

Н. С. Белинская (к.т.н., доц.)

**РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРУППОВОГО
СОСТАВА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МАССОВОГО
СОДЕРЖАНИЯ *n*-ПАРАФИНОВ В СЫРЬЕ ПРОЦЕССА
КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ СРЕДНИХ
ДИСТИЛЛЯТОВ НЕФТИ**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Отделение химической инженерии
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; e-mail: belinskaya@tpu.ru

N. S. Belinskaya

**COMPUTATIONAL METHODS FOR DETERMINATION
OF THE GROUP COMPOSITION AND DISTRIBUTION
OF THE MASS CONTENT OF *n*-PARAFFINS
IN THE FEEDSTOCK OF THE MIDDLE OIL DISTILLATES
CATALYTIC DEWAXING PROCESS**

National Research Tomsk Polytechnic University
30, Prospekt Lenina Str., 634050, Tomsk, Russia; e-mail: belinskaya@tpu.ru

Разработан расчетный метод определения группового состава сырья процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти, который представляет собой набор уравнений, связывающих физико-химические свойства сырья с массовым содержанием групп углеводородов. Разработан расчетный метод распределения массового содержания *n*-парафинов в сырье процесса каталитической депарафинизации на основе нормального распределения с учетом смесевых компонентов, составляющих сырье. Предложенные расчетные методы заложены в математическую модель процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти, что позволит учесть химизм превращений углеводородов и применять ее для непрерывного прогнозирования выхода и низкотемпературных свойств получаемого дизельного топлива, степени дезактивации катализатора, а также для оптимизации процесса в режиме реального времени.

Ключевые слова: атмосферный газойль; дизельное топливо; каталитическая депарафинизация; математическая модель; *n*-парафины; распределение *n*-парафинов.

A calculation method was developed for determination of the group composition of the feedstock of the oil middle distillates catalytic dewaxing process, which is a set of equations relating the physicochemical properties of the feedstock with the mass content of hydrocarbon groups. A calculation method was developed for distribution of the *n*-paraffins mass contents in the feedstock of the catalytic dewaxing process based on the normal distribution, taking into account the mixed components that make up the feedstock. The proposed calculation methods are incorporated into the mathematical model of the oil middle distillates catalytic dewaxing process, which will provide taking into account the chemistry of the hydrocarbon transformations and applying it to continuously predict the yield and low-temperature properties of the obtained diesel fuel, the degree of catalyst deactivation, as well as to optimize the process in real time.

Key words: atmospheric gasoil; catalytic dewaxing; diesel fuel; mathematical model; *n*-paraffins; *n*-paraffins distribution.

Дата поступления 21.02.23

В связи с освоением арктических территорий и развитием экономического потенциала регионов, большая часть которых расположена в зонах холодного климата, включая Арктику, растет спрос на дизельное топливо с улучшенными низкотемпературными свойствами¹⁻³. Процесс каталитической депарафинизации позволяет перерабатывать средние дистилляты нефти в компоненты низкозастывающих сортов дизельного топлива⁴⁻⁶.

Широкомасштабная модернизация нефтеперерабатывающих заводов предполагает цифровую трансформацию всего предприятия, включая технологические стадии производственного цикла⁷. Одним из направлений цифровизации является создание цифровых двойников промышленных установок. Математические модели, разработанные на физико-химической основе, являются основой цифровых двойников процессов, протекающих в реакторах. Цифровые двойники применяются для решения задач мониторинга и оптимизации процессов в зависимости от состава сырья и технологических условий, с целью прогнозирования срока службы катализаторов и выдачи рекомендаций для продления срока их службы.

Ранее была разработана нестационарная математическая модель процесса каталитической депарафинизации⁸. Однако при моделировании процессов переработки среднедистиллятного нефтяного сырья осталась нерешенной проблема определения группового состава сырья, что необходимо для проведения непрерывных расчетов с целью мониторинга и оптимизации процесса в реальном времени.

Для определения группового состава нефтяных фракций применяются лабораторно-экспериментальные методы, такие как жидкостная хроматография, комбинированная газовая хроматография и масс-спектрометрия, флуоресцентная адсорбция.

К настоящему времени разработано несколько корреляций для расчета содержания групп углеводородов в нефтяных фракциях. Из них наиболее широко известны К-фактор, TOTAL, n-d-M метод, метод API⁹. Методика¹⁰ позволяет характеризовать состав нефтяных фракций (в % мас.), а именно содержание парафинов, наftenов и ароматических углеводородов в зависимости от физических свойств этих фракций, таких как температура кипения, плотность, показатель преломления и массовое соотношение углерод/водород. Разработаны три уравнения для прогнозирования мольных долей парафинов, наftenов и ароматических углеводородов в легких нефтяных дистиллятах с узким интервалом кипения, не содержащих олефинов. Уравнения основаны на коэффициенте рефракции как единственном входном параметре

и могут использоваться для нефтяных фракций с молекулярной массой 90–200 г/моль¹¹. Авторами¹² предложен метод прогнозирования содержания парафинов, наftenов и ароматических углеводородов в легких и тяжелых нефтяных фракциях. В качестве входных параметров используются вязкость, плотность и показатель преломления фракции.

Разработанные методики были применены для расчета состава сырья процесса каталитической депарафинизации и показали неудовлетворительные результаты. Более того, разработанные методики требуют в качестве исходных данных такие параметры, как показатель преломления, вязкость и т. д., которые в промышленности не контролируются непрерывно.

В процессе каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти ключевыми компонентами, которые участвуют в целевой реакции (реакции гидрокрекинга) и влияют на свойства продукта, являются *n*-парафины. Известно, что реакционная способность *n*-парафинов в реакциях гидрокрекинга увеличивается с увеличением числа атомов в молекуле¹³. Кроме того, при протекании реакции гидрокрекинга *n*-парафинов наблюдается разная вероятность разрыва связи в том или ином положении в молекуле, что также сказывается на распределении содержания *n*-парафинов в продукте. Для решения задачи прогнозирования низкотемпературных свойств получаемых дизельных топлив принципиально важным является определение в их составе количества длинноцепочечных *n*-парафинов, которые оказывают решающее влияние на температуру помутнения, предельную температуру фильтруемости и температуру застывания^{14, 15}. Температура застывания *n*-парафинов, содержащихся в дизельных фракциях, варьируется от минус 10 °С для *n*-додекана (*n*-C₁₂H₂₆) до 60 °С для *n*-гептакозана (*n*-C₂₇H₅₆).

Распределение содержания *n*-парафинов в нефтяных дистиллятах определяется с помощью различных экспериментальных методов, таких как высокотемпературная газовая хроматография, имитированная дистилляция, дифференциальная сканирующая калориметрия и др.^{16, 17}.

Таким образом, в настоящее время применяется ряд лабораторно-экспериментальных методов для определения группового состава, а также распределения массового содержания *n*-парафинов в среднедистиллятных фракциях нефти. Однако применение данных методов для непрерывного определения состава сырья и распределения массового содержания *n*-парафинов на промышленных установках является экономически нецелесообразным и непригодным с практической точки зрения для проведения непрерывного мониторинга и управления процессом с примени-

ем математической модели в силу их высокой стоимости и длительности выполнения анализа. Поэтому разработка расчетного метода определения группового состава на основе физико-химических свойств сырья и расчетного метода распределения массового содержания *n*-парафинов в сырье является важнейшим этапом разработки математической модели процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти, учитывающей химизм превращения углеводородов и применимой для прогнозирования выхода и свойств продукта, степени дезактивации катализатора, а также оптимизации процесса.

Целью данной работы является разработка расчетных методов определения группового состава и распределения массового содержания *n*-парафинов в сырье процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти.

Материалы и методы

Для определения содержания групп углеводородов в сырье процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти в данной работе использовались следующие методы: газовая хроматография – для определения содержания *n*-парафинов; высокоэффективная жидкостная хроматография – для определения содержания ароматических углеводородов; электрометрический метод – для определения содержания олефинов. Методы структурно-группового анализа, *n*-*d*-*m*-метод и метод Хазелвуда для определения структурно-группового состава предельных и ароматических углеводородов сырья и продукта соответственно.

Результаты и их обсуждение

Расчетный метод определения группового состава сырья процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти представляет собой набор уравнений, связывающих физико-химические свойства сырья с массовым содержанием групп углеводородов. Как правило, на промышленных установках каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти плотность сырья определяется регулярно. Также регулярно определяется фракционный состав сырья. В данной работе предложен подход к расчету группового состава сырья процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти на основе плотности и температуры кипения 50% фракции.

Уравнения для расчета содержаний групп углеводородов различаются в зависимости от вида сырья (легкое или тяжелое). Легким сырьем счита-

ются фракции с молекулярной массой меньше 200 г/моль, тогда как тяжелым сырьем являются фракции с молекулярной массой выше 200 г/моль.

Молекулярная масса фракции рассчитывается по уравнению (1).

$$MM = 0.4448T_{50\%Ra} - 237.56, \quad (1)$$

где MM – молекулярная масса фракции, г/моль;
 $T_{50\%Ra}$ – температура кипения 50% фракции.

Для *n*-парафинов и ароматических углеводородов вследствие того, что данные группы углеводородов различаются по плотности более значительно, чем другие группы углеводородов применяется корреляция (2).

$$y_i = a \cdot \rho_{см} + b, \quad (2)$$

где y_i – содержание группы углеводородов, % мас.;
 $\rho_{см}$ – плотность смеси, г/см³;
 a и b – коэффициенты, связанные с соотношением углерод/водород в соответствующей группе углеводородов; для *n*-парафинов: $a = -2.67$, $b = 2.43$ (для легкого сырья), $a = -2.44$, $b = 2.24$ (для тяжелого сырья); для ароматических углеводородов: $a = -0.83$, $b = 0.99$ (для легкого сырья), $a = 0.82$, $b = 0.42$ (для тяжелого сырья).

Массовое содержание олефинов определяется через бромный индекс и температуру кипения 50% фракции в соответствии со стандартной процедурой¹⁸. Содержание нафтенных и изопарафинов определяется как вычитание из ста процентов содержания *n*-парафинов, ароматических углеводородов и олефинов. По данным лабораторных исследований установлено, что среднее соотношение изопарафинов/нафтенных в сырье процесса каталитической депарафинизации составляет 1.8. Это соотношение используется для расчета содержания этих групп углеводородов.

Относительные погрешности расчетов по разработанной методике составляют: для *n*-парафинов – от 0.9 до 3.2 %, для ароматических углеводородов – от 0.8 до 2.4 %, для олефинов – от 0.9 до 2.7 %, для нафтенных и изопарафинов – от 1.1 до 4.6 %. Погрешности расчета не превышают погрешности экспериментальных методов определения содержания групп углеводородов в нефтяных дистиллятах. Таким образом, предложенные в данной работе подход к пересчету фракционного состава в групповой характеризуется достаточной точностью и может быть использован для расчета группового состава сырья процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти в целях моделирования данного процесса.

Расчетный метод определения массового содержания *n*-парафинов в сырье процесса каталитической депарафинизации

Сырьем процесса каталитической депарафинизации является смесь прямогонной дизельной фракции и атмосферного газойля. В качестве исходных данных для выявления зависимостей массового содержания *n*-парафинов в сырье процесса каталитической депарафинизации были использованы 9 составов сырья за разные периоды работы промышленной установки, отличающиеся содержанием *n*-парафинов и температурой выкипания 50% фракции. Содержание *n*-парафинов варьировалось в диапазоне от 14.81 до 19.36 % мас. Температура выкипания 50% фракции варьировалась в диапазоне от 288 до 313 °С.

На основе анализа полученного экспериментальными методами распределения массового содержания *n*-парафинов в сырье процесса каталитической депарафинизации была выдвинута гипотеза, что распределение массового содержания *n*-парафинов подчиняется нормальному распределению (распределению Гаусса). В результате проверки данной гипотезы выявлено, что нормальное распределение не отражает зависимость (форму кривой) распределения массового содержания от числа атомов углерода в молекуле *n*-парафина, и обладает низкой точностью расчетов (рис. 1). Таким образом, использовать нормальное распределение для смесового сырья является нецелесообразным.

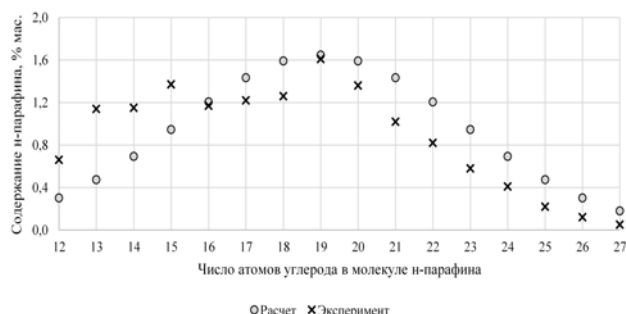


Рис. 1. Сравнение расчетных и экспериментальных значений массового содержания *n*-парафинов по числу атомов углерода в молекуле при использовании нормального распределения для смесового сырья

При этом на кривых распределения массового содержания *n*-парафинов по числу атомов углерода в молекуле прослеживается наличие двух пиков на кривой, отражающих, что смесовое сырье состоит из двух фракций (*n*-парафины $C_{12}-C_{18}$ и *n*-парафины $C_{19}-C_{27}$), для каждой из которых справедливо подчинение распределения массового содержания *n*-парафинов по числу атомов углерода в молекуле нормальному распределению (рис. 2).

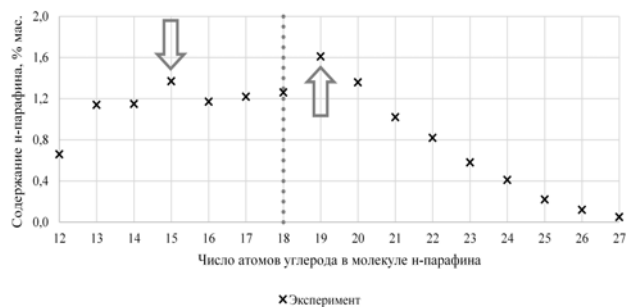


Рис. 2. Пики на кривой распределения массового содержания *n*-парафинов по числу атомов углерода в молекуле и разделение смесового сырья на фракции

Таким образом, описать распределение массового содержания *n*-парафинов по числу атомов углерода в молекуле в смесовом сырье процесса каталитической депарафинизации возможно путем описания распределения массового содержания *n*-парафинов по числу атомов углерода в молекуле в каждой фракции, составляющей смесовое сырье, с использованием функции нормального распределения.

В результате анализа экспериментальных данных выявлено, что соотношение долей *n*-парафинов $C_{12}-C_{18}$ и *n*-парафинов $C_{19}-C_{27}$ в сырье коррелирует с температурой выкипания 50% фракции (рис. 3).

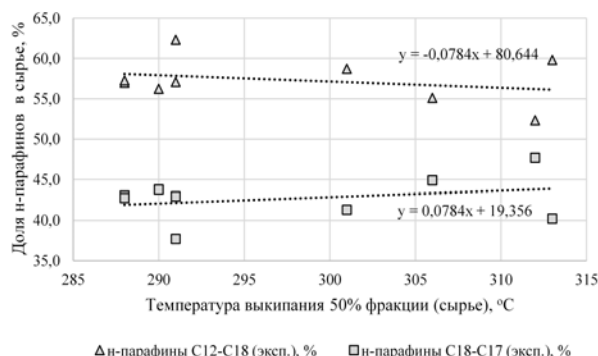


Рис. 3. Зависимость долей *n*-парафинов $C_{12}-C_{18}$ и *n*-парафинов $C_{19}-C_{27}$ в сырье от температуры выкипания 50% фракции

Таким образом, доли *n*-парафинов $C_{12}-C_{18}$ и *n*-парафинов $C_{19}-C_{27}$ в сырье могут быть рассчитаны через температуры выкипания 50% фракции с необходимой точностью.

Распределение массового содержания *n*-парафинов по числу атомов углерода в молекуле во фракциях, составляющих смесовое сырье, рассчитывается с использованием функции нормального распределения (3).

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad (3)$$

где $f(x)$ – функция распределения массового содержания n -парафинов по числу атомов углерода в молекуле;
 x – число атомов углерода в молекуле n -парафина;
 σ – среднее квадратическое отклонение распределения;
 μ – среднее значение распределения.

Параметры σ и μ определены путем минимизации расхождения между расчетными и экспериментальными данными. Для распределения массового содержания n -парафинов $C_{12}-C_{18}$: $\sigma = 3.8$; $\mu = 15$. Для распределения массового содержания n -парафинов $C_{19}-C_{27}$: $\sigma = 3.8$; $\mu = 19$.

На рис. 4 представлено сравнение значений массового содержания n -парафинов, полученных предложенным в данной работе расчетным методом, и экспериментальных значений для одного из составов сырья.

Погрешность расчета не превышает погрешности экспериментальных методов определения

распределения массового содержания n -парафинов в нефтяных дистиллятах.

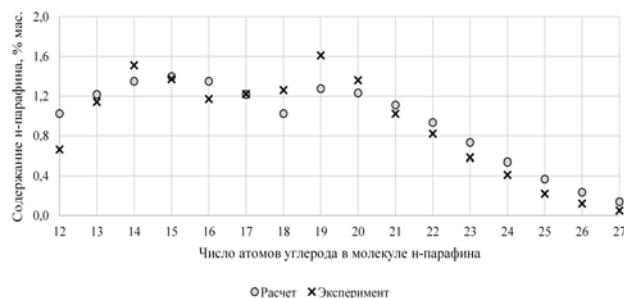


Рис. 4. Сравнение расчетных и экспериментальных значений массового содержания n -парафинов по числу атомов углерода в молекуле

Разработанная методика характеризуется достаточной точностью и может применяться для определения массового содержания n -парафинов в сырье процесса каталитической депарафинизации для целей моделирования.

Литература

1. Ранцев-Картинов В.А. Освоение Арктики, Дальнего востока и Сибири как экономическая стратегия РФ // Энергия: экономика, техника, экология. – 2022. – №1. – С.25-35.
2. Карпов Н.В., Вахромов Н.Н., Дутлов Э.В., Шарин Е.А., Середа В.А. и др. Первая в мире промышленная партия арктического дизельного топлива с температурой применения до -65°C // Химия и технология топлив и масел. – 2022. – №1. – С.11-15.
3. Пачкалев А.Ю., Макарова О.В., Морозов А.Л., Смирнов Н.В., Мячин С.Г. и др. Увеличение производства зимнего дизельного топлива. Премия министерства энергетики российской федерации 2020 // Химия и технология топлив и масел. – 2021. – №4. – С.26-32.
4. Богомоллова Т.С., Смирнова М.Ю., Климов О.В. Катализаторы и процессы получения низкокзастывающих экологически чистых дизельных топлив // Экология и промышленность России. – 2022. – Т.26. – №12. – С.15-21.
5. Лесухин М.С., Подъяблонская Т.В., Гусева А.И., Гуляева Л.А., Виноградова Н.Я. Выбор варианта реконструкции установки гидроочистки для получения зимнего дизельного топлива // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2021. – №4. – С.30-33.
6. Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Силко Г.Ю., Францина Е.В. Оптимизация технологического режима установки гидродепарафинизации дизельных топлив методом математического моделирования // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2014. – Т.57, №11. – С.90-92.
7. Гужель Ю.А., Загорская Т.А. К вопросу развития цифровизации нефтегазового комплекса // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2020. – №5. – С.15-17.
8. Белинская Н.С., Францина Е.В., Иванчина Э.Д., Луценко А.С., Афанасьева Д.А. Нестационарная математическая модель процесса каталитической

References

1. Rantsev-Kartinov V.A. *Osvoenie Arktiki, Dal'nego vostoka i Sibiri kak ekonomicheskaya strategiya RF* [The development of the Arctic, the Far East and Siberia as an economic strategy of the Russian Federation]. *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya* [Energy: Economy, Engineering, Ecology], 2022, no.1, pp.25-35.
2. Karpov N.V., Vakhromov N.N., Dutlov E.V., Sharin E.A., Sereda V.A. *Pervaya v mire promyshlennaya partiya arkticheskogo dizel'nogo topliva s temperaturoy primeneniya do -65°C* [First in the world industrial batch of arctic diesel fuel with application temperature of up to minus 65°C]. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel* [Chemistry and Technology of Fuels and Oils], 2022, no.1, pp.11-15.
3. Pachkalev A.Iu., Makarova O.V., Morozov A.L., Smirnov N.V., Miachin S.G. *Uvelichenie proizvodstva zimnego dizel'nogo topliva. Premiya ministerstva energetiki rossiiskoy federatsii 2020* [Winter diesel fuel production increase. Ministry of energy of the Russian Federation award 2020]. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel* [Chemistry and Technology of Fuels and Oils], 2021, no.4, pp.26-32.
4. Bogomolova T.S., Smirnova M.Yu., Klimov O.V. *Katalizatory i protsessy polucheniya nizkozastyvaiushchikh ekologicheskii chistykh dizel'nykh topliv* [Catalysts and know-how of environmentally friendly low pour point diesel fuels]. *Ekologiya i promyshlennost' Rossii* [Ecology and Industry of Russia], 2022, vol.26, no.12, pp.15-21.
5. Lesukhin M.S., Podyablonskaia T.V., Guseva A.I., Gulyaeva L.A., Vinogradova N.Ya. *Vybor varianta rekonstruktsii ustanovki gidroochistki dlya polucheniya zimnego dizel'nogo topliva* [Selection of a reconstruction option of a hydraulic treatment unit for producing winter diesel fuel]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhicheskie dostizheniya i peredovoiy opyt* [Oil Refining and Petrochemistry. Scientific and Technological Achievements and Best Practices], 2021, no.4, pp.30-33.
6. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Silko G.Yu., Frantsina E.V. *Optimizatsiya tekhnologicheskogo*

- депарафинизации дизельных топлив // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний.– 2018.– №12.– С.25-32.
9. Sadeghbeigi R. Fluid catalytic cracking handbook. An expert guide to the practical operation design, and optimization of FCC units.– Elsevier, 2020.– 352 p.
 10. El-Hadi D., Bezzina M. Improved empirical correlation for petroleum fraction composition quantitative prediction // *Fuel*.– 2005.– V.84, Is.5.– Pp. 611-617.
 11. Nwadinigwe C.A., Okoroji K.A. Novel equations for quantitative hydrocarbon-type analysis of petroleum fractions // *Fuel*.– 1990.– V.69, Is.3.– Pp.340-343.
 12. Riazi M.R., Daubert T.E. Prediction of the composition of petroleum fractions // *Industrial & Engineering Chemistry Research*.– 1980.– V.19, Is.2.– Pp.289-294.
 13. Flinn R.A., Larson A., Beuther H. The mechanism of catalytic hydrocracking // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*.– 1960.– V.52.– P.745.
 14. Кондрашев Д.О., Клейменов А.В., Гуляева Л.А., Хавкин В.А., Красильникова Л.А., Груданова А.И., Храпов Д.В., Панов А.В. Исследование эффективности процесса изодепарафинизации дизельного топлива с использованием цеолитсодержащего никель-молибденового катализатора // *Катализ в промышленности*.– 2016.– №6.– С.14-22.
 15. Богданов И.А., Алтынов А.А., Мартянова Е.И., Короткова Е.И., Киргина М.В. Получение низкозастывающих дизельных топлив на цеолитном катализаторе типа ZSM-5 // *Вестник Технологического университета*.– 2020.– Т.23, №9.– С.68-74.
 16. Espada J.J., Fernandez S., Velasco L., Coto B. Evaluation of different methodologies to determine the *n*-paraffin distribution of petroleum fractions // *Fuel*.– 2020.– V.109.– Pp.470-475.
 17. Straka P., Maxa D., Stas M. A novel method for the separation of high-molecular-weight saturates from paraffinic petroleum based samples // *Organic Geochemistry*.– 2019.– V.128.– Pp.63-70.
 18. ГОСТ ISO 3839-2017. Дистилляты нефтяные и алифатические олефины. Определение бромного числа электрометрическим методом.– М.: Издательство стандартов, 2017.– 14 с.
 7. Guzhel' Yu.A., Zagorskaya T.A. *K voprosu razvitiya tsifrovizatsii neftegazovogo kompleksa* [On the issue of the development of the digitalization of oil-and-gas complex]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoi opyt* [Oil Refining and Petrochemistry. Scientific and Technological Achievements and Best Practices], 2020, no.5, pp.15-17.
 8. Belinskaia N.S., Frantsina E.V., Ivanchina E.D., Lutsenko A.S., Afanas'eva D.A. *Nestatsionarnaya matematicheskaya model' protsessa kataliticheskoy deparafinizatsii dizel'nykh topliv* [Studying the process of diesel fuel catalytic dewaxing using unsteady mathematical model]. *Mir nefteproduktov. Vestnik neftiannykh kompaniy* [World of Petroleum Products. Bulletin of Oil Companies], 2018, no.12, pp.25-32.
 9. Sadeghbeigi R. [Fluid catalytic cracking handbook. An expert guide to the practical operation design, and optimization of FCC units]. Elsevier, 2020, 352 p.
 10. El-Hadi D., Bezzina M. [Improved empirical correlation for petroleum fraction composition quantitative prediction]. *Fuel*, 2005, vol.84, no.5, pp.611-617.
 11. Nwadinigwe C.A., Okoroji K.A. [Novel equations for quantitative hydrocarbon-type analysis of petroleum fractions]. *Fuel*, 1990, vol.69, no.3, pp.340-343.
 12. Riazi M.R., Daubert T.E. [Prediction of the composition of petroleum fractions]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 1980, vol.19, no.2, pp.289-294.
 13. Flinn R.A., Larson A., Beuther H. [The mechanism of catalytic hydrocracking]. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 1960, vol.52, p. 745.
 14. Kondrashev D.O., Kleimenov A.V., Gulyaeva L.A., Khavkin V.A., Krasil'nikova L.A., Grudanov A.I., Khrapov D.V., Panov A.V. *Issledovanie effektivnosti protsesssa izodeparafinizatsii dizel'nogo topliva s ispol'zovaniem tseolitsoderzhashchego nikel'-molibdenovogo katalizatora* [Study of the efficiency of the diesel fuel isodewaxing process using a zeolite-containing nickel-molybdenum catalyst]. *Kataliz v promyshlennosti* [Catalysis in Industry], 2016, no.6, pp.14-22.
 15. Bogdanov I.A., Altynov A.A., Mart'yanova E.I., Korotkova E.I., Kirgina M.V. *Poluchenie nizkozastyayushchikh dizel'nykh topliv na tseolitnom katalizatore tipa ZSM-5* [Production of low-freezing diesel fuels using the ZSM-5 type zeolite catalyst]. *Vestnik Tekhnologicheskogo universiteta* [Herald of Technological University], 2020, vol.23, no.9, pp.68-74.
 16. Espada J.J., Fernandez S., Velasco L., Coto B. [Evaluation of different methodologies to determine the *n*-paraffin distribution of petroleum fractions]. *Fuel*, 2020, vol.109, pp.470-475.
 17. Straka P., Maxa D., Stas M. [A novel method for the separation of high-molecular-weight saturates from paraffinic petroleum based samples]. *Organic Geochemistry*, 2019, vol.128, pp.63-70.
 18. GOST ISO 3839-2017. *Distillyaty neftianye i alifaticheskie olefiny. Opredelenie bromnogo chisla elektrometricheskim metodom* [State Standard 3839-2017. Petroleum distillates and aliphatic olefins. Determination of bromine number by electrometric method]. Moscow, Standartinform Publ., 2017. 14 p.