

А. А. Гильметдинова, Л. С. Прокофьева, Ю. Х. Усманова,
Е. Г. Зайцева, С. М. Петров, Н. Ю. Башкирцева

ТЕРМОКРЕКИНГ ТЯЖЁЛОЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С УЧАСТИЕМ КАРБОНАТОЛИТОВ

Ключевые слова: высоковязкая тяжёлая нефть, термкрекинг, минеральные добавки, алифатические углеводороды, ароматические углеводороды, нефтяные смолы, асфальтены.

Изучено влияние температуры, добавок карбонатолитов и оксидов марганца и алюминия на состав и вязкостные свойства продуктов термического крекинга тяжёлой высоковязкой нефти, добытой из терригенных отложений уфимского яруса Южно-Татарского свода. Эксперименты проводились в стационарном реакторе при температурах от 250 до 360 °С и давлениях до 2 МПа в атмосфере перегретого пара. Исследования подтвердили, что оксид марганца ускоряет реакции крекинга нефтяных смол, в то время как оксид алюминия способствует разрушению смолисто-асфальтеновых веществ в целом. Увеличение температуры процесса до 360 °С приводит к конверсии асфальтенов более 30 %, с интенсивным образованием газов, легкокипящих соединений, алифатических и ароматических углеводородов. Использование только карбонатолитов незначительно снижает содержание смолисто-асфальтеновых веществ. Оксиды марганца при 300 °С ускоряют деструкцию высокомолекулярных соединений, увеличивая количество легкокипящих фракций и ароматических соединений. Повышение температуры крекинга с 300 до 360 °С с добавлением оксидов алюминия увеличивает содержание фракции н.к. – 180 °С, содержание ароматических соединений, а также снижает количество алифатических углеводородов. При температуре крекинга 360 °С и участии карбонатолитов вязкость продуктов уменьшается вдвое, а при добавлении оксида алюминия – более чем на 70 %.

А. А. Gilmetdinova, L. S. Prokofiev, Yu. K. Usmanova,
E. G. Zaitseva, S. M. Petrov, N. Yu. Bashkirtseva

THERMAL CRACKING OF HEAVY HIGH-VISCOSITY OIL WITH MINERAL ADDITIVES

Keywords: high viscosity heavy oil, thermal cracking, mineral additives, aliphatic hydrocarbons, aromatic hydrocarbons, petroleum resins, asphaltenes.

The influence of temperature and additives of carbonatolites and manganese and aluminum oxides on the composition and viscosity properties of thermal cracking products of heavy high-viscosity oil extracted from terrigenous deposits of the Ufa stage of the South Tatar Arch is studied. The experiments were carried out in a stationary reactor at temperatures from 250 to 360 °C and pressures up to 2 MPa in an atmosphere of superheated steam. Studies have confirmed that manganese oxide accelerates the cracking reactions of petroleum resins, while aluminum oxide contributes to the destruction of resinous-asphaltene substances in general. An increase in the process temperature to 360 °C leads to the conversion of asphaltenes by more than 30 %, with intensive formation of gases, low-boiling compounds, aliphatic and aromatic hydrocarbons. The use of only carbonatolites slightly reduces the content of resinous-asphaltene substances. Manganese oxides at 300 °C accelerate the degradation of high-molecular compounds, increasing the number of low-boiling fractions and aromatic compounds. Increasing the cracking temperature from 300 °C to 360 °C with the addition of aluminum oxides increases the content of the n.k. fraction-180 °C, the content of aromatic compounds, and also reduces the amount of aliphatic hydrocarbons. At a cracking temperature of 360 °C and the participation of carbonatolites, the viscosity of products decreases by half, and with the addition of aluminum oxide – by more than 70 %.

Введение

В условиях растущего спроса на энергетические ресурсы и необходимости снижения негативного воздействия на окружающую среду, поиск эффективных и экологически чистых методов добычи и переработки нетрадиционных видов углеводородных ресурсов, таких как газогидраты, сланцевая нефть, тяжёлые нефти и природные битумы становится всё более актуальным. По оценкам международной организации ООН, мировые запасы нетрадиционных ресурсов углеводородов составляют более 280 миллиардов тонн [1]. Для их эффективного освоения необходимы инновационные и в то же время несложные технологии как добычи, так и переработки, которые позволят с минимальными затратами вырабатывать востребованные продукты [2, 3]. В США и Европе проводятся научные исследования, опытные и промышленные работы, направленные на освоение нетрадиционных углеводородных ресурсов,

разрабатываются новые и перспективные технологии их добычи и переработки, которые могут существенно изменить энергетический баланс в мире [4, 5].

Тяжёлые высоковязкие нефти отличаются не только малым содержанием или практическим отсутствием светлых дистиллятных фракций, но и особенностями состава и строения высокомолекулярных соединений, а именно смолисто-асфальтеновых компонентов [6, 7, 8]. Асфальтены и смолы, входящие в состав тяжёлых высоковязких нефтей, характеризуются высоким содержанием длинноцепочечных алкильных заместителей и гетероатомных связей, что обуславливает их относительно низкую термическую стабильность. Одним из способов переработки тяжёлых нефтей является процесс низкотемпературного крекинга, который позволяет снизить содержание смолисто-асфальтеновых веществ и увеличить содержание бензиновых дистиллятных фракций в конечных продуктах [9, 10].

В центре внимания находятся научно-прикладные исследования, посвященные разработке каталитических систем, которые обеспечивают высокую эффективность процессов крекинга тяжелого нефтяного сырья.

Применение высокоэффективных современных каталитических систем в процессах крекинга нетрадиционных нефтяных ресурсов сопряжено с рядом технических и экономических проблем [11, 12, 13]. Для преодоления этих трудностей предлагается использовать добавки на основе природных минеральных соединений. Такие добавки обладают рядом преимуществ: они доступны, имеют низкую стоимость и могут быть легко интегрированы в существующие процессы [14, 15]. Природные минералы, такие как глины, цеолиты и другие, уже используются в катализе благодаря своим уникальным свойствам, таким как высокая адсорбционная способность и устойчивость к высоким температурам [16, 17, 18]. Использование природных минеральных добавок в крекинге позволяет не только снизить затраты на регенерацию каталитических систем, но и улучшить качество конечных продуктов, снизить содержания нежелательных компонентов. После отделения от продуктов крекинга отработанные добавки могут быть использованы в различных областях промышленности. Например, они могут быть переработаны в битумные материалы, которые широко применяются в дорожном строительстве, либо найти применение в буровых растворах [19, 20]. Использование минеральных добавок в процессах крекинга представляет собой перспективное направление, которое позволяет не только снизить эксплуатационные расходы, но и эффективно использовать отходы производства. Состав, поверхностные и адсорбционные свойства минеральных добавок оказывают значительное влияние на межфазные взаимодействия на границе раздела фаз [21, 22, 23, 24]. Эти взаимодействия играют ключевую роль в процессах крекинга, которые направлены на разрушение сложных углеводородных молекул тяжелой нефти на более простые и легкие соединения. Минеральные добавки, такие как глины, цеолиты, оксиды металлов и другие, могут существенно изменять поверхностные свойства углеводородов действуя как катализаторы, при высокой температуре ускоряя химические реакции и снижая энергию активации. Сорбционный эффект минеральных добавок проявляется в их способности удерживать на своей поверхности молекулы углеводородов, что приводит к их концентрированию и повышению реакционной активности. Оксиды металлов, такие как молибден и ванадий, могут выступать в качестве активных центров, где происходят разрыв химических связей и образование новых соединений. Использование минеральных добавок в процессах крекинга позволяет не только улучшить характеристики конечных продуктов, но и повысить эффективность переработки тяжелой нефти, что открывает новые возможности для развития экологически чистых и

экономически выгодных технологий в нефтеперерабатывающей отрасли.

Целью работы – исследование влияния температуры, минеральных добавок, оксидов алюминия и марганца на состав и свойства продуктов термического крекинга высоковязкой тяжелой нефти.

Материалы и методы

В качестве основного объекта исследования была выбрана высоковязкая, тяжелая нефть (ТВН) добытая компанией ПАО «Татнефть» паротепловым методом SAGD из терригенных продуктивных пород уфимского яруса пермской системы, залегающих на западном склоне Южно-Татарского свода. Отличительными особенностями нефти являются высокие значения плотности и вязкости при 20 °С: 0,9754 г/см³ и 2770 мПа·с, соответственно, а также низкое содержание легкокипящих углеводородов, алифатических соединений и аренов, и высокую долю серы (2,7 % масс.), смолистых веществ и асфальтенов.

В качестве каталитически активных центров крекинга высокомолекулярных компонентов ТВН в работе использовались оксиды алюминия (Al_2O_3) и марганца (MnO_2). В качестве адсорбента каталитически активных центров и высокомолекулярных компонентов ТВН использовали минеральную добавку из семейства карбонатолитов, состоящую на 46 % масс. из кальцита и 50 % масс. из доломита, с примесью периклаза, шпинели и кварца. Среднее значение удельной поверхности минеральной добавки составляло 40,15 м²/г, размер частиц находился в диапазоне от 0,31 до 2,4 мкм.

Эксперименты по термическому крекингу высоковязкой тяжелой нефти проводились в статическом реакторе Rexo Engineering Inc. объемом 500 см³. Предварительно готовили реакционную смесь представляющую собой суспензию, состоящую из ТВН оксидов металлов и минеральной добавки. Полученную суспензию смешивали с водой в соотношении 2:1 и загружали в реактор. При нагреве реакционной смеси образующийся перегретый пар не только равномерно распределяет тепло по всему объему реактора, но и позволяет снизить парциальное давление конечных продуктов подавляя вторично протекающие реакции поликонденсации и коксообразования [25, 26]. Перед началом нагрева реактор продували азотом. После достижения заданной температуры давление в реакторе поднималось до 1-2 МПа, эксперимент вели в течении 40 минут. В данной серии экспериментов варьировали температуру и состав реакционной смеси.

По завершению термокрекинга реактор охлаждался, измерялось количество газообразных продуктов, отстаиванием отделялась вода, экстракцией в аппарате Сокслета от продуктов отделялись оксиды металлов и минеральная добавка. Экстракцию вели смесью растворителей хлороформа, толуола и изопропилового спирта, взятых в равном объемном соотношении [27]. Динамическую вязкость определяли на реотесте фирмы RheoStress 6000 с

использованием ячейки «конус-плоскость» при скоростях сдвига от 0,001 до 840 с⁻¹. Определение содержания асфальтенов в ТВН и продуктах экспериментов осуществлялось соосаждением в избытке алканового растворителя н-гексана. Далее с помощью жидкостно-адсорбционной колоночной хроматографии с использованием силикагеля марки АСКГ проводилось разделение деасфальтизированного остатка на алифатические углеводороды, арены и нефтяные смолы. Структурно-групповой состав нефти и продуктов определяли методом инфракрасной спектроскопии на ИК-спектрометре Vector фирмы Bruker в диапазоне 3800-550 см⁻¹. По полученным значениям интенсивности соответствующих полос поглощений на ИК-спектрах были рассчитаны коэффициенты: ароматичность (D_{1600}/D_{720}), окисленность (D_{1710}/D_{1465}), разветвленность (D_{1380}/D_{1465}), алифатичность ($(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$) и осерненность (D_{1030}/D_{1465}) [28].

Обсуждение результатов

Термический крекинг ТВН при температурах от 300 до 360 °С с участием карбонатолитов приводит к заметному изменению состава конечных продуктов (рис. 1). Напротив, при низкотемпературном кре-

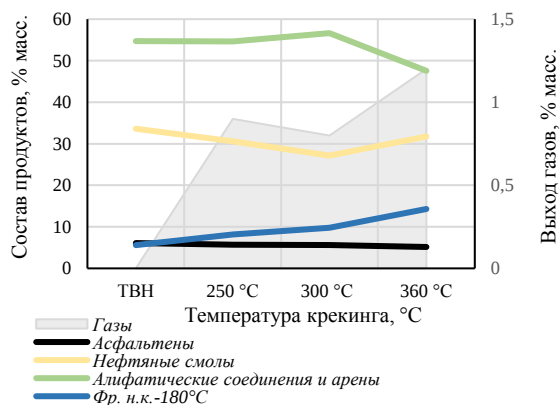


Рис. 1 – Состав конечных продуктов крекинга ТВН в присутствии карбонатолитов в зависимости от температуры процесса

Fig. 1 – Composition of the final products of heavy high-viscosity oil cracking in the presence of carbonatolites as a function of the process temperature

кинге тяжелой нефти при 250 °С в составе продуктов практически не меняется содержание алифатических соединений и аренов, незначительно снижается количество асфальтенов на 6 % отн., и в большей степени происходит деструкция нефтяных смол. С ростом температуры процесса с 250 до 300 °С увеличивается количество отходящих газов и значительно возрастает выход нефти (фр. н.к.-180 °С) в продуктах, степень превращения асфальтенов повышается до 8 %, нефтяных смол с 9 до 19 % (рис. 3). Увеличение температуры крекинга ТВН до 360 °С приводит к усилению реакций конденсации образующихся продуктов деструкции с образованием вторичных смол, их количество увеличивается с 27 % масс. (термокрекинг при 300 °С) до 31 % масс. Также

с ростом температуры процесса увеличивается выход газов до 1,21 % масс., при этом существенно снижается содержание алифатических и ароматических соединений с 56 до 47 % масс.

Степень превращения асфальтенов и нефтяных смол при термокрекинге ТВН при температуре 360 °С составляет 15 и 5 %, соответственно. Стоит отметить, что при 300 °С, в том числе в присутствии оксидов *Mn* и *Al*, содержание асфальтенов в составе продуктов термокрекинга практически не меняется (рис. 2).

Введение оксидов металлов *Mn* и *Al* в реакционную зону термокрекинга ТВН с участием карбонатолитов приводит к снижению в составе конечных продуктов нефтяных смол (рис. 2). Наибольшая степень превращения нефтяных смол (33 %) достигается при использовании оксидов *Mn*. Использование оксида *Al* приводит в наибольшей степени к деструкции асфальтенов (15 %). При этом с повышением температуры с 300 до 360 °С в составе конечных продуктов образуется большее количество газов, снижается содержание алифатических соединений и аренов, степень превращения асфальтенов достигает 36 % (рис. 2).

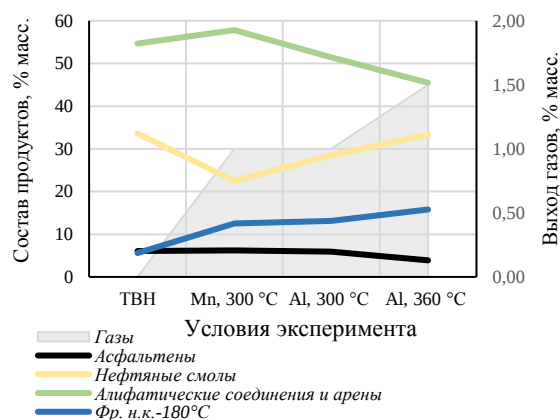


Рис. 2 – Состав конечных продуктов крекинга ТВН в присутствии карбонатолитов и оксидов металлов

Fig. 2 – Changes in the composition of the final products of heavy high-viscosity oil thermal cracking in the presence of carbonatolites and metal oxides

Таким образом, мы видим, что химические реакции могут протекать в разных направлениях, что обусловлено различной каталитической активностью оксидов металлов (рис. 2).

Исследуемые объекты характеризуются наличием интенсивных полос поглощения при 1380 см⁻¹ и 1465 см⁻¹, 2857 см⁻¹ и 2925 см⁻¹, а также при 1710 см⁻¹ и 1030 см⁻¹, указывающие на относительное содержание метильных (-CH₃), метиленовых (-CH₂-) и кислородсодержащих групп (C=O и S=O). По данным структурно-группового состава (рис. 3), в продуктах термокрекинга ТВН в присутствии карбонатолитов увеличивается относительное содержание ароматических соединений, о чем свидетельствует повышение интенсивности полосы поглощения 1600 см⁻¹, обусловленной валентными колебаниями C=C связей ароматических колец, по

сравнению с интенсивностью полосы поглощения при 720 см^{-1} , характеризующей число метиленовых $-CH_2-$ групп в алифатических структурах, на что указывает рост значений коэффициента ароматичности D_{1600}/D_{720} и снижение $(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$. На процессы деструкции карбонильных и сульфоксидных групп указывает изменение коэффициента. Изменение значений спектральных коэффициентов окисленности D_{1710}/D_{1465} и осерненности (D_{1030}/D_{1465}) . С увеличением температуры крекинга ТВН с 250 до $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ эти коэффициенты практически не меняются (рис. 3).

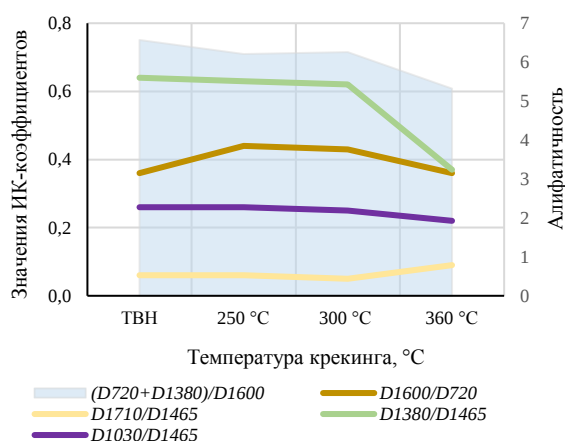


Рис. 3 – Структурно-групповой состав ТВН и продуктов термкрекинга в присутствии карбонатолитов

Fig. 3 – Structural and group structure of the products of heavy high-viscosity oil cracking in the presence of carbonatolites

С повышением температуры процесса до $360\text{ }^{\circ}\text{C}$ в продуктах увеличивается интенсивность полос поглощения карбоксильных групп (1710 см^{-1}), что отражается на росте коэффициента окисленности D_{1710}/D_{1465} . Также заметно снижается с $0,62$ до $0,37$ коэффициент разветвленности (D_{1380}/D_{1465}), что свидетельствует о разрыве связи $C-C$ у третичного атома углерода.

С повышением температуры крекинга отношение интенсивностей полос поглощения алифатических структур $-CH_2-$ и $-CH_3$ к ароматическим связям $C=C$ указывающее на алифатичность $(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$, подтверждая протекание реакций дигидрирования нафтенных и конденсации ароматических структур, ведущих к образованию асфальтенов с последующими реакциями их карбонизации до углистых веществ. Наибольшим увеличением коэффициента ароматичности D_{1600}/D_{720} отличаются продукты крекинга ТВН в присутствии карбонатолитов с участием оксида марганца при температуре $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ и оксидов алюминия при $360\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 4).

Наиболее заметные изменения происходят в структурно-групповом составе продуктов термкрекинга ТВН в присутствии карбонатолитов и оксида алюминия при $300\text{ }^{\circ}\text{C}$: увеличивается интенсивности полосы поглощения метиленовых групп (1465 см^{-1}) относительно интенсивности полос поглощения сульфоксидных и метильных групп

(1030 и 1380 см^{-1}), незначительно снижается интенсивность валентных связей ароматических соединений $C=C$ (1600 см^{-1}), что свидетельствует об увеличении степени их поликонденсации. Резко снижается отношение интенсивностей полос поглощения $-CH_3$ к $-CH_2-$ (D_{1380}/D_{1465}) указывающее на разветвленность, что свидетельствует о деструкции углеводородов изо-строения. Аналогично снижается показатель алифатичности $(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$, что указывает о протекании реакций крекинга парафиновых углеводородов и на отрыв алкильных заместителей от конденсированных циклоароматических структур с аккумулярованием в продуктах их низкомолекулярных гомологов.

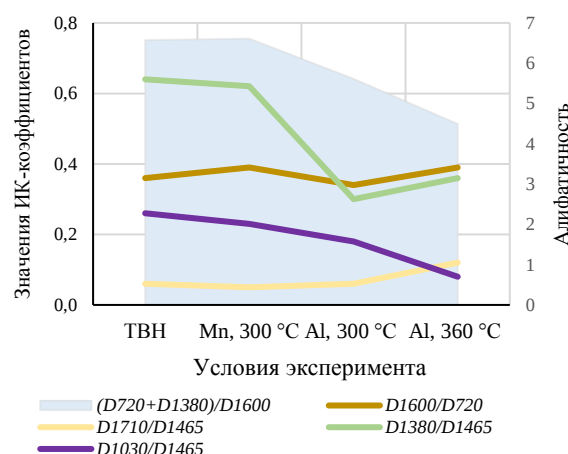


Рис. 4 – Структурно-групповой состав ТВН и продуктов термкрекинга в присутствии карбонатолитов и оксидов металлов

Fig. 4 – Structural and group structure of the products of heavy high-viscosity oil cracking in the presence of carbonatolites and metal oxides

В значительной степени значения вязкости продуктов термкрекинга ТВН коррелируют с изменениями, происходящими в их составе (рис. 5 и 6). Основной вклад в значения вязкости продуктов крекинга ТВН вносят содержания легкокипящих соединений и алифатических углеводородов, которые обладают низкой молекулярной массой и высокой подвижностью [29]. Арены более склонны к образованию межмолекулярных взаимодействий способствуют увеличению вязкости смеси. Межмолекулярные взаимодействия также зависят от наличия большого количества высокомолекулярных соединений, таких как смолы и асфальтены. Асфальто-смолистые вещества как правило имеют сложную структуру и содержат большое количество гетероатомов, таких как кислород, азот и серу, а также металлоорганические фрагменты. Из-за отличительных особенностей состава молекулы асфальтенов способны образовывать ассоциаты и агрегаты, что приводит к образованию надмолекулярных структур, таких как коллоидные частицы и кластеры, которые увеличивают вязкость смеси. Продукты термического крекинга, состоящие из легкокипящих соединений, алифатических и ароматических углеводородов, смолисто-

асфальтеновых веществ характеризуется меньшими значениями динамической вязкости по сравнению с исходной ТВН (рис. 5).

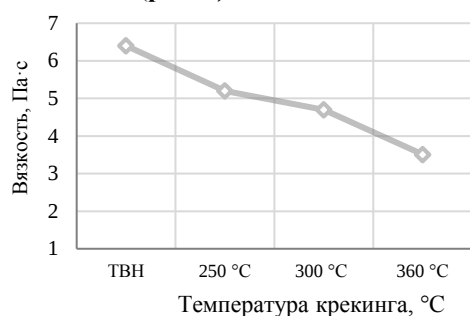


Рис. 5 – Вязкость ТВН и продуктов термкрекинга в присутствии карбонатолитов

Fig. 5 – Viscosity of heavy high-viscosity oil and liquid thermal cracking products in the presence of carbonatolites

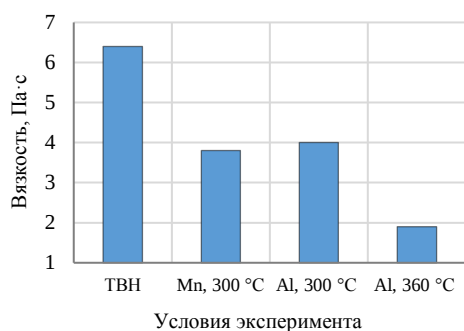


Рис. 6 – Вязкость ТВН и продуктов термкрекинга в присутствии карбонатолитов и оксидов металлов

Fig. 6 – Viscosity of heavy high-viscosity oil and liquid thermal cracking products in the presence of carbonatolites and metal oxides

Вязкость продуктов термкрекинга ТВН с участием карбонатолитов с увеличением температуры процесса с 250 до 360 °C снижается с 6,4 до 3,5 Па·с. Наибольшее снижение вязкости более чем на 70 % происходит при температуре 360 °C в присутствии карбонатолитов и оксида алюминия.

Закключение

Анализ состава продуктов термкрекинга тяжелой высоковязкой нефти в присутствии карбонатолитов в зависимости от температуры процесса и наличия оксидов марганца и алюминия позволил сделать следующие выводы. В ходе крекинга ТВН с использованием только карбонатолитов содержание смолисто-асфальтеновых веществ в составе продуктов незначительно уменьшается. Присутствие оксидов марганца при температуре 300 °C способствует интенсивному протеканию реакций деструкции высокомолекулярных соединений, что приводит к образованию легкокипящих фракций углеводородов

и увеличению количества алифатических и ароматических соединений. Повышение температуры крекинга ТВН в присутствии оксидов алюминия с 300 до 360 °C приводит к увеличению содержания фракции н.к. – 180 °C, росту количества ароматических соединений и снижению алифатических. Увеличение температуры до 360 °C при крекинге нефти с участием карбонатолитов приводит к снижению вязкости продуктов в два раза. Наибольшее снижение вязкости продуктов более чем на 70% происходит при температуре крекинга 360 °C в присутствии карбонатолитов и оксида алюминия. Понимание механизмов, определяющих влияние минеральных добавок на процессы крекинга ТВН, позволяет оптимизировать условия проведения процесса и получать продукты с заданными свойствами.

Результаты исследования могут быть использованы в промышленности для повышения эффективности и экономичности процессов переработки тяжелой нефти.

Работа выполнена за счет гранта Академии наук Республики Татарстан, предоставленного молодым кандидатам наук (постдокторантам) с целью защиты докторской диссертации, выполнения научно-исследовательских работ, а также выполнения трудовых функций в научных и образовательных организациях Республики Татарстан в рамках Государственной программы Республики Татарстан «Научно-технологическое развитие Республики Татарстан»

Литература

1. Г.Р. Каюкова и др., Нефтяная наука и техника. 35, 16 1680-1686 (2017).
2. Л.Р. Байбекова и др., -Международный журнал прикладной химии. 11, 5 593-599 (2015).
3. А.А. Алсеева и др., Журнал - Химия и технология топливных масел 54,3 271-277 (2018).
4. А.Л. Лахова. – Отв. Приложение. 10,12 917-921 (2015).
5. С.М. Петров и др., Серия Конференций ИОР Землетрясения и Наука Об Окружающей Среде 282,1 012004 (2019).
6. А.Л. Лахова, С.М. Петров Н.Ю. Башкирцева – Химия и технология топливных масел 58,1 1-5 (2022).
7. А.Г. Сафиуллина и др. Химия и технология топливных масел 54,3 265-270 (2018).
8. П.Р. Закеева и др., Химия технология топлив и масел 51,5 480-486 (2015).
9. А.Л. Лахова и др., Нефтяная наука и техника 37,5 611-616 (2019).
10. А.Л. Лахова и др., Процессы 9,3 553 (2021).
11. А.В. Вахин и эл., Процессы 9,1 158 (2021).
12. С.М. Петров и др., Международная междисциплинарная научная геоконференция 18, 1.4 455-460 (2018).
13. С.М. Петров, Р.Солдатов, А.Л. Лахова и эл. Серия Конференций ИОР Землетрясения и Наука Об Окружающей Среде 282,1 012015 (2019).
14. А.Г. Сафиуллина и др. Химия и технология топливных масел 53,6 897-904 (2018).
15. А. Носова и др., Нефтяная наука и техника 36,16 1001-1006 (2018).
16. С.М. Петров и др., Журнал Фармацевтических, Биологических и химических наук 6,6 1624-1629 (2015).
17. А.Л. Лахова, С.М. Петров – Химия и технология топливных масел 58,2 297-301 (2022).

18. П.Р. Закиева, С.М. Петров – Химия и технология топливных масел 59,1 69-74 (2023).
19. С.М. Петров и др., Нефть 10,2 216-223 (2024).
20. С.М. Петров и др., Международный журнал прикладных инженерных исследований 10,24 44656-61 (2015).
21. Дж. Зайдуллин и др., Химия и технология топливных масел 54,5 550-556 (2018).
22. А.Л. Лахова и др., Химия и технология топливных масел 55,2 119-124 (2019).
23. А.А. Валиева и др., Химическая технология металлургия 55,4 730-740 (2020).
24. С.М. Петров и др., Международная междисциплинарная научная геоконференция "Маркшейдерская геология и Управление экологией горного дела", SGEM 18,26 359-366 (2018).
25. А.Л. Лахова Международная междисциплинарная научная геоконференция SGEM 17, 1.3 375-382 (2017).
26. С.М. Петров и др., Индийский научно-технический журнал 10,1 1-5 (2017).
27. С.М. Петров и др., Процессы 9,2 256 (2021).
28. А.Л. Лахова и др., Журнал нефтяной науки и техники 153 385-390 (2017).
29. Г.Р. Каюкова и др., Нефтяная наука и техника 36,16 1687-1691 (2017).

References

1. G.R. Kayumova. et al., Petroleum Science and Technology. 35, 16 1680-1686 (2017).
2. L. R. Baibekova et al., International Journal of Applied Chemistry.11, 5 593-599 (2015).
3. A. A. alaseeva et al., Journal - Chemistry and Technology of Fuel Oils 54.3 271-277 (2018).
4. A. L. Lakhova. - Ed. Applications. 10.12 917-921 (2015).
5. S. M. Petrov et al., IOP conference series on Earthquakes and Environmental Science 282.1 012004 (2019).
6. A. L. Lakhova, S. M. Petrov N.Y. Bashkirtseva – Chemistry and Technology of fuel oils 58.1 1-5 (2022).
7. A. G. Safiulina and others. Chemistry and technology of fuel oils 54.3 265-270 (2018).
8. Zakieva P. R. et al., Chemical technology of fuels and oils 51.5 480-486 (2015).
9. A. Lakhova et al., Petroleum Science and Technology 37.5 611-616 (2019).
10. A. Lakhova et al., Process 9.3 553 (2021).
11. A.V. vakhin et al., Process 9.1 158 (2021).
12. S. M. Petrov et al., Interdisciplinary Scientific Geoconference 18, 1.4 455-460 (2018).
13. S. M. Petrov, R. Soldatova, A. L. Lakhova and El. IOP Conference Series on Earthquakes and Environmental Science 282.1 012015 (2019).
14. A. G. Safiulina et al. Chemistry and technology of fuel oils 53.6 897-904 (2018).
15. A. Nosova et al., Petroleum Science and Technology 36.16 1001-1006 (2018).
16. S. M. Petrov et al., Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences 6.6 1624-1629 (2015).
17. Lakhova A. L., Petrov S. M.-Chemistry and technology of fuel oils 58.2 297-301 (2022).
18. Zakieva P. R., Petrov S. M.-Chemistry and technology of fuel oils 59.1 69-74 (2023).
19. S. M. Petrov et al., Oil 10.2 216-223 (2024).
20. S. M. Petrov et al., International Journal of Applied Engineering Research 10.24 44656-61 (2015).
21. J. Zaidullin et al., Chemistry and Technology of fuel oils 54.5 550-556 (2018).
22. Lakhova A. L. et al., Chemistry and technology of fuel oils 55.2 119-124 (2019).
23. A. A. Valieva et al., Chemical Technology of Metallurgy 55.4 730-740 (2020).
24. S. M. Petrov et al., Interdisciplinary scientific Geoconference "Surveying Geology and environmental management of mining", Sgem 18,26 359-366 (2018).
25. A. L. Lakhova Interdisciplinary Scientific Geoconference Sgem 17, 1.3 375-382 (2017).
26. S. M. Petrov et al., Indian Scientific and Technical Journal 10.1 1-5 (2017).
27. S. M. Petrov et al., Process 9.2 256 (2021).
28. A. Lakhova et al., Journal of Petroleum Science and Technology 153 385-390 (2017).
29. Kayukova G. R. et al., Petroleum Science and Technology 36, 16 1687-1691 (2017).

© **А. А. Гильметдинова** – студент кафедры Химической технологии переработки нефти и газа (ХТПНГ), Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ), Казань, Россия, nastya.gilmetdinova@inbox.ru; **Л. С. Прокофьева** – магистрант кафедры ХТПНГ, КНИТУ; **Ю. Х. Усманова** – к.т.н., доцент кафедры ХТПНГ, КНИТУ; **Е. Г. Зайцева** – аспирант кафедры ХТПНГ, КНИТУ; **С. М. Петров** – к.т.н., доцент кафедры ХТПНГ, КНИТУ; **Н. Ю. Башкирцева** – д.т.н., профессор, кафедра ХТПНГ, КНИТУ.

© **A. A. Gilmetdinova** – Student of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Refining (CTOGR), Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan, Russia, nastya.gilmetdinova@inbox.ru; **L. S. Prokofieva** – Master-student of the CTOGR department, KNRTU; **Yu. K. Usmanova** – PhD (Technical Sci.), Associate Professor of the CTOGR department, KNRTU; **E. G. Zaitseva** – PhD-student of the CTOGR department, KNRTU; **S. M. Petrov** – PhD (Technical Sci.), Associate Professor of the CTOGR department, KNRTU; **N. Yu. Bashkirtseva** – Doctor of Sciences (Technical Sci.), Professor, the CTOGR department, KNRTU.

Дата поступления рукописи в редакцию – 04.04.25.

Дата принятия рукописи в печать – 15.06.25.