

**М. Ю. Антонова, А. Р. Давлетшин, Р. Г. Теляшев,  
Н. В. Лыжина**

### **ВЛИЯНИЕ КАРБОНАТНЫХ ДОБАВОК Ca И Mg НА ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО КРЕКИНГА**

*Ключевые слова: Тяжелые нефти, доломит, кальцит, крекинг, рентгеноструктурный анализ, SARA, реология.*

*Эффективное освоение нетрадиционных источников тяжелого углеводородного сырья представляет собой одно из главных решений глобальной проблемы в области восполнения ресурсной базы углеводородов необходимой для обеспечения роста развития топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на длительный период. Основные способы их извлечения из недр земли связаны с термическими методами добычи, предусматривающими нагрев продуктивных нефтенасыщенных пластов до высоких температур вызывающих низкотемпературный крекинг залегающих углеводородов. В работе представлены результаты экспериментальных исследований, моделирующих низкотемпературный крекинг тяжелой нефти на развитой поверхности минеральных породообразующих соединений при температуре 360 °С и давлении 2 МПа. В результате низкотемпературного крекинга на поверхности карбонатов Ca и Mg увеличивается значение показателя ароматичности нефти, снижается отношение H/C, при этом элементный и фазовый состав минеральных частиц не изменился. В составе легких углеводородов увеличивается доля низкомолекулярных соединений, образующихся в результате крекинга смолисто-асфальтеновых компонентов тяжелой нефти. Крекинг сопровождается процессами деазотирования и десульфуризацией тяжелой нефти, снижению вязкости нефти. Бензолные и спирто-бензолные смолистые соединения тяжелой нефти в процессе крекинга переходят в более легкие углеводороды. Присутствие каолина в реакционной среде приводит к новообразованию светлых фракций углеводородов, выкипающих до 200 °С. Экономические показатели облагораживания тяжелых нефтей в процессе низкотемпературного крекинга, свидетельствуют о приросте чистой прибыли при реализации продуктов, что связано с улучшением качественных показателей облагороженной нефти. Полученные результаты позволят решать принципиально новые актуальные задачи, связанные с разработкой эффективных технологий добычи тяжелого углеводородного сырья базирующиеся на гидротермальных процессах.*

**M. Yu. Antonova, A. R. Davletshin, R. G. Telyashev,  
N. V. Lyzhina**

### **EFFECT OF CARBONATE ADDITIVES Ca AND Mg ON CHANGES IN COMPOSITION AND PROPERTIES OF HEAVY OIL IN THE PROCESS OF LOW-TEMPERATURE CRACKING**

*Keywords: heavy oils, dolomite, calcite, cracking, X-ray diffraction, SARA, rheology.*

*Effective development of unconventional sources of heavy hydrocarbon raw materials is one of the main solutions to the global problem in the field of replenishment of the hydrocarbon resource base necessary to ensure the growth of the fuel and energy complex of the Russian Federation for a long period. The main methods of their extraction from the earth's interior are associated with thermal production methods involving heating productive oil-saturated formations to high temperatures causing low-temperature cracking of the underlying hydrocarbons. The paper presents the results of experimental studies simulating low-temperature cracking of heavy oil on the developed surface of mineral rock-forming compounds at a temperature of 360 °C and a pressure of 2 MPa. As a result of low-temperature cracking on the surface of carbonates Ca and Mg, the value of the aromaticity index of oil increases, the H/C ratio decreases, while the elemental and phase composition of mineral particles does not change. The proportion of low-molecular compounds formed as a result of cracking of resinous-asphaltene components of heavy oil increases in the composition of light hydrocarbons. Cracking is accompanied by the processes of denitrogenation and desulfurization of heavy oil, reducing the viscosity of oil. Benzene and alcohol-benzene resinous compounds of heavy oil in the cracking process are converted into lighter hydrocarbons. The presence of kaolin in the reaction medium leads to the formation of new light fractions of hydrocarbons boiling up to 200 °C. Economic indicators of upgrading heavy oils in the process of low-temperature cracking indicate an increase in net profit when selling products, which is associated with an improvement in the quality indicators of the upgraded oil. The results obtained will allow solving fundamentally new urgent problems associated with the development of effective technologies for the extraction of heavy hydrocarbon raw materials based on hydrothermal processes.*

#### **Введение**

В условиях ухудшения структуры запасов традиционного углеводородного сырья и возрастающего потребления энергоносителей в добычу и переработку вовлекаются тяжелые нефти, на долю которых приходится более половины мировых нефтяных запасов [1]. По имеющимся

оценкам, запасов тяжелых нефтей хватит относительно современного объема потребления углеводородных энергоресурсов на многие столетия [1,2]. Трудность переработки тяжелых нефтей обуславливается составом, а также реологическими свойствами [3,4]. По составу тяжелые нефти отличаются высоким содержанием асфальтенов и смол, гетероатомных и полициклических

соединений, углеводородов гибридного строения, практически отсутствием легкокипящих фракций углеводородов [5,6]. Переработка тяжелых нефтей на действующих НПЗ обусловлена высокими процентными нормами эксплуатационных затрат и оборотных средств, большими капиталовложениями [7]. С использованием существующих технологии возможно перерабатывать тяжелые нефти с глубиной не более 70 %. В странах, успешно осваивающих месторождения тяжелых нефтей на стадиях их подготовки к транспортировке и дальнейшей переработке, как правило, используются технологии облагораживания их состава в процессе низкотемпературного крекинга, заключающегося в удалении смолисто-асфальтеновых компонентов, гетероатомных и металлосодержащих соединений, увеличении количества светлых дистиллятных фракций [8,9]. Сдерживающими фактором в разработке технологий облагораживания тяжелых нефтей является недостаточная изученность влияния термобарических параметров низкотемпературного крекинга, состава добавок и свойств реакционной среды на степень превращения компонентов тяжелого углеводородного сырья [10]. В связи с этим в мире накапливаются новые знания о влиянии температуры, давления, реакционной среды, состава различных добавок, позволяющие создавать эффективные технологии облагораживания состава и свойств тяжелых нефтей. Многими исследователями установлено, что низкотемпературный крекинг тяжелых нефтей в присутствии перегретого пара протекает более интенсивнее, и с большим выходом легкокипящих углеводородов, с меньшим обременением кокса [6-11]. Результаты исследований по низкотемпературному крекингу в присутствии перегретого пара показали изменение целого ряда характеристик тяжелых нефтей: изменения содержания смол и асфальтенов, серосодержащих соединений, увеличение количества насыщенных и ароматических углеводородов, отношения Н/С [12]. В процессах облагораживания в среде перегретого пара в зависимости от температуры процесса в большей степени снижается вязкость тяжелых нефтей в среднем от 20 до 80 %. Снижение вязкости обусловлено протекающими реакциями деструкции алкильной боковой цепи высокомолекулярных молекул, изомеризации, гидрирования, разрыва кольца. Изменения в составе тяжелой нефти Ашальчинского месторождения при крекинге в среде перегретого пара при температуре 360 °С сопровождались увеличением содержания дистиллятов и масел за счет снижения содержания спиртобензольных смол и асфальтенов [13].

Наиболее эффективными с точки зрения степени превращения тяжелого углеводородного сырья являются технологии переработки подразумевающие каталитические превращения смолисто-асфальтеновых компонентов, полиароматических и гетероатомных соединений в процессах каталитического крекинга, в том числе в присутствии водорода позволяющие достичь глубину переработки более 90 % [14]. Для развития каталитических методов переработки тяжелых

нефтей необходимы знания о влиянии температуры и природы катализаторов на различные связи в смолисто-асфальтеновых структурах. Эти знания важны при выборе оптимальных термодинамических условий крекинговых технологий переработки тяжелых нефтей в «синтетическую» нефть. Эффективность каталитического крекинга тяжелого углеводородного сырья зависит от температуры, природы катализатора [15]. Большинство исследований сфокусировано на изучении реакций, механизмов и воздействия катализаторов, предназначенных для процессов крекинга углеводородов. Твердые катализаторы на основе природных цеолитов, модифицированных оксидов циркония продемонстрировали отличную активность. Сплавы Mo, W, C и Ni, наноксиды Cu и Fe, Ni-хелатов, нанесенные нано-Fe-частицы и комплексы  $Cu^{2+}$  и  $Fe^{3+}$  толуолсульфокислоты также являются хорошими катализаторами. Большинство катализаторов содержат сильные активные центры, которые эффективно разрушают C-C, C-S, C-O связи в структурах смол и асфальтенов. Разрушение данных связей ведет к увеличению концентрации насыщенных и более легких ароматических углеводородов.

Сдерживающими факторами широкомасштабного использования каталитических технологий крекинга тяжелых нефтей являются затраты на дорогостоящие катализаторы, высокий расход водорода, большие капиталовложения, связанные со строительством установок отделения каталитических систем и их регенерации, что в целом приводит к снижению рентабельности данных процессов. Одним из вариантов решения проблем является использование доступных минеральных добавок. В связи с этим важными и актуальными представляются исследования направленные на изучения влияния минеральных соединений на процесс низкотемпературного крекинга тяжелого углеводородного сырья.

Влияния минералов: кварца, каолина, монтмориллонита на состав и характеристики продуктов крекинга тяжелого углеводородного сырья было изучено в работах [16]. Результаты показывают, что минеральные соединения могут ускорить превращения углеводородов и привести к снижению вязкости и средней молекулярной массы. Комплексное влияние на крекинг тяжелой нефти твердых пористых сорбентов: кремнезема, бентонита и каолина было исследовано в работе [17]. В присутствии глинистых минералов отмечается большая степень снижения вязкости и изменения состава в сторону увеличения содержания насыщенных и легких ароматических углеводородов, что свидетельствует о каталитическом эффекте глин. Работа посвящена выявлению закономерностей изменения состава и реологических свойств тяжелой нефти в процессе низкотемпературного крекинга в зависимости от состава карбонатных добавок.

Впервые представлены данные о влиянии на процесс низкотемпературного крекинга тяжелой нефти в среде перегретого пара минеральных добавок, содержащих кальцит и доломит в процессе.

## Материалы и методы

Основным объектом исследования служила тяжелая нефть Ашальчинского месторождения (Республика Татарстан), отличающаяся высоким содержанием ароматических соединений (более 13 % масс.) и смолисто-асфальтеновых веществ (более 45 % масс.), характеризующаяся высокой плотностью 0,9761 г/см<sup>3</sup> и высоким содержанием серы (более 4 %). В качестве минеральных добавок были выбраны мелкодисперсные порошки породообразующих карбонатных соединений Ca, Mg. С учетом широкой доступности и способностью проявлять каталитическую активность в реакциях крекинга углеводородов был выбран каолин. Внешняя удельная поверхность минеральных добавок составляла: для кальцита - 0,95 м<sup>2</sup>/г, доломита - 1,2 м<sup>2</sup>/г, каолина - 21,2 м<sup>2</sup>/г.

На начальном этапе готовили суспензии минеральных добавок в тяжелой нефти, затем с помощью проточно-циркуляционного диспергатора готовили эмульсии – смешивая полученные суспензии с водой в соотношении 4:1. В первом эксперименте участвовал только кальцит, во втором – доломит. Во третьем эксперименте в состав минеральной добавки в равном массовом соотношении входили кальцит и доломит. Состав минеральной добавки в четвертом эксперименте отличался наличием каолина. Экспериментальные исследования проводили на лабораторной каталитической установке, оснащенной реактором периодического действия при температуре 360 °С и давлении 2 МПа (рис. 1). Установка оснащена обогреваемым реактором (Т-101) с электроприводом (М/Д), модулем подачи газа (MFC-103), резервуаром для сбора конечного продукта (S-101). Исходные смеси в виде суспензий, состоящие из водонефтяной эмульсии и минеральных добавок загружали в реактор. В термодинамических условиях низкотемпературного крекинга вода из жидкого состояния переходила в состоянии перегретого пара.

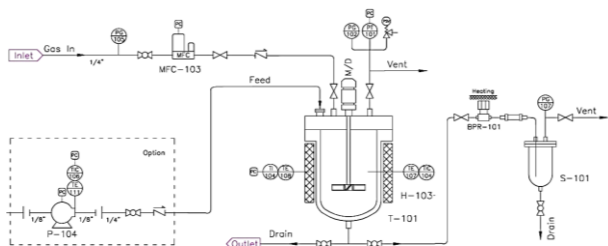


Рис. 1 – Лабораторная каталитическая установка

Fig. 1 – Laboratory catalytic unit

Фазовые составы минеральных добавок были исследованы на порошковом рентгеновском дифрактометре фирмы BrukerAxS с геометрией съемки по Брэггу-Брентано, с помощью программного обеспечения DIFFRAC.SUITE и базы дифракционных данных PDF-2 Release 2013.

Для определения состава тяжелой нефти до и после низкотемпературного крекинга был использован метод SARA-анализа. Асфальтены отделяли осаждением при разбавлении нефти 40-

кратном объеме н-гептана. Затем с помощью колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии проводили разделение мальтенов на насыщенные и ароматические углеводороды, смолы.

Элементный анализ продуктов опытов проводили путем сжигания навесок на анализаторе CHN-3 при температуре 1000 °С.

Структурно-реологические свойства изучались на реометре Haake RheoStress 6000. Реологические исследования образцов нефтей проводились с использованием измерительной ячейки «конус-плоскость» в интервале температур от 10 до 60 °С.

## Обсуждение результатов

По данным рентгеноструктурного анализа минеральные добавки состояли из кальцита, доломита и каолина с микропримесями: магнезита, анкерита, сидерита и стронцианита (рис. 2).

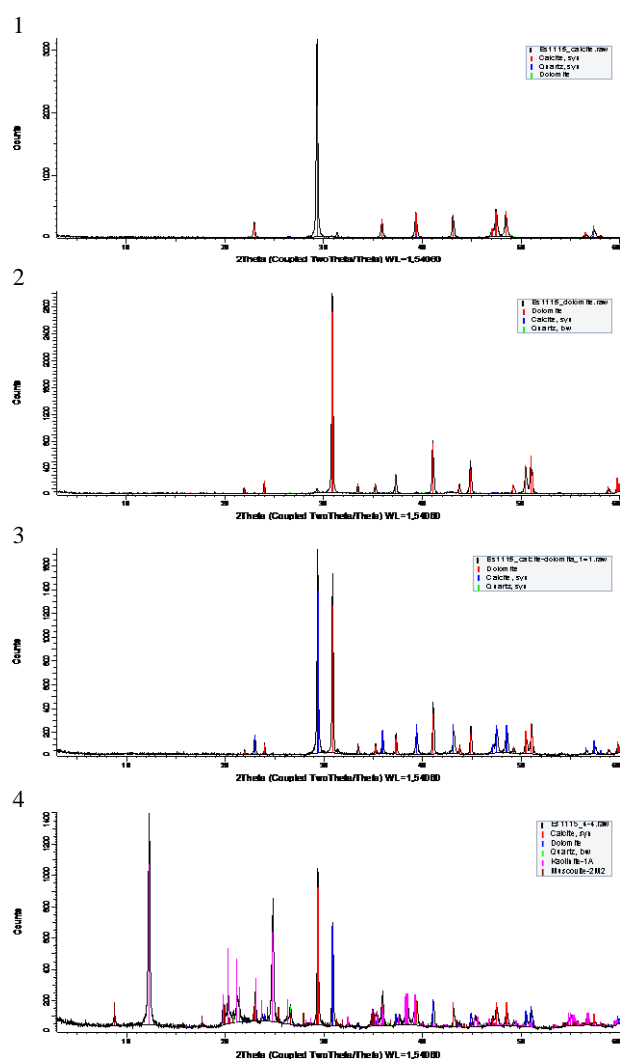


Рис. 2 – Рентгendifфрактограммы минеральных добавок: 1) Кальцита; 2) Доломита; 3) Кальцита и доломита; 4) Кальцита, доломита и каолина

Fig. 2 – X-ray diffractograms of mineral additives: 1) Calcite; 2) Dolomite; 3) Calcite and dolomite; 4) Calcite, dolomite and kaolin

Фазовый состав добавки кальцита был сложен из кальцита – 98,8 % масс., доломита – 0,8 % масс.,

кварца – 0,2 % масс.; добавки доломита–из доломита – на 93,4 % масс., кальцита – 3,9 % масс., периклаза – 1,6 % масс., шпинеля – 0,9 % масс., кварца – 0,2 % масс.; добавки каолина – из каолинита – 86,0 % масс., кальцита – 1,4 % масс., кварца – 1,5 % масс., мусковита – 8,0 % масс., анатаза – 0,2 % масс., микроклина – 3,0 % масс.

Относительно кальцита, при крекинге в присутствии доломита в составе нефти (ТН) снижается содержание насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) на 5 %<sub>отн.</sub> (рис. 3), вместе с тем содержание смол увеличивается на 14,5 %<sub>отн.</sub>, а количество асфальтенов остается постоянным. В составе нефти после 1 и 2 экспериментов, прослеживается схожее увеличение содержания легкокипящей фракции н.к. - 200 °С от 9,8 до 20 % масс. Образование низкомолекулярных углеводородов происходит за счет отрыва периферийных заместителей входящих в состав молекул смол и асфальтенов, содержание которых снижается от 31 %<sub>отн.</sub> до 26 %<sub>отн.</sub> по сравнению с исходной нефтью. В частности, реакции гидронолиза С-С-связей приводят к образованию как газообразных продуктов, так и соединений с более высокой молекулярной массой (кокс) в результате реакций между свободными радикалами.

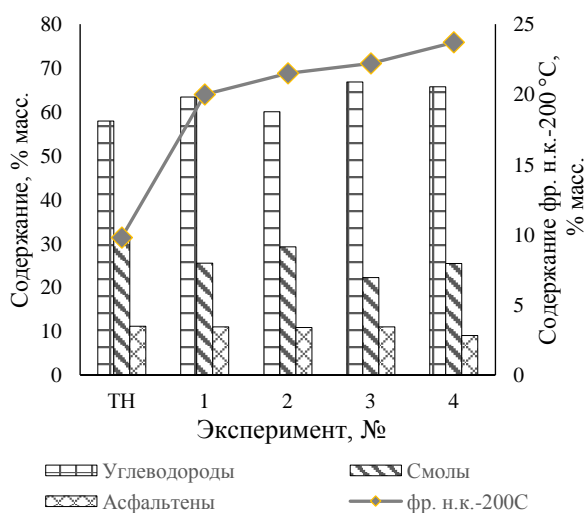


Рис. 3 – Состав тяжелой нефти до и после экспериментов № 1 – 4

Fig. 3 – Composition of heavy oil before and after experiments No. 1 - 4

При крекинге в присутствии минеральной добавки, состоящей из кальцита и доломита (эксперимент № 3) наблюдается сохранение и усиление основных тенденций изменения состава тяжелой нефти: содержание насыщенных и ароматических углеводородов растет от 58 до 67 % масс. с увеличением количества соединений, выкипающих до 200 °С до 22 % масс. При этом содержание асфальтенов практически не меняется и составляет 11 % масс. Отличительной особенностью нефти после эксперимента 3 является снижение смолистых веществ на 28 %<sub>отн.</sub> Добавление в состав минеральной добавки каолина, в 4 эксперименте,

приводит к снижению содержания асфальтенов в тяжелой нефти с 11 до 9 % масс. Природные алюмосиликаты, входящие в состав каолина, приводят к иницированию реакций разложения С-С, С-N, С-O, С-S связей высокомолекулярных компонентов, деструкции асфальтенов, содержание которых снижается на 18 %<sub>отн.</sub> по сравнению с исходной тяжелой нефтью (рис. 3).

Тяжелые нефти состоят из углеводородов, обладающих различной термической стабильностью, деструкция гетероатомных связей начинается с 180-330 °С, парафинов при 450 °С, аренов при 650 °С. В первую очередь при температурах выше 200 °С деструкции подвергаются алифатические дисульфиды и меркаптаны с выделением сероводорода. Метилтиофены, бензотиазол, диметилбензотиазол разлагаются при температурах выше 230 – 270 °С [18].

Низкотемпературный крекинг тяжелой нефти на поверхности карбонатных добавок приводит к протеканию процессов деструкции связей образованных гетероатомами такими как сера, азот (табл. 1). В результате экспериментов содержание водорода в нефти уменьшается при одновременном увеличении содержания углерода, что приводит к снижению значений отношения водорода к углероду, характеризующего увеличение степени ароматичности. Во всех экспериментах происходит также снижение содержания в нефти азота и серы.

Основной механизм превращения тяжелой нефти заключается в разрушении высокомолекулярных соединений по серосодержащим связям, о чем свидетельствуют снижение содержания серы на более чем на 80 %<sub>отн.</sub>

Таблица 1 – Элементный состав тяжелой нефти (ТН) до и после экспериментов № 1 – 4

Table 1 – Elemental composition of heavy oil (HO) before and after experiments 1 - 4

Эксп., №	С	Н	N	S
ТН	80,6	12,87	0,43	2,82
1	81,3	13,2	0,23	0,81
2	80,1	11,8	0,12	0,93
3	77,3	10,39	0,22	0,22
4	81	12,7	0,43	1,34

В первых трех экспериментах наблюдается протекание процессов деазотирования: содержание азота снижается на 40-70 %<sub>отн.</sub> Снижение отношения углероду к водороду может указывать на разрушение наименее устойчивых гетеросоединений, в результате чего крупные асфальтены разрушаются на более мелкие структуры с отрывом алкильных заместителей, что приводит к уменьшению вязкости тяжелой нефти (рис. 4). По мере увеличения температуры вязкость нефти существенно снижается. Наибольшее снижение вязкости нефти обнаружено в эксперименте 4.

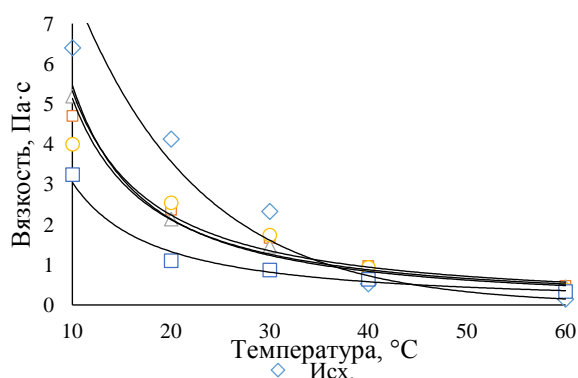


Рис. 4 – Вязкостно-температурные зависимости тяжелой нефти до и после экспериментов № 1 – 4

Fig. 4 – Viscosity-temperature dependences of heavy oil before and after experiments No. 1 - 4

Высокая вязкость тяжелой нефти была обусловлена наличием в ней нативных асфальтенов “рыхлой” структуры, снижение же вязкости после эксперимента вызвано деструкцией боковых алифатических структур с образованием более компактных вторичных асфальтенов с меньшей молекулярной массой. Более высокой вязкостью при температуре 20°C обладает нефть, преобразованная в присутствии кальцита и доломита, это связано с образованием смолистых соединений (рис. 3), содержание которых возросло на 9 %<sub>отн.</sub>.

### Заключение

Низкотемпературный крекинг при температуре 360 °C и давлении 2 МПа на поверхности минеральных добавок представленными карбонатами кальция и магния, каолином приводит к деструкции высокомолекулярных компонентов тяжелой нефти, которая сопровождается отрывом алкильных заместителей, периферийных фрагментов по термически стабильным связям, включающим гетероатомы азота и серы. Протекание процессов десульфуризации, деазотирования и ароматизации отражаются на снижении содержания серы на более чем на 70 %, азота на 50 %, значений показателя Н/С на 10%. В результате низкотемпературного крекинга тяжелой нефти на поверхности минеральных добавок также происходит увеличение выхода легкокипящей фракции н.к.-200°C в 2-2,5 раза и снижение содержания смолистых соединений на 5-30%<sub>отн.</sub>, что приводит к снижению динамической вязкости. Деструкция смолистых соединений сопровождается процессами ароматизации нефти, десульфуризации и деазотирования.

При облагораживании тяжелой нефти с помощью низкотемпературного крекинга в присутствии широкодоступных минеральных добавок возможен положительный экономический эффект. Экономические показатели свидетельствуют о приросте чистой прибыли при реализации продуктов крекинга, что связано с улучшением качественных показателей облагороженной нефти.

### Литература

1. Р. Р. Закиева и др., Химия и технология топлив и масел 57, 5, 740-745 (2021).
2. Е. Г. Зайцева, Р. И. Гилязев, Н. В. Котова, С. М. Петров, Н. Ю. Башкирцева, Научный журнал Российского газового общества 2, 106-113 (2024).
3. Е. Г. Zaitseva, A. G. Safiulina, S. M. Petrov, Egyptian Journal of Petroleum 33, 2, 315-327 (2024).
4. Е. Г. Zaitseva et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 60, 3, 551-558 (2024).
5. Е. Г. Zaitseva, S. M. Petrov, N. Y. Bashkirtseva, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 1-9 (2024).
6. А. I. Lakhova, S. M. Petrov, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 58, 2, 297-301 (2022).
7. И. Д. Аглиуллина, М. Ю. Антонова, Е. Г. Зайцева, С. М. Петров, Г. П. Каюкова, Н. Ю. Башкирцева, Вестник технологического университета 27, 6, 23-29 (2024).
8. Е. Г. Моисеева, Р. Р. Максимова, С. М. Петров, А. Г. Сафиуллина, Химия и технология топлив и масел 1, 25-28 (2023).
9. Е. Г. Moiseeva et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 59, 1, 28-32 (2023).
10. R. R. Zakieva, S. M. Petrov, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 59, 1, 69-74 (2023).
11. А. I. Lakhova, S. M. Petrov, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 57, 6, 885-890 (2022).
12. А. I. Lakhova, S. M. Petrov, N. Y. Bashkirtseva, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 58, 1, 1-5 (2022).
13. А. I. Lakhova, S. M. Petrov, N. Y. Bashkirtseva, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 58, 1, 1-5 (2022).
14. А. И. Лахова, С. М. Петров, Химия и технология топлив и масел 2, 27-30 (2022).
15. S. M. Petrov et al., Processes 9, 2, 256 (2021).
16. H. Fan, Y. Zhang, Y. Lin, Fuel 83, 2035-2039 (2004).
17. Г. П. Каюкова, И. М. Абдрафикова, И. Р. Сахибгареев и др., Технологии нефти и газа 5, 43-48 (2012).
18. L. E. Foss et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 53, 173-180 (2017).

### References

1. R. R. Zakieva et al., Chemistry and technology of fuels and oils 57, 5, 740-745 (2021).
2. Е. Г. Zaitseva, R. I. Gilyazev, N. V. Kotova, S. M. Petrov, N. Yu. Bashkirtseva, Scientific Journal of the Russian Gas Society 2, 106-113 (2024).
3. Е. Г. Zaitseva, A. G. Safiulina, S. M. Petrov, Egyptian Journal of Petroleum 33, 2, 315-327 (2024).
4. Е. Г. Zaitseva et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 60, 3, 551-558 (2024).
5. Е. Г. Zaitseva, S. M. Petrov, N. Y. Bashkirtseva, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 1-9 (2024).
6. А. I. Lakhova, S. M. Petrov, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 58, 2, 297-301 (2022).
7. I. D. Agliullina, M. Yu. Antonova, E. G. Zaitseva, S. M. Petrov, G. P. Kayukova, N. Yu. Bashkirtseva, Herald of Technological University 27, 6, 23-29 (2024).
8. Е. Г. Moiseeva, R. R. Maksimova, S. M. Petrov, A. G. Safiulina, Chemistry and technology of fuels and oils 1, 25-28 (2023).
9. Е. Г. Moiseeva et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 59, 1, 28-32 (2023).
10. R. R. Zakieva, S. M. Petrov, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 59, 1, 69-74 (2023).
11. А. I. Lakhova, S. M. Petrov, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 57, 6, 885-890 (2022).
12. А. I. Lakhova, S. M. Petrov, N. Y. Bashkirtseva, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 58, 1, 1-5 (2022).
13. А. I. Lakhova, S. M. Petrov, N. Y. Bashkirtseva, Chemistry and Technology of Fuels and Oils 58, 1, 1-5 (2022).

14. A. I. Lakhova, S. M. Petrov, Chemistry and technology of fuels and oils 2, 27-30 (2022).  
15. S. M. Petrov et al., Processes 9, 2, 256 (2021).  
16. H. Fan, Y. Zhang, Y. Lin, Fuel 83, 2035–2039 (2004).

17. G. P. Kayukova, I. M. Abdrafikova, I. R. Sakhibgareev et al., Oil and Gas Technologies 5, 43–48 (2012).  
18. L. E. Foss et al., Chemistry and Technology of Fuels and Oils 53, 173–180 (2017).

© **М. Ю. Антонова** – студент кафедры Химической технологии переработки нефти и газа (ХТПНГ), Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ), Казань, Россия, 22b.antonovamu@fnnh.ru; **А. Р. Давлетшин** – д.т.н., доцент, профессор базовой кафедры Технология нефти и газа, Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет, Уфа, Россия, davletshinar@list.ru; **Р.Г. Теляшев** – к.т.н., генеральный директор ООО «Энерджи энд Инжиниринг», Москва, Россия, telrau@mail.ru; **Н.В. Лыжина** – к.э.н., доцент кафедры ХТПНГ, КНИТУ.

© **M. Yu. Antonova** – Student of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing (ChTOGP), Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan, Russia, 22b.antonovamu@fnnh.ru; **A. R. Davletshin** – Doctor of Sciences (Technical Sci.), Docent, Professor of the Basic Department of Oil and Gas Technology, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia, davletshinar@list.ru; **R. G. Telyashev** – PhD (Technical Sci.), General Director of Energy and Engineering LLC, Moscow, Russia, telrau@mail.ru; **N. V. Lyzhina** – PhD (Economical Sci.), Associate Professor of the ChTOGP department, KNRTU.