÷ C<sub>4</sub> (printout in Honeywell UniSim Design environment)

	см-2	с-нефть-Ф	г_стр-Ф	нефть_отб-Ф	газ-Ф	бензин-Ф
Methane	0,443639	0,000284	0,000284	0,003872	0,075357	0,000630
Ethane	0,030435	0,000624	0,000624	0,000584	0,006154	0,000139
Propane	0,328341	0,008618	0,008618	0,011302	0,063303	0,003021
i-Butane	0,054911	0,005439	0,005439	0,002924	0,018659	0,001576
n-Butane	0,142673	0,019285	0,019285	0,008585	0,059348	0,005955
H2O	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
NBP[0]49*	0,000000	0,036381	0,036381	0,000158	0,086938	0,013348
NBP[0]79*	0,000000	0,043586	0,043586	0,000452	0,103248	0,020317
NBP[0]111*	0,000000	0,042716	0,042716	0,001218	0,099267	0,026286
NBP[0]144*	0,000000	0,041615	0,041615	0,003110	0,092833	0,033922
NBP[0]176*	0,000000	0,043817	0,043817	0,006244	0,092138	0,045361
NBP[0]208*	0,000000	0,045050	0,045050	0,012337	0,084215	0,060365
NBP[0]240*	0,000000	0,043747	0,043747	0,019082	0,069340	0,073525
NBP[0]272*	0,000000	0,041802	0,041802	0,025644	0,053382	0,084935
NBP[0]304*	0,000000	0,039094	0,039094	0,030967	0,037940	0,091986
NBP[0]336*	0,000000	0,036200	0,036200	0,034830	0,024863	0,093787
NBP[0]368*	0,000000	0,034188	0,034188	0,038089	0,015301	0,091723
NBP[0]400*	0,000000	0,033389	0,033389	0,041527	0,008824	0,086338
NBP[0]433*	0,000000	0,035647	0,035647	0,048200	0,004861	0,081643
NBP[0]464*	0,000000	0,039413	0,039413	0,056495	0,002525	0,073703

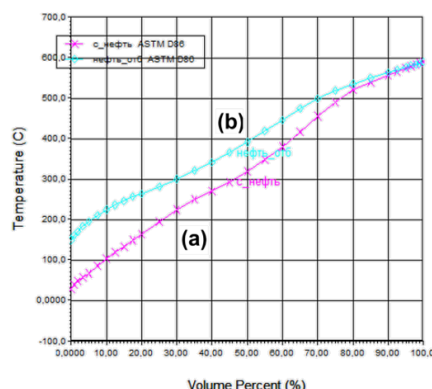


Рисунок 4. Графики ASTM D86 разгонки: (а) – сырьё (с\_нефть); (б) – частично отбензиненная нефть (нефть\_отб) (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Figure 4. ASTM D86 distillation plots: (a) – raw material (с\_нефть); (b) – partially stripped oil (нефть\_отб) (printout in Honeywell UniSim Design environment)

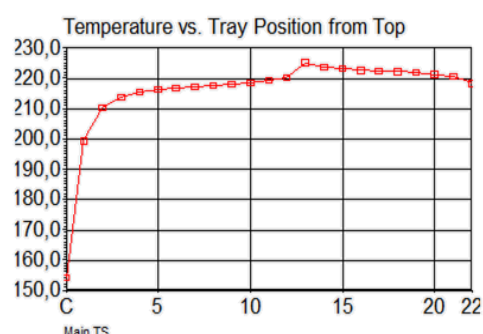


Рисунок 5. График изменения температуры по высоте колонны К 1 (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Figure 5. Graph of temperature change along the height of column K 1 (printout in Honeywell UniSim Design environment)

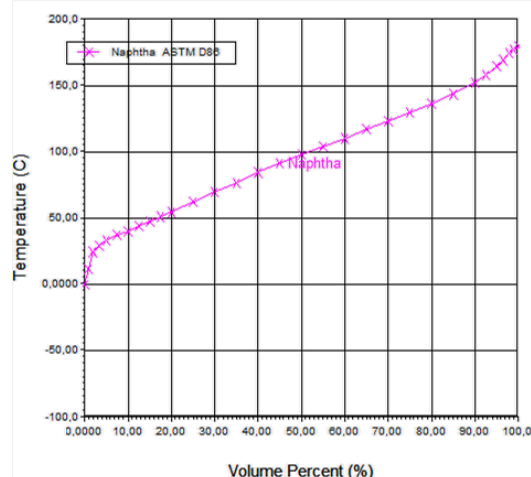


Рисунок 6. График ASTM D86 разгонки испаряющего агента колонны К-1-3 – флегмы основной атмосферной колонны первичной переработки нефти (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Figure 6. Chart ASTM D86 for distillation of the evaporating agent of the column K-1-3 - reflux of the main atmospheric column of primary oil refining (printout in Honeywell UniSim Design environment)

Таблица 5.  
Рассчитанные технологические режимы колонны К 1 с использованием флегмы основной атмосферной колонны (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Table 5.  
Calculated technological modes of column K 1 using reflux of the main atmospheric column (printout in Honeywell UniSim Design environment)

Name	флегмаК-1	с_нефть-4	г_стр-3	нефть_отб-2_	газ-2_
Vapour	1,0000	0,1725	0,1734	0,0000	1,0000
Temperature [C]	190,0	232,0	232,2	225,3	149,8
Pressure [kPa]	500,0	517,1	517,1	294,2	280,0
Molar Flow [kgmole/h]	67,51	2323	48,49	1690	627,9
Mass Flow [kg/h]	6000	4,790e+005	1,000e+004	4,287e+005	5,095e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	8,198	544,4	11,37	472,9	72,07
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,383e+005	-3,503e+005	-3,502e+005	-4,396e+005	-1,333e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	262,3	550,3	550,6	656,2	245,0
Heat Flow [kJ/h]	-9,335e+006	-8,137e+008	-1,698e+007	-7,428e+008	-8,368e+007
Name	бензин-2_				
Vapour	0,0000				
Temperature [C]	149,8				
Pressure [kPa]	280,0				
Molar Flow [kgmole/h]	121,2				
Mass Flow [kg/h]	1,530e+004				
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	19,04				
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,436e+005				
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	232,9				
Heat Flow [kJ/h]	-2,953e+007				

Таблица 6.  
Рассчитанные фракционные составы потоков колонны К 1 с использованием флегмы основной атмосферной колонны (распечатка в среде Honeywell UniSim Design)

Table 6.  
Calculated fractional compositions of the K-1 column streams using the reflux of the main atmospheric column (printout in Honeywell UniSim Design environment)

	флегмаК-1	с_нефть-4	г_стр-3	нефть_отб-2_	газ-2_	бензин-2_
Methane	0,000640	0,000284	0,000284	0,000008	0,001120	0,000010
Ethane	0,001405	0,000624	0,000624	0,000037	0,002396	0,000056
Propane	0,019406	0,008618	0,008618	0,000951	0,031765	0,001585
i-Butane	0,012244	0,005439	0,005439	0,000946	0,018984	0,001689
n-Butane	0,043413	0,019285	0,019285	0,003790	0,065946	0,006992
H2O	0,000982	0,000000	0,000000	0,000015	0,000064	0,000001
NBP[0]49*	0,081856	0,036381	0,036381	0,010285	0,114920	0,018629
NBP[0]79*	0,098041	0,043586	0,043586	0,014216	0,131583	0,027466
NBP[0]111*	0,096044	0,042716	0,042716	0,016441	0,120809	0,034131
NBP[0]144*	0,093498	0,041615	0,041615	0,019031	0,107833	0,042288
NBP[0]176*	0,098347	0,043817	0,043817	0,023035	0,103430	0,055065
NBP[0]208*	0,100825	0,045050	0,045050	0,028320	0,091061	0,070989
NBP[0]240*	0,097221	0,043747	0,043747	0,032368	0,072352	0,083960
NBP[0]272*	0,091255	0,041802	0,041802	0,035687	0,053525	0,093860
NBP[0]304*	0,081131	0,039094	0,039094	0,037639	0,036233	0,097610
NBP[0]336*	0,059929	0,036200	0,036200	0,038113	0,022342	0,094549
NBP[0]368*	0,020413	0,034188	0,034188	0,037805	0,012788	0,086964
NBP[0]400*	0,002898	0,033389	0,033389	0,038957	0,006805	0,076512
NBP[0]433*	0,000387	0,035647	0,035647	0,043915	0,003449	0,067557
NBP[0]464*	0,000060	0,039413	0,039413	0,050561	0,001668	0,057638

## Закключение

На схеме (рисунок 3с) потоки сырья – **с\_нефть-4** и **г\_стр.-3**, поток испаряющего агента – **флегмаАК-1**. Выходные технологические потоки – газовая фракция колонны К-1 (поток **газ-2**), дистиллят (поток **бензин-2**) и поток частично отбензинной нефти (**нефть\_отб-2**). Результаты расчета работы колонны К-1 приведены в таблицах 5 и 6. В данном варианте технологического оформления колонны К-1 по сравнению со схемами на рисунке 3а и рисунке 3б в потоке дистиллята увеличивается содержание бензиновой фракции с температурой конца кипения 180° С до 11.1% (при использовании водяного пара эта оценка составляла величину порядка 6.6%, при применении газовой фракции  $C_1 \div C_4$  – 8.4%). Также отличаются рассчитанные температуры верха 149.8° С и низа 225.3° С аппарата (для предыдущей схемы 154.5° С и 218.4° С соответственно).

При моделировании работы колонны К-1 на сырье **нефть-2** (рисунок 2) с использованием перечисленных выше испаряющих агентов также получены результаты, показывающие возможность использовать в качестве испаряющего агента газовую фракцию  $C_1 \div C_4$ .

В колонне частичного отбензинивания нефти К-1 в качестве испаряющих агентов в промышленных условиях используют водяной пар (несмотря на недостатки его применения), возможно применение бензиновой, керосиновой или дизельной фракций. Моделирование работы колонны К-1, проведенное в программной системе Honeywell UniSim Design, показало возможность использовать в качестве испаряющего агента газовую фракцию  $C_1 \div C_4$ . В этом случае варьирование технологических режимов колонны позволяет достигать требуемый отбор дистиллята, регулировать его фракционный состав и содержание в нём бензиновой фракции с температурой конца кипения 180° С. Использование газовой фракции  $C_1 \div C_4$  с точки зрения её теплофизических параметров занимает промежуточное значение между использованием водяного пара с одной стороны и применением бензиновой или керосино-газойлевой фракции с другой.

## Литература

- 1 Саяпина Е.С., Сариллов М.Ю. Задачи отбензинивающих колонн при переработки нефти // Научно-техническое творчество аспирантов и студентов. 2017. С. 969-971.
- 2 Чуракова С.К., Нестеров И.Д., Богатых К.Ф. Способы снижения энергозатрат на стадии частичного отбензинивания нефти // Химия и технология топлив и масел. 2013. №. 1. С. 6-9.
- 3 Зотов Н.И., Попов С.В., Хабибрахманова О.В. Повышение эффективности работы колонны частичного отбензинивания нефти // Вестник ВГУИТ. 2021. Т. 83. №. 1. С. 284-289.
- 4 Сидоров Г.М., Деменков В.Н., Зиннатуллин Р.Р. Энергосберегающая технология получения сырья для процесса каталитического риформинга в сложных колоннах с боковыми отборами // Современные проблемы науки и образования. 2012. №. 6. С. 154-154.
- 5 Симонова Е.С., Кожухова Н.Ю. Совершенствование работы отбензинивающей колонны установки АВТ для первичной перегонки нефти // Лесной и химический комплексы-проблемы и решения. 2021. С. 347-350.
- 6 Саяпина Е.С., Сариллов М.Ю. Задачи отбензинивающих колонн при переработки нефти // Научно-техническое творчество аспирантов и студентов. 2017. С. 969-971.
- 7 Поляков К.М., Носенко В.Н. Влияние различных видов питания ректификационных колонн на энергопотребление установки первичной переработки нефти // Вестник Омского университета. 2018. Т. 23, № 1. С. 53–59. doi: 10.25513/1812–3996.2018.23(1).53–59
- 8 Долгополова В.Л., Кривошеев В.П., Ануфриев А.В. Моделирование установки первичной перегонки нефти в режиме энергосбережения // Молодой ученый. 2016. № 24. С. 59–68.
- 9 Сидоров Г.М., Ахметов А.Ф., Зиннатуллин Р.Р. Опыт получения компонентов автомобильных бензинов с улучшенными экологическими свойствами // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2014. №. 1. С. 31-33.
- 10 Казанцев А.И., Кожухова Н.Ю. Пути повышения эффективности работы отбензинивающей колонны блока АВТ // Молодые ученые в решении актуальных проблем науки. 2020. С. 142-144.
- 11 Churakova S.K., Nesterov I.D., Bogatykh K.F. Methods of reducing energy consumption at the partial crude oil topping stage // Chemistry and technology of fuels and oils. 2013. V. 49. №. 1. P. 5-10. doi: 10.1007/s10553-013-0404-1
- 12 Sidorov G.M., Demenkov V.N., Zinnatullin R.R., Sharipov R.A. The mixtures separation in the complex columns with the connected sections // International Journal of Applied and Fundamental Research. 2013. №. 2. P. 245-245.
- 13 Mamudu A.O., Igwe G.J., Okonkwo E. Process design evaluation of an optimum modular topping refinery for Nigeria crude oil using hysys® aspen software // Cogent Engineering. 2019. V. 6. №. 1. P. 1659123. doi: 10.1080/23311916.2019.1659123
- 14 Goralchuk A., Gubsky S., Omel'chenko S., Riabets O. et al. Impact of added food ingredients on foaming and texture of the whipped toppings: a chemometric analysis // European Food Research and Technology. 2020. V. 246. №. 10. P. 1955-1970. doi: 10.1007/s00217-020-03547-3
- 15 Claisse J.T., Pondella D.J., Love M., Zahn L.A. et al. Impacts from partial removal of decommissioned oil and gas platforms on fish biomass and production on the remaining platform structure and surrounding shell mounds // PloS one. 2015. V. 10. №. 9. P. e0135812.

- 16 Mamudu O.A., Igwe G.J., Okonkwo E., Okocha S.I. Modular Crude Oil Topping Refinery: The Total Utilization of All Distilled Cuts // *Ewemen Journal of Petrochemical Research & Innovation*. 2016. V. 1. №. 2.
- 17 Tadesse T., Yeshealem B., Assefa A., Liben M. Influence of seed rate and leaf topping on seed yield, oil content and economic returns of Ethiopian mustard (*Brassica carinata*) // *Pak. J. Agri. Sci.* 2012. V. 49. №. 3. P. 237-241.
- 18 Petrut R.F., Danthine S., Blecker C. Assessment of partial coalescence in whippable oil-in-water food emulsions // *Advances in colloid and interface science*. 2016. V. 229. P. 25-33. doi: 10.1016/j.cis.2015.12.004
- 19 Mamudu A.O., Imokhe O., Okoro E.E., Olabode S. The Comparative Analysis of Bonny Light& Bonny Medum Crude Oil Using Simple Distillation and Preflash Model For Maximum Distillate Cuts Recovery (Crude Oil Topping Refinery) // *International Journal of Applied Engineering Research*. 2017. V. 12. №. 18. P. 7372-7391.
- 20 Angela M., Omolegho I., Emeka O., Sanmi O. The Comparative Analysis of Bonny Crude Oil Using Simple Distillation and Pre-flash Model for Maximum Distillate Cuts Recovery (Crude Oil Topping Refinery) // *International Journal of Applied Engineering Research*. 2017. V. 12. №. 18. P. 7372-7391.

## References


- 1 Sayapina E.S., Sarilov M.Yu. Tasks of topping columns in oil refining. Scientific and technical work of graduate students and students. 2017. pp. 969-971. (in Russian).
- 2 Churakova S.K., Nesterov I.D., Bogatykh K.F. Ways to reduce energy consumption at the stage of partial oil topping. Chemistry and technology of fuels and oils. 2013. no. 1. pp. 6-9. (in Russian).
- 3 Zotov N.I., Popov S.V., Khabibrakhmanova O.V. Improving the efficiency of the partial oil topping column. Proceedings of VSUET. 2021. vol. 83. no. 1. pp. 284-289. (in Russian).
- 4 Sidorov G.M., Demenkov V.N., Zinnatullin R.R. Energy-saving technology for obtaining raw materials for the catalytic reforming process in complex columns with side extractions. Modern problems of science and education. 2012. no. 6. pp. 154-154. (in Russian).
- 5 Simonova E.S., Kozhukhova N.Yu. Improving the work of the topping column of the AVT unit for the primary distillation of oil. Forestry and chemical complexes - problems and solutions. 2021, pp. 347-350. (in Russian).
- 6 Sayapina E.S., Sarilov M.Yu. Tasks of topping columns in oil refining. Scientific and technical work of graduate students and students. 2017. pp. 969-971. (in Russian).
- 7 Polyakov K.M., Nosenko V.N. Influence of different types of nutrition of distillation columns on the energy consumption of the primary oil refining unit. Bulletin of the Omsk University. 2018. vol. 23. no. 1. pp. 53–59. doi: 10.25513/1812–3996.2018.23(1).53–59 (in Russian).
- 8 Dolgopolova V.L., Krivosheev V.P., Anufriev A.V. Modeling of the installation of primary distillation of oil in the energy saving mode. Young scientist. 2016. no. 24. pp. 59–68. (in Russian).
- 9 Sidorov G.M., Akhmetov A.F., Zinnatullin R.R. Experience in obtaining automotive gasoline components with improved environmental properties. International Journal of Applied and Fundamental Research. 2014. no. 1. pp. 31-33. (in Russian).
- 10 Kazantsev A.I., Kozhukhova N.Yu. Ways to improve the efficiency of the topping column of the AVT unit. Young scientists in solving urgent problems of science. 2020. pp. 142-144. (in Russian).
- 11 Churakova S.K., Nesterov I.D., Bogatykh K.F. Methods of reducing energy consumption at the partial crude oil topping stage. Chemistry and technology of fuels and oils. 2013. vol. 49. no. 1. pp. 5-10. doi: 10.1007/s10553-013-0404-1
- 12 Sidorov G.M., Demenkov V.N., Zinnatullin R.R., Sharipov R.A. The mixtures separation in the complex columns with the connected sections. International Journal of Applied and Fundamental Research. 2013. no. 2. pp. 245-245.
- 13 Mamudu A.O., Igwe G.J., Okonkwo E. Process design evaluation of an optimum modular topping refinery for Nigeria crude oil using aspen hysys® software. Cogent Engineering. 2019. vol. 6. no. 1. pp. 1659123. doi: 10.1080/23311916.2019.1659123
- 14 Goralchuk A., Gubsky S., Omel'chenko S., Riabets O. et al. Impact of added food ingredients on foaming and texture of the whipped toppings: a chemometric analysis. European Food Research and Technology. 2020. vol. 246. no. 10. pp. 1955-1970. doi: 10.1007/s00217-020-03547-3
- 15 Claisse J.T., Pondella D.J., Love M., Zahn L.A. et al. Impacts from partial removal of decommissioned oil and gas platforms on fish biomass and production on the remaining platform structure and surrounding shell mounds. PloS one. 2015. vol. 10. no. 9. pp. e0135812.
- 16 Mamudu O.A., Igwe G.J., Okonkwo E., Okocha S.I. Modular Crude Oil Topping Refinery: The Total Utilization of All Distilled Cuts. Ewemen Journal of Petrochemical Research & Innovation. 2016. vol. 1. no. 2.
- 17 Tadesse T., Yeshealem B., Assefa A., Liben M. Influence of seed rate and leaf topping on seed yield, oil content and economic returns of Ethiopian mustard (*Brassica carinata*). Pak. J. Agri. Sci. 2012. vol. 49. no. 3. pp. 237-241.
- 18 Petrut R.F., Danthine S., Blecker C. Assessment of partial coalescence in whippable oil-in-water food emulsions. Advances in colloid and interface science. 2016. vol. 229. pp. 25-33. doi: 10.1016/j.cis.2015.12.004
- 19 Mamudu A.O., Imokhe O., Okoro E.E., Olabode S. The Comparative Analysis of Bonny Light& Bonny Medum Crude Oil Using Simple Distillation and Preflash Model For Maximum Distillate Cuts Recovery (Crude Oil Topping Refinery). International Journal of Applied Engineering Research. 2017. vol. 12. no. 18. pp. 7372-7391.
- 20 Angela M., Omolegho I., Emeka O., Sanmi O. The Comparative Analysis of Bonny Crude Oil Using Simple Distillation and Pre-flash Model for Maximum Distillate Cuts Recovery (Crude Oil Topping Refinery). International Journal of Applied Engineering Research. 2017. vol. 12. no. 18. pp. 7372-7391.




## Сведения об авторах

**Владислав С. Федькин** магистрант, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, chemicaluniversity@mail.ru

**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>

**Оксана В. Хабибрахманова** к.х.н., доцент, кафедра химии и химической технологии, Самарский государственный технический университет, филиал в г. Новокуйбышевске, ул. Миронова, 5, г. Новокуйбышевск, 446200, Россия, chemicaluniversity@mail.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-1523-9861>

## Вклад авторов

**Владислав С. Федькин** обзор литературных источников по исследуемой проблеме, разработал модели и провел вычислительный эксперимент

**Сергей В. Попов** разработал модели и провел вычислительный эксперимент

**Оксана В. Хабибрахманова** консультация в ходе исследования


## Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.


## Information about authors

**Vladislav S. Fedkin** master student, chemistry and chemical technology department, Samara State Technical University, branch in Novokuibyshevsk, st. Mironova, 5, Novokuibyshevsk, 446200, Russia, chemicaluniversity@mail.ru

**Sergey V. Popov** Cand. Sci. (Engin.), associate professor, Chemistry and Chemical Technology Department, Samara State Technical University, branch in Novokuibyshevsk, st. Mironova, 5, Novokuibyshevsk, 446200, Russia, svpopov2018@ya.ru

 <https://orcid.org/0000-0003-0533-9049>

**Oksana V. Khabibrakhmanova** Cand. Sci. (Chem.), associate professor, chemistry and chemical technology department, Samara State Technical University, branch in Novokuibyshevsk, st. Mironova, 5, Novokuibyshevsk, 446200, Russia, chemicaluniversity@mail.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-1523-9861>

## Contribution

**Vladislav S. Fedkin** review of the literature on an investigated problem, developed models and conducted a computational experiment

**Sergey V. Popov** developed models and conducted a computational experiment

**Oksana V. Khabibrakhmanova** consultation during the study

## Conflict of interest

The authors declare no conflict of interest.

Поступила 19/10/2021	После редакции 04/11/2021	Принята в печать 20/11/2021
Received 19/10/2021	Accepted in revised 04/11/2021	Accepted 20/11/2021