

Н. С. Белинская, Р. Д. Попов

# ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОЦЕССА В РЕАКТОРЕ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА НА ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКЕ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

**Ключевые слова:** углекислый газ, декарбонизация, парниковые газы, сокращение выбросов углекислого газа, энергоэффективность, депарафинизация, дизельное топливо.

Нефтеперерабатывающие предприятия являются крупными источниками выбросов углекислого газа в атмосферу. Сокращение выбросов углекислого газа без ущерба производственной эффективности и энергобезопасности является одной из приоритетных задач предприятий нефтепереработки. Углекислый газ на нефтеперерабатывающих предприятиях образуется в основном при сжигании углеводородных топлив в печах для подогрева различных технологических потоков. В данной работе для промышленной установки производства дизельного топлива показано, что более рациональное использование углеводородного топливного газа, а именно сжигание меньшего количества топливного газа в печи подогрева сырья процесса депарафинизации, позволяет сократить выбросы углекислого газа на 2,4 %. Снижение потребления топливного газа в печи подогрева сырья достигается за счет оптимизации температуры процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, которому предшествует подогрев сырья в печи. Расчетами на математической модели показано, что оптимальная температура процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, ниже фактической на 5 – 11 °С. Проведение процесса депарафинизации при оптимальной температуре позволяет снизить потребление топливного газа в печи подогрева сырья на 414 – 426 тонн при различном составе топливного газа за один период производства зимнего дизельного топлива (4 месяца холодного периода года), что эквивалентно сокращению выбросов углекислого газа на 1240 – 1276 тонн. Сокращение выбросов углекислого газа и снижение негативного влияния промышленной установки на окружающую среду достигнуто с сохранением показателей эффективности производства дизельного топлива, таких как предельная температура фильтруемости и выход продукта.

N. S. Belinskaya, R. D. Popov

## OPTIMIZATION OF PROCESS TEMPERATURE IN THE REACTOR AS A WAY TO REDUCE CARBON DIOXIDE EMISSIONS AT THE INDUSTRIAL DIESEL FUEL DEWAXING UNIT

**Keywords:** carbon dioxide, decarbonization, greenhouse gases, reduction of carbon dioxide emission, energy efficiency, dewaxing, diesel fuel.

Oil refineries are major sources of carbon dioxide emissions into the atmosphere. Reducing carbon dioxide emissions without compromising production efficiency and energy security is a priority for oil refineries. Carbon dioxide at oil refineries is formed mainly during combustion of hydrocarbon fuels in furnaces for heating various process streams. In this paper, for an industrial diesel fuel production unit, it is shown that more rational use of hydrocarbon fuel gas, namely, combustion of a smaller amount of fuel gas in the furnace for heating the feedstock of the dewaxing process, provides reducing carbon dioxide emissions by 2.4 %. Reduction in fuel gas consumption in the furnace for heating the feedstock is achieved by optimizing the temperature of the dewaxing process occurring in the reactor, which is preceded by heating the feedstock in the furnace. Calculations on a mathematical model showed that the optimal temperature of the dewaxing process occurring in the reactor is lower than the actual one by 5 – 11 °C. Carrying out the dewaxing process at the optimal temperature allows reducing the fuel gas consumption in the raw material preheating furnace by 414 – 426 tons with different fuel gas compositions during one period of winter diesel fuel production (4 months of the cold season), which is equivalent to reducing carbon dioxide emissions by 1240 – 1276 tons. The reduction in carbon dioxide emissions and the reduction in the negative impact of the industrial plant on the environment were achieved while maintaining the efficiency indicators of diesel fuel production, such as the cold filter plugging point and the yield of the product.

### Введение

Сокращение количества вредных выбросов в атмосферу для предотвращения негативных последствий изменения климата и снижения негативного воздействия промышленных предприятий на окружающую среду – одна из приоритетных задач государственной политики РФ и мирового сообщества [1,2].

Предприятия нефтепереработки вносят существенный вклад в общий объем вредных выбросов в атмосферу [3]. Значительную долю вредных выбросов в атмосферу составляет углекислый газ, образующийся при сжигании ископаемых топлив, потреб-

ление которых в качестве энергоресурсов растет из года в год [4,5].

Для снижения выбросов углекислого газа применяется ряд технологий:

- улавливание и хранение углекислого газа (углекислый газ улавливают с промышленных объектов и закачивают в геологические пласты для долгосрочного хранения; для улавливания применяются технологии абсорбции, адсорбции, мембранной фильтрации) [6-10];
- закачка углекислого газа в пласт для повышения нефте- и газоотдачи (углекислый газ

закачивают в пласты, что создаёт дополнительное давление и снижает вязкость нефти и газового конденсата) [11-15];

- каталитическая переработка углекислого газа в синтез-газ и водород [16-21], метанол [22], этанол [23], синтетические моторные топлива [24];
- утилизация факельных газов нефтеперерабатывающих предприятий на установке, использующей возобновляемые источники энергии, с получением водородного газа высокой чистоты, метана, этановой фракции и пропилена [25];
- поглощение углекислого газа микроводорослями [26];
- применение факельных газов после предварительной подготовки в качестве топлива для газотурбинных электростанций [27, 28].

Наиболее распространенным и действенным способом сокращения выбросов углекислого газа является повышение энергоэффективности промышленных предприятий [29,30]. Повышение энергоэффективности означает более эффективное (рациональное) использование энергетических ресурсов и подразумевает потребление меньшего количества энергетических ресурсов при сохранении того же уровня эффективности технологических процессов.

Оптимизация технологических процессов на нефтеперерабатывающих предприятиях позволяет снизить затраты на производство при сохранении требуемого качества и выхода целевых продуктов [31-33]. При оптимизации технологических процессов может возникать дополнительный эффект по уменьшению негативного воздействия на экологию за счет сокращения выбросов углекислого газа, образующегося при сжигании топливных газов в печах для подогрева различных технологических потоков. Ранее авторами показано, что более точное управление процессом депарафинизации дизельного топлива, а именно оптимизация процесса с применением математической модели в зависимости от состава сырья, поступающего на установку, его расхода, а также текущей активности катализатора, позволяет не только получать дизельное топливо, соответствующее требованиям по качеству и выходу, но и сократить выбросы углекислого газа на промышленной установке за счет уменьшения количества сжигаемого топливного газа в печи подогрева сырья [34]. Оценка снижения количества выбросов углекислого газа была проведена для одного состава топливного газа.

Целью данной работы является оценка сокращения количества выбросов углекислого газа на промышленной установке производства дизельного топлива при проведении процесса депарафинизации в оптимальном температурном режиме с учетом изменяющегося состава топливного газа, сжигаемого в печи для подогрева сырья.

### Объект и методы исследования

Объектом исследования является стадия депарафинизации реакторного блока промышленной установки производства дизельного топлива, включаю-

щая печь для подогрева сырья и реактор процесса депарафинизации (рис. 1).

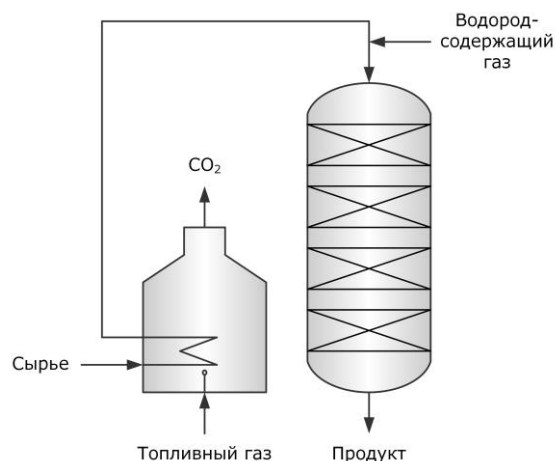


Рис. 1 – Упрощенная технологическая схема процесса депарафинизации

Fig. 1 – Simplified process flow diagram of the dewaxing process

Реактор процесса депарафинизации представляет собой полочный аппарат, в котором расположены четыре слоя Ni-содержащего цеолитного катализатора. Сырье – смесь гидроочищенных среднедисиллатных фракций – предварительно смешивается с водородсодержащим газом и подается в реактор в направлении сверху-вниз [35]. Целевыми продуктами процесса депарафинизации являются компоненты дизельных топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами, которые используются для получения товарных дизельных топлив зимних и арктических марок. В процессе депарафинизации парафины нормального и слаборазветвленного строения подвергаются реакциям гидрокрекинга и гидроизомеризации с получением парафинов нормального строения с более короткой длины цепи молекулы и изо-парафинов, которые обладают лучшими, по сравнению с сырьевыми молекулами, низкотемпературными свойствами [36].

Перед подачей в реактор сырье подогревается в печи. Топливом для печи служит нефтезаводской углеводородный газ (топливный газ), образующийся в реакциях процесса депарафинизации, отделяемый от жидкого продукта на стадии стабилизации и после аминовой очистки направляемый в печь подогрева сырья. Дымовые газы, образующиеся в печи и содержащие углекислый газ, поступают в дымовую трубу и выбрасываются в атмосферу.

Основными компонентами топливного газа являются метан, этан, пропан, *n*-бутан, *изо*-бутан, также может присутствовать значительное количество *изо*-пентана. В топливном газе также присутствуют в меньших количествах водород, *n*-пентан, компоненты  $C_{6+}$ , сероводород.

Составы топливного газа представлены в таблице 1.

Основной метод исследования – метод математического моделирования. Математическая модель процесса депарафинизации [37]:

$$\begin{cases} G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_{j=1}^m a_j \cdot W_j \\ G \cdot \frac{\partial T}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial T}{\partial V} = \frac{1}{\rho \cdot C_p^{см}} \sum_{j=1}^m Q_j \cdot a_j \cdot W_j \end{cases} \quad (1)$$

Начальные условия:  $z = 0$ ;  $C_i = C_{i,0}$ ;  $T = T_0$ ;  $V = 0$ :  $C_i = C_{i,0}$ ;  $T = T_0$ , где  $z$  – объем переработанного сырья с момента загрузки свежего катализатора, м<sup>3</sup>;  $G$  – расход сырья, м<sup>3</sup>/час;  $z = G \cdot t$  ( $t$  – время работы катализатора с момента загрузки свежего катализатора, ч);  $C_i$  – концентрация  $i$ -го компонента, моль/л;  $V$  – объем слоя катализатора, м<sup>3</sup>;  $a_j$  – активность катализатора в  $j$ -ой реакции;  $\rho$  – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;  $C_p^{см}$  – удельная теплоемкость смеси, Дж/(кг·К);  $Q_j$  – тепловой эффект  $j$ -ой реакции, Дж/моль;  $T$  – температура, К;  $W_j$  – скорость  $j$ -ой реакции, моль/(л·с),  $m$  – количество реакций.

Таблица 1 – Составы топливного газа

Table 1 – Fuel gas compositions

№	Содержание компонента, % мас.			
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
1	3,68	15,38	21,07	24,41
2	3,65	15,29	20,96	24,28
3	3,18	21,27	20,22	20,08
4	3,13	21,15	20,10	19,96
5	3,73	6,76	12,78	24,81
6	3,54	6,74	12,73	24,74
7	2,77	5,77	11,12	26,00
8	2,63	5,78	11,12	26,04
№	Содержание компонента, % мас.			
	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
1	11,59	10,84	3,50	6,60
2	11,53	10,77	3,48	6,55
3	11,95	9,95	3,35	6,84
4	11,88	9,90	3,33	6,80
5	17,02	16,04	5,30	11,16
6	16,97	16,01	5,28	11,12
7	16,76	19,40	5,34	12,68
8	16,77	19,43	5,34	12,71
№	Содержание компонента, % мас.			
	C <sub>6+</sub>	H <sub>2</sub> S	–	–
1	2,93	0,0040	–	–
2	3,49	0,0039	–	–
3	3,15	0,0140	–	–
4	3,74	0,0141	–	–
5	2,40	0,0031	–	–
6	2,87	0,0029	–	–
7	0,15	0,0130	–	–
8	0,17	0,0133	–	–

При оптимизации процесса модель учитывает состав и расход сырья, расход водородсодержащего газа, температуру сырья на выходе из печи, температуру водородсодержащего газа, температуру процесса, давление, активность катализатора на каждую дату расчета.

## Результаты и обсуждение

Температура процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, оказывает наиболее существенное влияние на целевой показатель получаемого дизельного топлива – предельную температуру фильтруемости [38,39]. Кроме того, с практической точки зрения, на производстве регулировать температуру процесса намного проще, чем другие технологические параметры. Поэтому в исследовании сделан акцент на оптимизацию температуры процесса, а в качестве критерия оптимизации использовалась требуемая предельная температура фильтруемости получаемого дизельного топлива, которая составляет –26 °C [40].

Расчет проведен для периода производства зимнего дизельного топлива для холодного периода года, составляющего в среднем 120 суток (4 месяца).

В результате расчета процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, с применением математической модели показано, что процесс проводится при повышенной (фактической) температуре (в диапазоне 350 – 357 °C), которая обеспечивает достижение предельной температуры фильтруемости получаемого дизельного топлива на 3 – 7 °C выше требуемой.

В результате оптимизации температуры процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, с применением математической модели показано, что процесс возможно проводить при более низкой (оптимальной) температуре (в диапазоне 344 – 350 °C), которая обеспечивает достижение требуемой предельной температуры фильтруемости.

Разница между фактической и текущей температурой процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, для выбранного периода расчета представлена на рис. 2.

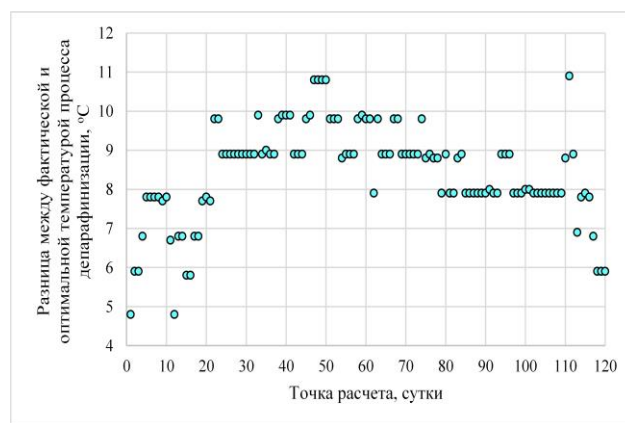


Рис. 2 – Разница между фактической и оптимальной температурой процесса депарафинизации, протекающего в реакторе

Fig. 2 – Difference between the actual and optimal temperatures of the dewaxing process taking place in the reactor

Разница между предельной температурой фильтруемости получаемого дизельного топлива при фактической и оптимальной температуре процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, для выбранного периода расчета представлена на рис. 3.

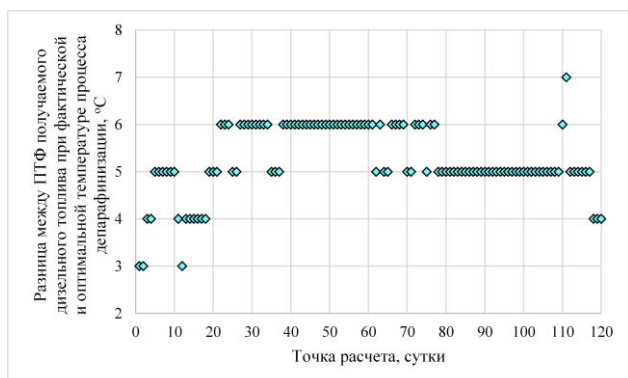


Рис. 3 – Разница между предельной температурой фильтруемости (ПТФ) получаемого дизельного топлива при фактической и оптимальной температуре процесса депарафинизации, протекающего в реакторе

Fig. 3 – Difference between the maximum filterability (MFT) of the diesel fuel obtained at the actual and optimal temperatures of the dewaxing process taking place in the reactor

Как было указано выше, температура процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, обеспечивается за счет подогрева сырья в печи. Подогрев сырья до фактической температуры, т.е. до температуры выше оптимальной, требует сжигания большего количества топливного газа в печи, что приводит к большему количеству выбросов углекислого газа в атмосферу.

Оценка снижения количества выбросов углекислого газа проведена с использованием методики расчета процесса горения топливного газа в печи [34].

В результате расчета процесса нагрева сырья в печи (рис. 4) показано, что за период 120 суток при различных составах топливного газа (таблица 1):

- количество топливного газа, необходимое для нагрева сырья до фактической температуры, выше на 414 – 426 тонн, чем количество топливного газа, необходимое для нагрева сырья до оптимальной температуры;
- количество выбросов углекислого газа при нагреве сырья до фактической температуры выше на 1240 – 1276 тонн, чем количество выбросов углекислого газа при нагреве сырья до оптимальной температуры.

Как видно из полученных результатов (рис. 4), при изменении состава топливного газа количество топливного газа, которое необходимо сжечь в печи для достижения требуемой температуры процесса депарафинизации, за выбранный период расчета увеличивается на 12 тонн от состава №1 к составу №8, что объясняется уменьшением удельной теплоты сгорания топливного газа на 1,37 МДж/кг от 49,48 МДж/кг до 48,12 МДж/кг от состава №1 к составу №8. При этом количество выбросов углекислого газа увеличивается на 36 тонн от состава №1 к составу №8.



Рис. 4 – Разница между количеством топливного газа, сжигаемого в печи, и разница между количеством выбросов углекислого газа при фактической и оптимальной температуре

Fig. 4 – Difference between the amount of fuel gas burned in the furnace and the difference between the amount of carbon dioxide emissions at actual and optimal temperatures

### Закключение

Проведение процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, при оптимальной температуре позволяет снизить расход топливного газа в печь подогрева сырья (на 414 – 426 тонн при различном составе топливного газа), что приводит к сокращению выбросов углекислого газа при сгорании топливного газа в печи на 2,4 % (на 1240 – 1276 тонн за один период работы установки в режиме производства зимнего дизельного топлива) по сравнению с проведением процесса депарафинизации в реакторе при неоптимальной температуре.

При изменении состава топливного газа его удельная теплота сгорания и, соответственно, расход, необходимый для нагревания сырья в печи до оптимальной температуры, также изменяется. Поэтому при определении оптимального расхода топливного газа в печь необходимо учитывать не только оптимальную температуру, до которой необходимо нагреть сырье, но и состав топливного газа.

Результаты исследования могут применяться на промышленных установках производства дизельного топлива, имеющих стадию депарафинизации: математическая модель процесса депарафинизации может применяться для определения оптимальной температуры процесса депарафинизации, протекающего в реакторе, с учетом состава и расхода сырья, требования к предельной температуре фильтруемости получаемого дизельного топлива, активности катализатора; методика расчета процесса горения топливного газа может применяться для определения оптимального расхода топливного газа в печь подогрева сырья процесса депарафинизации на основе данных по оптимальной температуре, полученной при расчете на математической модели, и с учетом состава топливного газа, что позволит не только поддерживать требуемое качество и выход продукта, но и снизить негативное влияние промышленных предприятий на окружающую среду за счет снижения выбросов углекислого газа.

## Литература

1. А. Новак, *Энергетическая политика*, **7** (198), 8-13 (2024). DOI: 10.46920/2409-5516\_2024\_7198\_8.
2. Е. В. Сухарева, М. В. Кахальников, *Общество: политика, экономика, право*, **3** (140), 25-33 (2025). DOI: 10.24158/rep.2025.3.2.
3. А. М. Царёв, Л. Н. Иконникова, *Нефтепромышленное дело*, **5**, 677, 61-69 (2025).
4. С. П. Филиппов, *Теплоэнергетика*, **1**, 21-40 (2024). DOI: 10.56304/S004036362401003X.
5. В. П. Клавдиенко, *Вестник Института экономики Российской академии наук*, **1**, 129-151 (2025). DOI: 10.52180/2073-6487\_2025\_1\_129\_151.
6. В. А. Колмогорова, Л. А. Сметанина, А. А. Булатов, А. В. Яковлев, *Нефтяное хозяйство*, **9**, 132-136 (2022). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-132-136.
7. С. П. Филиппов, *Теплоэнергетика*, **10**, 17-31 (2022). DOI: 10.56304/S0040363622100022.
8. О. Р. Латыпов, А. Б. Лаптев, Ф. Б. Шевляков, И. А. Голубев, Н. О. Шапошников, *Электронный научный журнал Нефтегазовое дело*, **6**, 231-263 (2022). DOI: 10.17122/ogbus-2022-6-231-263.
9. А. Я. Давлетшина, А. Ю. Власова, Р. Ф. Камалиева, *Инженерный вестник Дона*, **4** (112), 343-353 (2024).
10. А. А. Филимонова, А. Ю. Власова, Н. Д. Чичирова, Р. Ф. Камалиева, *Теплоэнергетика*, **2**, 94-100 (2025). DOI: 10.56304/S0040363624700620.
11. П. С. Егорова, В. В. Коновалов, Г. Г. Гиладев, *Нефтепромышленное дело*, **9** (669), 30-35 (2024).
12. М. Н. Коростелев, А. В. Сенцов, И. П. Гончаров, М. А. Воробьёв, *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, **19**, 4 (2024).
13. В. А. Моренов, К. В. Шиголов, *Нефтяное хозяйство*, **4**, 76-81 (2025). DOI: 10.24887/0028-2448-2025-4-76-81.
14. П. В. Рошин, Р. Ш. Зиганшин, М. А. Давыдов, Н. М. Максимов, П. В. Склюев, А. М. Зиновьев, М. А. Шейкина, Г. Г. Гиладев, *Экспозиция Нефть Газ*, **3** (113), 66-72 (2025). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-66-72.
15. А. Г. Хакимов, А. М. Царёв, Н. А. Еремин, *Нефтяное хозяйство*, **1**, 52-55 (2025). DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-52-55.
16. М. В. Цодиков, В. В. Тепляков, А. С. Федотов, В. И. Уваров, Д. Руазар, А. Киннеманн, К. Курсо, И. И. Моисеев, *Известия Академии наук. Серия химическая*, **12**, 2537-2545 (2011).
17. М. В. Цодиков, В. В. Тепляков, А. С. Федотов, Н. Ю. Козицына, В. Ю. Бычков, В. Н. Корчак, И. И. Моисеев, *Известия Академии наук. Серия химическая*, **1**, 54-61 (2011).
18. М. В. Цодиков, А. С. Федотов, В. В. Жмакин, К. Б. Голубев, В. Н. Корчак, В. Н. Бычков, Н. Ю. Козицына, И. И. Моисеев, *Мембраны и мембранные технологии*, **1**, 2, 139-148 (2011).
19. А. С. Федотов, Д. О. Антонов, В. И. Уваров, В. Н. Корчак, М. В. Цодиков, И. И. Моисеев, *Доклады Академии наук*, **459**, 4, 437-440 (2014). DOI: 10.7868/S0869565214340131.
20. А. Н. Салиев, В. Б. Ильин, М. А. Тимохина, А. В. Дульнев, А. П. Савостьянов, Р. Е. Яковенко, *Катализ в промышленности*, **24**, 3, 6-15 (2024). DOI: 10.18412/1816-0387-2024-3-6-15.
21. И. Е. Никулина, В. С. Деревщиков, В. П. Пахарукова, П. В. Снытников, Д. И. Потемкин, *Катализ в промышленности*, **23**, 6, 5-16 (2023). DOI: 10.18412/1816-0387-2023-6-5-16.
22. Е. А. Кузнецова, А. А. Череповицына, *Север и рынок: формирование экономического порядка*, **24**, 4 (74), 42-45 (2021). DOI: 10.37614/2220-802X.4.2021.74.004.
23. U. Das, T. H. Dar, C. Nandi, *Теплоэнергетика*, **2**, 69-83 (2025). DOI: 10.56304/S0040363624700681.
24. И. Н. Зубков, А. Н. Салиев, М. А. Зубкова, Д. В. Телегин, О. П. Папета, А. В. Дульнев, Р. Е. Яковенко, *Экология и промышленность России*, **28**, 11, 4-9 (2024). DOI: 10.18412/1816-0395-2024-11-4-9.
25. Н. С. Митрофанов, А. В. Воротынецев, *Вестник Технологического университета*, **28**, 2, 79-87 (2025). DOI: 10.55421/1998-7072\_2025\_28\_2\_79.
26. О. Р. Латыпов, А. Б. Лаптев, Ф. Б. Шевляков, И. А. Голубев, Н. О. Шапошников, *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, **2** (142), 174-194 (2023). DOI: 10.17122/ntj-oil-2023-2-174-194.
27. Г. Бовэнь, Х. Лунь, С. Хуэйшэн, А. Умар, М. А. Лаптев, В. В. Барсков, В. А. Рассохин, А. Г. Пулин, *Теплоэнергетика*, **3**, 5-13 (2025). DOI: 10.56304/S0040363624700711.
28. А. С. Урлуков, С. И. Усков, Д. И. Потемкин, П. В. Снытников, *Катализ в промышленности*, **22**, 4, 51-57 (2022). DOI: 10.18412/1816-0387-2022-4-51-57.
29. А. В. Белошицкий, *Вестник Алтайской академии экономики и права*, **2-2**, 155-160 (2022). DOI: 10.17513/vaael.2071.
30. Ж. Лянь, *Горизонты экономики*, **1** (88), 206-212 (2025).
31. N. S. Belinskaya, *Petroleum and Coal*, **58**, 1, 126-134 (2016).
32. Р. З. Зайнуллин, А. Н. Загоруйко, К. Ф. Коледина, И. М. Губайдуллин, Р. И. Фасхутдинова, *Катализ в промышленности*, **19**, 6, 465-473 (2019). DOI: 10.18412/1816-0387-2019-6-465-473.
33. А. Г. Фасхутдинов, И. В. Ахметов, И. М. Губайдуллин, А. Е. Мусина, *Вестник Башкирского университета*, **23**, 3, 739-744 (2018).
34. Н. С. Белинская, Р. Д. Попов, *Мир нефтепродуктов*, **2**, 40-44 (2025). DOI: 10.32758/2782-3040-2025-0-2-40-44.
35. Е. В. Францина, Н. С. Белинская, М. В. Майлин, Д. А. Афанасьева, *Технологии нефти и газа*, **1** (114), 7-12 (2018).
36. Н. С. Белинская, *Башкирский химический журнал*, **30**, 3, 102-107 (2023). DOI: 10.17122/bcj-2023-3-102-107.
37. Н. С. Белинская, Е. В. Францина, Э. Д. Иванчина, А. С. Луценко, Д. А. Афанасьева, *Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний*, **12**, 25-32 (2018).
38. И. А. Богданов, А. А. Алтынов, Е. И. Мартьянова, М. В. Киргина, *Южно-Сибирский научный вестник*, **3** (37), 26-32 (2021). DOI: 10.25699/SSSB.2021.37.3.018.
39. N. S. Belinskaya, E. V. Frantsina, E. D. Ivanchina, N. V. Popova, N. E. Belozertseva, *Petroleum and Coal*, **58**, 7, 695-699 (2016).
40. ГОСТ 32511–2013 (EN 590:2009). Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия. М. : Стандартинформ, 2019. 16 с.

## References

1. A. Novak, *Energy Policy*, **7** (198), 8-13 (2024). DOI: 10.46920/2409-5516\_2024\_7198\_8.
2. E. V. Sukhareva, M. V. Kahalnikov, *Society: politics, economics, law*, **3** (140), 25-33 (2025). DOI: 10.24158/rep.2025.3.2.
3. A. M. Tsarev, L. N. Ikonnikova, *Oilfield Eng.*, **5**, 677, 61-69 (2025).
4. S. P. Filippov, *Therm. Eng.*, **1**, 21-40 (2024). DOI: 10.56304/S004036362401003X.
5. V. P. Klavdienko, *The Bulletin of the Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences*, **1**, 129-151 (2025). DOI: 10.52180/2073-6487\_2025\_1\_129\_151.
6. V. A. Kolmogorova, L. A. Smetanina, A. A. Bulatov, A. V. Yakovlev, *Pet. Ind.*, **9**, 132-136 (2022). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-132-136.

7. S. P. Filippov, *Therm. Eng.*, **10**, 17-31 (2022). DOI: 10.56304/S0040363622100022.
8. O. R. Latypov, A. B. Laptev, F. B. Shevlyakov, I. A. Golubev, N. O. Shaposhnikov, *The network journal "Oil and Gas Business"*, **6**, 231-263 (2022). DOI: 10.17122/ogbus-2022-6-231-263.
9. A. Ya. Davletshina, A. Yu. Vlasova, R. F. Kamaliev, *Engineering journal of Don*, **4** (112), 343-353 (2024).
10. A. A. Filimonova, A. Yu. Vlasova, N. D. Chichirova, R. F. Kamaliev, *Therm. Eng.*, **2**, 94-100 (2025). DOI: 10.56304/S0040363624700620.
11. P. S. Egorova, V. V. Kononov, G. G. Gilaev, *Oilfield Eng.*, **9** (669), 30-35 (2024).
12. M. N. Korostelev, A. V. Sentsov, I. P. Goncharov, M. A. Vorob'ev, *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, **19**, 4 (2024).
13. V. A. Morenov, K. V. Shchigolev, *Pet. Ind.*, **4**, 76-81 (2025). DOI: 10.24887/0028-2448-2025-4-76-81.
14. P. V. Roschin, R. Sh. Ziganshin, M. A. Davydov, N. M. Maksimov, P. V. Sklyuev, A. M. Zinoviev, M. A. Sheykina, G. G. Gilaev, *Exposition Oil & Gas*, **3** (113), 66-72 (2025). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-66-72.
15. A. G. Khakimov, A. M. Tsarev, N. A. Eremin, *Pet. Ind.*, **1**, 52-55 (2025). DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-52-55.
16. M. V. Tsodikov, V. V. Teplyakov, A. S. Fedotov, I. I. Moiseev, V. I. Uvarov, D. Roizard, A. Kiennemann, C. Courson, *Russ. Chem. Bull.*, **12**, 2537-2545 (2011).
17. M. V. Tsodikov, V. V. Teplyakov, A. S. Fedotov, N. Y. Kozitsyna, V. Y. Bychkov, V. N. Korchak, I. I. Moiseev, *Russ. Chem. Bull.*, **1**, 54-61 (2011).
18. M. V. Tsodikov, A. S. Fedotov, V. V. Zhmakin, K. B. Golubev, V. N. Korchak, V. N. Bychkov, N. Y. Kozitsyna, I. I. Moiseev, *Membr. Membr. Technol.*, **1**, 2, 139-148 (2011).
19. A. S. Fedotov, D. O. Antonov, V. I. Uvarov, V. N. Korchak, M. V. Tsodikov, I. I. Moiseev, *Dokl. Chem.*, **459**, 4, 437-440 (2014). DOI: 10.7868/S0869565214340131.
20. A. N. Saliev, V. B. Il'in, M. A. Timokhina, A. V. Dul'nev, A. P. Savost'yanov, R. E. Yakovenko, *Catal. Ind.*, **24**, 3, 6-15 (2024). DOI: 10.18412/1816-0387-2024-3-6-15.
21. I. E. Nikulina, V. S. Derevshchikov, V. P. Pakharukova, P. V. Snytnikov, D. I. Potemkin, *Catal. Ind.*, **23**, 6, 5-16 (2023). DOI: 10.18412/1816-0387-2023-6-5-16.
22. E. A. Kuznetsova, A. A. Cherepovitsyna, *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo porjadka*, **24**, 4 (74), 42-45 (2021). DOI: 10.37614/2220-802X.4.2021.74.004.
23. U. Das, T. H. Dar, C. Nandi, *Therm. Eng.*, **2**, 69-83 (2025). DOI: 10.56304/S0040363624700681.
24. I. N. Zubkov, A. N. Saliev, M. A. Zubkova, D. V. Telegin, O. P. Papeta, A. V. Dulnev, R. E. Yakovenko, *Ecology and Industry of Russia*, **28**, 11, 4-9 (2024). DOI: 10.18412/1816-0395-2024-11-4-9.
25. N. S. Mitrofanov, A. V. Vorotyntsev, *Herald of Technological University*, **28**, 2, 79-87 (2025). DOI: 10.55421/1998-7072\_2025\_28\_2\_79.
26. O. R. Latypov, A. B. Laptev, F. B. Shevlyakov, I. A. Golubev, N. O. Shaposhnikov, *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, **2** (142), 174-194 (2023). DOI: 10.17122/ntj-oil-2023-2-174-194.
27. G. Bowen, H. Lun, Xu. Guisheng, A. Umar, M. A. Laptev, V. V. Barskov, V. A. Rassokhin, A. G. Pulin, *Therm. Eng.*, **3**, 5-13 (2025). DOI: 10.56304/S0040363624700711.
28. A. S. Urlukov, S. I. Uskov, D. I. Potemkin, P. V. Snytnikov, *Catal. Ind.*, **22**, 4, 51-57 (2022). DOI: 10.18412/1816-0387-2022-4-51-57.
29. A. V. Beloshitskiy, *Bulletin of the Altai Academy of Economics and Law*, **2-2**, 155-160 (2022). DOI: 10.17513/vaael.2071.
30. Zh. Liang, *Horizons of Economics*, **1** (88), 206-212 (2025).
31. N. S. Belinskaya, *Pet. Coal*, **58**, 1, 126-134 (2016).
32. R. Z. Zainullin, A. N. Zagoruiko, K. F. Koledina, I. M. Gubaidullin, R. I. Faskhutdinova, *Catal. Ind.*, **19**, 6, 465-473 (2019). DOI: 10.18412/1816-0387-2019-6-465-473.
33. A. G. Faskhutdinov, I. V. Akhmetov, I. M. Gubaydullin, A. E. Musina, *Bulletin of the Bashkir University*, **23**, 3, 739-744 (2018).
34. N. S. Belinskaya, R. D. Popov, *World of petroleum products*, **2**, 40-44 (2025). DOI: 10.32758/2782-3040-2025-0-2-40-44.
35. E. V. Frantsina, N. S. Belinskaya, M. V. Maylin, D. A. Afanasyeva, *Oil and Gas Technologies*, **1** (114), 7-12 (2018).
36. N. S. Belinskaya, *Bashkir Chemical Journal*, **30**, 3, 102-107 (2023). DOI: 10.17122/bcj-2023-3-102-107.
37. N. S. Belinskaya, E. V. Frantsina, E. D. Ivanchina, A. S. Lutsenko, D. A. Afanas'eva, *World of petroleum products. Bulletin of oil companies*, **12**, 25-32 (2018).
38. I. A. Bogdanov, A. A. Altynov, E. I. Martyanova, M. V. Kirgina, *South-Siberian Scientific Bulletin*, **3** (37), 26-32 (2021). DOI: 10.25699/SSSB.2021.37.3.018.
39. N. S. Belinskaya, E. V. Frantsina, E. D. Ivanchina, N. V. Popova, N. E. Belozertseva, *Pet. Coal*, **58**, 7, 695-699 (2016).
40. GOST 32511–2013 (EN 590:2009). Diesel fuel EURO. Specifications. M. : Standardinform, 2019. 16 p.

© **Н. С. Белинская** – к.т.н., доцент отделения химической инженерии, Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Национальный исследовательский Томский политехнический университет (НИТПУ), Томск, Россия, belinskaya@tpu.ru;  
**Р. Д. Попов** – аспирант отделения химической инженерии, ИШПР, НИТПУ, rdp1@tpu.ru.

© **N. S. Belinskaya** – PhD (Technical Sci.), Associate Professor of the Division for Chemical Engineering, School of Natural Resources Engineering (SNRE), National Research Tomsk Polytechnic University (NRTPU), Tomsk, Russia, belinskaya@tpu.ru;  
**R. D. Popov** – PhD-student of the Division for Chemical Engineering, SNRE, NRTPU, rdp1@tpu.ru.

Дата поступления рукописи в редакцию – 23.09.25.

Дата принятия рукописи в печать – 03.12.25