

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССА КАВИТАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Д.В. Никишин, Б.В. Пешнев, А.И. Николаев, П.М. Шебаршинова

Денис Васильевич Никишин (ORCID 0000-0002-4466-4402)*, Борис Владимирович Пешнев (ORCID 0000-0002-0507-2754), Александр Игоревич Николаев (ORCID 0000-0001-8594-2985), Полина Максимовна Шебаршинова (ORCID 0009-0009-1164-0728)

Кафедра технологии нефтехимического синтеза и искусственного жидкого топлива им. А.Н. Башкирова, Институт тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова, МИРЭА – Российский технологический университет, пр-т Вернадского, 86, Москва, Российская Федерация, 119571

E-mail: nikishin@mirea.ru*, peshnev@mirea.ru, nikolaev_a@mirea.ru, sebarsinova@gmail.com

В работе рассмотрено влияние насыщения тяжелого нефтяного сырья газом или низкокипящими углеводородами перед его кавитационной обработкой на результаты воздействия. Для газонасыщения использовали воздух, водород и пропан-бутановую фракцию, изменяя содержание газа в сырье. В качестве жидких углеводородов использовали декалин. Кавитационную обработку проводили в гидродинамическом режиме на аппарате «Донор-2», давление обработки 50 МПа, число циклов воздействия варьировали от 1 до 5. Установлено, что насыщение тяжелого нефтяного сырья газом (добавление низкокипящих углеводородов) перед его кавитационной обработкой повышает эффект от воздействия. Это проявляется в большем снижении вязкости и плотности сырья, возрастании выхода фракций, выкипающих до 400 °С. Показано, что повышение содержания газа в сырье усиливает эффект. Установлено, что изменение фракционного состава сырья при кавитационной обработке связано с изменением его группового углеводородного состава. В результате кавитационного воздействия в тяжелом нефтяном сырье снижается содержание смол и асфальтенов и увеличивается содержание «масел». Результаты позволяют предполагать, что снижение вязкости сырья и увеличение содержания в нем «масел» связано с разрушением сложных структурных единиц дисперсной фазы сырья. Различия результатов, полученных при использовании водорода и пропан-бутановой фракции, связаны с различной растворимостью этих газов в жидких углеводородах. Отмечены различия в составе «масел» исходного сырья после его кавитационной обработки и после обработки с предварительным газонасыщением. Так, после кавитационной обработки без предварительного газонасыщения сырья доля ароматических углеводородов в «маслах» увеличивалась, а в случае обработки с предварительным газонасыщением - снижалась. Это позволяет предполагать, что при кавитационных явлениях в среде углеводородов протекают не только реакции крекинга и изомеризации, но и алкилирования и гидрирования, а в качестве алкилирующих и гидрирующих агентов выступают пропан-бутановая фракция и водород.

Ключевые слова: нефть, гидродинамическая кавитация, интенсификация процесса, групповой состав, фракционный состав, физико-химические свойства, донор водорода

Для цитирования:

Никишин Д.В., Пешнев Б.В., Николаев А.И., Шебаршинова П.М. Интенсификация процесса кавитационной обработки тяжелого нефтяного сырья. *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2024. Т. 67. Вып. 9. С. 111–117. DOI: 10.6060/ivkkt.20246709.7012.

For citation:

Nikishin D.V., Peshnev B.V., Nikolaev A.I., Shebarshinova P.M. Intensification process of cavitation treatment of the heavy oil feedstock. *ChemChemTech [Изв. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2024. V. 67. N 9. P. 111–117. DOI: 10.6060/iv kkt.20246709.7012.

INTENSIFICATION PROCESS OF CAVITATION TREATMENT OF THE HEAVY OIL FEEDSTOCK

D.V. Nikishin, B.V. Peshnev, A.I. Nikolaev, P.M. Shebarshinova

Denis V. Nikishin (ORCID 0000-0002-4466-4402)*, Boris V. Peshnev (ORCID 0000-0002-0507-2754), Alexander I. Nikolaev (ORCID 0000-0001-8594-2985), Polina M. Shebarshinova (ORCID 0009-0009-1164-0728)

A.N. Bashkirov's Department of Petrochemical Synthesis Technology and Artificial Liquid Fuels, Institute of Fine Chemical Technologies named after M.V. Lomonosov. MIREA - Russian Technological University (RTU MIREA), Vernadskogo ave., 86, Moscow, 119571, Russia

E-mail: nikishin@mirea.ru*, peshnev@mirea.ru, nikolaev_a@mirea.ru, sebarsinova@gmail.com

The work examines the effect of saturating heavy petroleum feedstock with gas or low-boiling hydrocarbons before its cavitation treatment on the results of the impact. Air, hydrogen and propane-butane fractions were used for gas saturation by varying the gas content of the feedstock. Decalin was used as liquid hydrocarbons. Cavitation treatment was carried out in hydrodynamic mode on the apparatus "Donor-2", treatment pressure was 50 MPa, the number of exposure cycles varied from 1 to 5. It has been found that the saturation of the heavy oil feedstock with gas (addition of low boiling hydrocarbons) prior to its cavitation treatment increases the effect of the exposure. This is manifested in a greater decrease in viscosity and density of raw materials, increasing yield of fractions boiling up to 400 °C. It is shown that increasing the gas content of the feedstock enhances the effect. It is established that the change in the fractional composition of feedstock during cavitation treatment is associated with a change in its group hydrocarbon composition. As a result of cavitation action in heavy oil feedstock, the content of resins and asphaltenes decreases and the content of "oils" increases. The results suggest that the decrease in viscosity of raw materials and the increase in the content of "oils" in them are associated with the destruction of complex structural units of the dispersed phase of raw materials. The differences in the results obtained when using hydrogen and the propane-butane fraction are associated with the different solubility of these gases in liquid hydrocarbons. Differences in the composition of the "oils" of the feedstock after its cavitation treatment and after treatment with pre-gas saturation were noted. For example, after the cavitation treatment of raw materials, the proportion of aromatic hydrocarbons in the "oils" increased, but if the preliminary gas saturation of the raw material was carried out, their content decreased. This suggests that at cavitation phenomena in the hydrocarbon medium not only cracking and isomerization reactions, but also alkylation and hydrogenation reactions take place, and propane-butane fractions and hydrogen act as alkylating and hydrogenating agents.

Key words: oil, hydrodynamic cavitation, process intensification, group composition, fractional composition, physical and chemical properties, hydrogen donor

ВВЕДЕНИЕ

Возрастание доли тяжелого углеводородного сырья в процессах нефтепереработки предполагает модернизацию действующих и внедрение новых технологий. С этой задачей тесно сопрягается и необходимость увеличения глубины переработки нефти. Один из методов решения этих задач предполагает адаптацию существующих технологий к новым сырьевым потокам за счет внедрения дополнительных модулей предварительной обработки сырья [1-4]. Как правило, такая обработка базируется на использовании физических явлений – электромагнитного, ультразвукового или инфразвукового полей, лазерного излучения, электрических разрядов, явления кавитации [3-7].

В результате кавитационной обработки нефтяного сырья снижается его вязкость, что снижает затраты на транспортировку, увеличивается выход фракций, выкипающих до 400 °С, возрастает выход целевых продуктов при проведении дальнейших термических и термокаталитических процессов [8-14].

Явление кавитации заключается в возникновении в жидкой фазе в результате локального понижения давления парогазовых пузырьков, и их последующем схлопывании (коллапсе) вследствие увеличения давления. В точках коллапса этих кавитационных пузырьков (в локальных областях) возникают экстремальные температуры и давления

до 5000 °С и 140 МПа [15, 16], приводящие к изменению углеводородной среды. Можно предположить, что увеличение содержания в жидкой фазе компонентов, способствующих образованию кавитационных пузырьков, приведет к интенсификации процесса кавитации и повышению эффективности ее воздействия на нефтяное сырье. Такими компонентами могут быть газы, растворяющиеся в нефтяных углеводородах, или другие углеводороды с меньшей температурой кипения, которые могут быть введены в сырье перед его обработкой.

Целью данной работы было исследование влияния предварительного насыщения газом углеводородов на изменение их физико-химических ха-

рактеристик, фракционного и группового углеводородного состава при кавитационной обработке.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Объектами исследования были образцы прямогонных мазутов, полученных в различное время с Московского нефтеперерабатывающего завода Газпромнефть-МНПЗ (ПМ1, ПМ2), товарного мазута Ф12 (в соответствии с ГОСТ 10585-99), предоставленного ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (ТМ), а также гидроочищенный вакуумный газойль (ГВГ) и газойль каталитического крекинга (ГКК), предоставленные Московским нефтеперерабатывающим заводом Газпромнефть-МНПЗ. Их физико-химические характеристики приведены в табл. 1.

Таблица 1

Физико-химические характеристики объекта исследования
Table 1. Physicochemical characteristics of the research object

Показатель	Образец				
	ПМ1	ПМ2	ТМ	ГВГ	ГКК
Плотность, г/см ³	0,9542	0,9684	0,9346	0,9059	1,0024
Кинематическая вязкость при 50 °С, сСт	397,4	Не определялась	85,53	35,37	10,22
Групповой состав, % масс.					
Асфальтены	4,4	Не определялся	3,7	0	0
Смолы	13,3		8,4	3,9	1,8
Масла, в т.ч.	82,3		87,9	96,1	98,2
насыщенные углеводороды	38,5		61,9	79,1	29,3
ароматические углеводороды	43,8		26,0	17,0	68,9
Температура начала кипения (НК), °С	257	290	174	286	215
Фракционный состав, % масс.					
НК-350 °С	6,9	5,0	17,0	5,6	55,5
350-400 °С	14,0	9,0	18,0	35,5	39,7
400-480 °С	27,2	28,0	28,7	49,4	4,8
480 °С и выше	51,9	58,0	36,3	9,5	

Кавитационную обработку проводили в гидродинамическом режиме при 50 °С в аппарате «Донор-2», принцип действия которого описан в работах [12, 13]. Перепад давления составлял 50 МПа, количество циклов воздействия варьировалось от 1 до 5.

В качестве интенсифицирующих агентов использовали воздух, водород (чистота – 99,995% об.; его получали в генераторе водорода Хроматэк 6.400) и пропан-бутановую фракцию (ПБФ), содержащую C₂H₆, C₃H₈ и C₄H₁₀ в количествах 15, 65 и 20% об. соответственно, которые барботировали через сырье перед обработкой в течение 30 мин. Расход газа при этом варьировали от 75 до 225 мл/мин, что позволяло менять газосодержание образцов. Предварительные эксперименты, проведенные с использованием воздуха, показали, что увеличение

его расхода от 50 до 305 мл/мин повышает газосодержание образца от 0,34 до 1,98%. Отмечена линейная зависимость между расходом газа и газосодержанием образца (коэффициент корреляции R² = 0,94).

Газосодержание образцов оценивали по формуле:

$$\varphi = \frac{\rho_0 - \rho}{\rho_0 - \rho_T},$$

где ρ_0 – плотность образца до газонасыщения, г/см³; ρ – плотность образца после газонасыщения, г/см³; ρ_T – плотность газа при температуре исследования, г/см³.

Плотность образцов, насыщенных газом, определяли ареометрическим способом.

В связи с тем, что дегазация образцов проходила в течение 20-30 мин (оценивали по возвра-

щению плотности к исходным значениям), кавитационную обработку проводили непосредственно после продувки.

Плотность исходного образца и образцов после кавитационной обработки определяли пикнометрическим методом при 20 °С. Кинематическую вязкость – с использованием стеклянных капиллярных вискозиметров типа ВНЖ при 50 °С. Групповой состав определяли методом, описанным в работе [17]. В качестве адсорбента в колонке использовали силикагель марки АСКГ фракции 0,25-0,50 мм,

в качестве растворителей – петролейный эфир, толуол и смесь толуола с изопропиловым спиртом в соотношении 30:70 – для осаждения асфальтенов и выделения насыщенных углеводородов, выделения ароматических углеводородов и смол соответственно. Соотношение силикагель:образец составляло 100:1. Для выделения асфальтенов соотношение навеска образца:растворитель было равным 1:40.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Влияние количества циклов обработки на физико-химические характеристики образца ПМ1 приведено в табл. 2.

Таблица 2

Влияние числа циклов кавитационной обработки на физико-химические характеристики образца ПМ1. Давление обработки 50 МПа

Table 2. Effect of the number of cavitation treatment cycles on the physical and chemical characteristics of the PM1 sample. Treatment pressure is 50 MPa

Показатель	Исходный образец	Число циклов обработки		
		1	3	5
Кинематическая вязкость при 50 °С, сСт	397,4	384,4	379,3	377,7
Плотность, г/см ³	0,9542	0,9526	0,9510	0,9500
Температура начала кипения (НК), °С	257	250	235	225
Фракционный состав, % масс.				
НК-350 °С	6,9	8,1	8,7	9,2
350-400 °С	14,0	14,9	15,3	15,4
400-480 °С	27,2	26,6	26,4	26,2
480 °С и выше	51,9	44,1	44,6	49,2

Аналогичные результаты (снижение вязкости, плотности, возрастание выхода фракций, выкипающих до 400 °С) были получены и при кавитационной обработке других образцов и согласуются с данными работ [8-13, 15, 16].

Снижение температуры начала кипения образцов, их вязкости, плотности, фракционного состава свидетельствуют о существенных изменениях, происходящих при кавитации. Это могут быть реакции крекинга (снижение температуры начала кипения), изомеризации (снижение плотности), можно также допустить разрушение сложных структурных единиц дисперсной фазы, в значительной степени определяющих реологические характеристики нефтяных систем (снижение вязкости) [18-20].

На рисунке показано изменение группового углеводородного состава образца ПМ1 при кавитационной обработке.

Приведенные результаты согласуются с данными об изменении фракционного состава образца – снижение выхода фракций с температурами кипения выше 400 °С обусловлено (в том числе) снижением содержания смолы асфальтенов.

Аналогичные эффекты отмечались и авторами работ [10, 21-23].

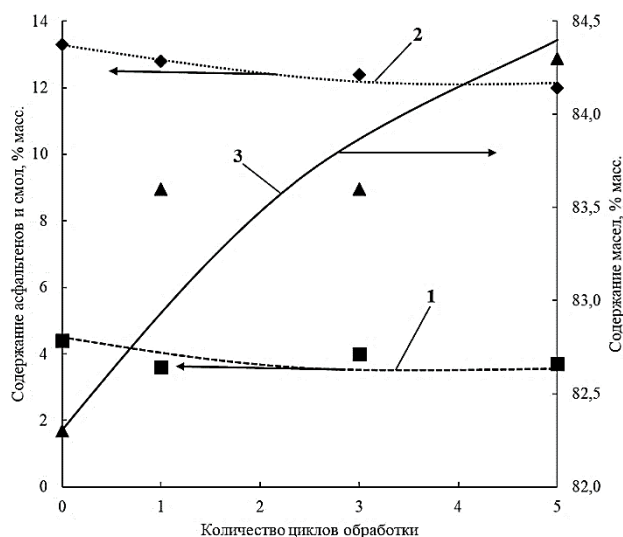


Рисунок. Влияние числа циклов обработки на групповой углеводородный состав образца ПМ1. Давление обработки 50 МПа: 1 – асфальтены; 2 – смолы; 3 – масла

Figure. Effect of the number of treatment cycles on the group hydrocarbon composition of the PM1 sample. Processing pressure is 50 MPa: 1 - asphaltenes; 2 - resins; 3 - oils

Заслуживает внимания изменение состава масляной фракции образца ПМ1. После 5 циклов обработки содержание в ней насыщенных углеводородов возросло с 38,5 до 39,1% масс., а ароматических – с 43,8 до 45,2% масс. Вероятно, преобразования асфальтены – смолы – масла протекают в соответствии с кинетической моделью, предложенной в работе [21].

Для повышения эффективности обработки было предложено насыщать сырье компонентами, способствующими большему образованию

кавитационных пузырьков. Предварительная аэрация (насыщение воздухом) образца ПМ2 увеличила выход фракций, выкипающих до 400 °С с 27,0% масс. до 31,5% масс. (5 циклов обработки при 50 МПа). Выход этих фракций у исходного образца составлял 14,0% масс.

Установлено влияние природы газа, его расхода при газонасыщении и порядка его проведения на изменение физико-химических характеристик образца (табл. 3).

Таблица 3

Влияние природы и расхода газа на изменение физико-химических характеристик образца ПМ1 при кавитационной обработке. Давление 50 МПа, 5 циклов воздействия

Table 3. Influence of nature and gas flow rate on the change in physical and chemical characteristics of the PM1 sample during cavitation treatment. Pressure is 50 MPa, 5 cycles of exposure

Показатель	Расход газа, мл/мин			
	Водород		ПБФ	
	100	200	75	225
Кинематическая вязкость при 50 °С, сСт	356,8	347,2	345,2	338,5
Плотность, г/см ³	0,9475	0,9449	0,9463	0,9438
Температура начала кипения (НК), °С	216	210	212	205
Фракционный состав, % масс.				
НК-350 °С	9,4	10,2	10,0	10,6
350-400 °С	16,9	17,5	17,5	18,3
400-480 °С	25,9	25,0	25,1	24,8
480 °С и выше	47,8	47,3	47,2	46,3

Видно, что введение в сырье компонентов, интенсифицирующих образование кавитационных пузырьков, существенно увеличило эффект от воздействия. Так, если после 5 циклов обработки вязкость образца снизилась только на 5%, то после обработки с предварительным газонасыщением (ПБФ, 225 мл/мин) она снизилась на 14,8%. Увеличение расхода газа повышает выход фракций, выкипающих до 400 °С, снижает плотность образца, температуру начала его кипения. Эти результаты согласуются с данными, приведенными в работах [24-27].

Отмечены различия в результатах, полученных при использовании для газонасыщения водорода и ПБФ. Возможно, это связано с различной растворимостью этих газов в нефтепродуктах. Анализ литературы [28-30] позволяет предполагать более высокую растворимость у ПБФ. Соответственно, эффект, достигаемый при использовании этого газа, был выше.

Изменения физико-химических характеристики образца связаны с изменениями его группового углеводородного состава (табл. 4).

Таблица 4

Влияние природы и газа на изменение группового углеводородного состава образца ПМ1 при кавитационной обработке (% масс.). Давление 50 МПа, 5 циклов воздействия

Table 4. Effect of nature and gas on the change of group hydrocarbon composition of the PM1 sample during cavitation treatment (% wt.). Pressure is 50 MPa, 5 cycles of exposure

Фракция	Расход газа, мл/мин			
	H ₂		ПБФ	
	100	200	75	225
Асфальтены	1,4	1,2	2,1	0,5
Смолы	11,3	7,4	9,6	7,6
Масла, в т.ч.	87,3	91,4	88,3	91,9
насыщенные УВ	47,2	49,9	57,4	60,0
ароматические УВ	40,1	41,5	30,9	31,9

Видно, что насыщение образца ПМ1 газом перед кавитационной обработкой позволило существенно снизить содержание в нем асфальтенов (в случае использования ПБФ до 0,5% масс.) и смол (в образцах ГВГ и ГКК смолы после обработки не превышало 0,1% масс., при этом выход целевых фракций возрос до 50,1 и 99,5% масс. соответственно), и значительно повысило содержание в маслах насыщенных углеводородов. При этом доля

ароматических углеводородов снизилась. Это позволяет допустить протекание реакций гидрирования ароматических структур исходного мазута, а в качестве доноров водорода здесь выступают введенные в сырье водород и ПБФ. Стоит также отметить, что при увеличении расхода газа содержание в маслах ароматических углеводородов увеличивалось, но не превышало начальных значений. Вероятно, насыщение газом углеводородного сырья двояко влияет на процесс его кавитационной обработки. С одной стороны, это интенсифицирует явление кавитации, приводит к более существенным деструктивным преобразованиям в сырье. С другой (в случае использования водородсодержащего газа) – способствует гидрированию непредельных соединений, содержащихся в сырье. Очевидно, что изучение влияния природы газа и его содержания в тяжелых нефтепродуктах на изменение их характеристик и состава в процессе кавитационной обработки требует дальнейшего изучения.

Следует также отметить, что предпочтительнее проводить газонасыщение перед каждым циклом обработки. После однократной аэрации образца ТМ выход фракций, выкипающих до 400 °С, составил 35,1% масс., в том случае, если аэрация проводилась каждый раз, он был равен 35,8% (во всех случаях 5 циклов обработки при 50 МПа).

Увеличение выхода фракций, выкипающих до 400 °С, может быть достигнуто не только за счет газонасыщения, но и в результате компаундирования сырья с более легкими углеводородами или с водой. В работе [31] авторы подвергали кавитационной обработке компаунд Шкаповской (тяжелой) нефти и особо легкой нефти Прикаспийского бассейна. После обработки они зафиксировали увеличение выхода фракций, выкипающих до 350 °С, что объясняли разрушением в процессе кавита-

ции сложных структурных единиц нефти и вовлечением их части в легкие погоны. Однако можно предположить, что появление дополнительного количества низкокипящих углеводородов обусловлено повышенным образованием кавитационных пузырьков из углеводородов легкой нефти. Этим же (образованием дополнительного количества кавитационных пузырьков) можно объяснить увеличение выхода фракций с температурами кипения до 400 °С, зафиксированное при обработке водоненфтяных эмульсий [12].

В нашей работе обработке подвергался компаунд образца ПМ1 и 2% декалина (5 циклов, 50 МПа). В результате содержание асфальтенов в образце снизилось до 1,5% масс., смол – до 12% масс., а выход фракций с температурами кипения до 400 °С увеличился до 25,9%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные результаты свидетельствуют о перспективности насыщения тяжелого углеводородного сырья газом или компаундированием с низкокипящими компонентами перед его кавитационной обработкой. Это позволяет существенно повысить выход фракций, выкипающих до 400 °С.

Отмечено влияние природы газа и его содержания в сырье на достигаемый эффект.

Полученные результаты позволяют предположить протекание реакций гидрирования сырья при его кавитационной обработке, если для газонасыщения использовать водород или пропан-бутановую фракцию.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

The authors declare the absence a conflict of interest warranting disclosure in this article.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геллер С.В. // *Нефть. Газ. Новации*. 2010. № 9. С. 20-26.
2. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация добычи и переработки нефти. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". 2014. 168 с.
3. Пивоварова Н.А. // *Нефтехимия*. 2019. Т. 59. № 7. С. 727-738. DOI: 10.1134/S002824211907013X.
4. Промтов М.А. // *Вестн. ТГТУ*. 2008. Т. 14. № 4. С. 861-869.
5. Кузнецова Е.Г., Сарибекова Ю.Г. // *Вост.-европ. журн. перед. технологий*. 2011. Т. 4. № 6 (52). С. 50-53.
6. Блиная Е.В., Блиная Н.С., Акбасова Д.Б. // *Вестн. Вост.-Казак. Гос. техн. ун-та им. Д. Серикбаева*. 2018. № 4. С. 81-85.
7. Гафарова Э.Б., Свиридов Д.В. // *Оборуд. и технол. для нефтегаз. комплекса*. 2020. № 2 (116). С. 71-78. DOI: 10.33285/1999-6934-2020-2(116)-71-78.
8. Промтов М.А. // *Вестн. ТГТУ*. 2018. Т. 24. № 3. С. 455-460. DOI: 10.17277/vestnik.2018.03.pp.455-460.

REFERENCES

1. Geller S.V. // *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2010. N 9. P. 20-26 (in Russian).
2. Mullakaev M.S. Ultrasonic intensification of oil production and refining. M.: JSC "VNIIOENG". 2014. 168 p. (in Russian).
3. Pivovarova N.A. // *Petrol. Chem*. 2019. V. 59. N 6. P. 559-569. DOI: 10.1134/S0965544119060148.
4. Promtov M.A. // *Vestn. TGTU*. 2008. V. 14. N 4. P. 861-869 (in Russian).
5. Kuznetsova E.G., Saribekova Yu.G. // *Vost.-Evrop. Zhurn. Pered. Tekhnol*. 2011. V. 4. N 6 (52). P. 50-53 (in Russian).
6. Blinaeva E.V., Blinaeva N.S., Akbasova D.B. // *Vestn. Vost.-Kazakh. Gos. Tekhn. Univ. im. D. Serikbaeva*. 2018. N 4. P. 81-85 (in Russian).
7. Gafarova E.B., Sviridov D.V. // *Oborud. Tekhnol. Neftegaz. Kompleksa*. 2020. N 2 (116). P. 71-78 (in Russian). DOI: 10.33285/1999-6934-2020-2(116)-71-78.
8. Promtov M.A. // *Vestn. TGTU*. 2018. V. 24. N 3. P. 455-460 (in Russian). DOI: 10.17277/vestnik.2018.03.pp.455-460.

9. Хамидуллин Р.Ф., Харлампида Х.Э., Никулин Р.М., Ситало А.В., Шараф Ф.А. // *ХТТМ*. 2016. № 6 (598). С. 29-34.
10. Нуруллаев В.Х. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводород сырья. 2017. № 1. С. 38-42.
11. Промтов М.А., Сунагатуллин Р.З., Кутуков С.Е., Колиух А.Н., Шеина О.А., Зверев Ф.С., Суховой М.В. // *Пробл. сбора, подгот. и трансп. нефти и нефтепрод.* 2020. № 5 (127). С. 76-88. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-5-76-88.
12. Николаев А.И., Пешнев Б.В., Алхамеди М.Х.И. // *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2022. Т. 65. Вып. 7. С. 94-99. DOI: 10.6060/ivkkt.20226507.6611.
13. Пешнев Б.В., Николаев А.И., Никитин Д.В., Алхамеди М.Х.И. // *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2023. Т. 66. Вып. 4. С. 110-116. DOI: 10.6060/ivkkt.20236604.6760.
14. Иванов С.В., Воробьев С.И., Торховский В.Н., Герзелиев И.М. // *Вестн. МИТХТ*. 2013. Т. 8. № 3. С. 67-69.
15. Bhangu S.K., Ashokkumar M. // *Top. Curr. Chem.* 2016. V. 374 (4). N 56. DOI: 10.1007/s41061-016-0054-y.
16. Avaru B., Venkateswaran N., Uppara P., Iyengar S.B., Katti S.S. // *Ultrason. Sonochem.* 2018. V. 42. P. 493-507. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2017.12.010.
17. Сафина И.Р., Ибрагимова Д.А., Яушев Э.А., Хисмиев Р.Р. // *Вестн. Казан. технол. ун-та*. 2014. Т. 17. № 24. С. 212-213.
18. Cui J., Zhang Z., Liu X., Liu L., Peng J. // *Fuel*. 2020. V. 275. 117976. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.117976.
19. Padula L., Balestrin Lia B.S., Rocha N., Carvalho C., Westfahl H., Cardoso M.B., Sabadini E., Loh W. // *Energy Fuels*. 2016. V. 30. P. 3644-3651. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.5b02103.
20. Eyssautier J., Henaut I., Levitz P., Espinat D., Barre L. // *Energy Fuels*. 2012. V. 26. P. 2696-2704. DOI: 10.1021/ef201412j.
21. Sawarkar A., Pandit A., Samant S., Joshi J. // *Canad. J. Chem. Eng.* 2009. V. 87. N 3. P. 329-342. DOI: 10.1002/cjce.20169.
22. Yang Z., Zhang C., Gu S., Han P., Lu X. // *Chem. Technol. Fuels Oils*. 2013. V. 48. N 6. P. 426-435. DOI: 10.1007/s10553-013-0391-2.
23. Liu J., Yang F., Xia J., Wu F., Pu C. // *ACS Omega*. 2021. V. 6. N 3. P. 2276-2283. DOI: 10.1021/acsomega.0c05585.
24. Sauter C., Emin M.A., Schuchmann H.P., Tavman S. // *Ultrason. Sonochem.* 2008. V. 15. N 4. P. 517-523. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2007.08.010.
25. Xu H., Tu J., Niu F., Yang P. // *Appl. Acoustics*. 2016. V. 101. P. 179-183. DOI: 10.1016/j.apacoust.2015.08.020.
26. Lomakin V., Bibik O. // *Sat. tr. IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. and Eng.* 2019. V. 492. P. 012037. DOI: 10.1088/1757-899X/492/1/012037.
27. Al-Obaidi A.P., Mishra R. // *Arab. J. Sci. Eng.* 2020. V. 45. P. 5657-5671. DOI: 10.1007/s13369-020-04509-3.
28. Каралин Э.А., Опаркин А.В., Мургазин Н.Ф., Федосеева А.М. // *Вестн. Казан. технол. ун-та*. 2015. Т. 18. № 20. С. 38-40.
29. Лейбович Л.И., Евстегнеев Ю.В. // *Modern Eng. Innov. Technol.* 2019. N 07-01. P. 46-50. DOI: 10.30890/2567-5273.2018-05-03-032.
30. Матвиенко В.Г., Ярым-Агаев Н.Л. // *Наукові праці Донец. нац. техн. унів. Сер.: "Хімія і хімічна технологія"*. 2006. № 108 (8). С. 74-79.
31. Торховский В.Н., Антонюк С.Н., Чижевская Е.В., Воробьев С.И., Николаева М.В., Арнацкий В.А. // *Технол. нефти и газа*. 2019. № 4 (123). С. 3-11. DOI: 10.32935/1815-2600-2019-123-4-3-11.
9. Khamidullin R.F., Kharlampidi Kh.E., Nikulin R.M., Sitalo A.V., Sharaf F.A. // *HTTM*. 2016. N 6 (598). P. 29-34 (in Russian).
10. Nurullaev V.Kh. // *Transport Khranenie Nefteproduktov Uglevodorodnogo Syr'ya*. 2017. N 1. P. 38-42 (in Russian).
11. Promtov M.A., Sunagatullin R.Z., Kutukov S.E., Koliukh A.N., Sheina O.A., Zverev F.S., Suhovey M.V. // *Probl. Sborn Podgotovki Trans. Nefti Tefteprodukt.* 2020. N 5 (127). P. 76-88 (in Russian). DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-5-76-88.
12. Nikolaev A.I., Peshnev B.V., Alkhamedi M.H.I. // *Chem-ChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2022. V. 65. N 7. P. 94-99 (in Russian). DOI: 10.6060/ivkkt.20226507.6611.
13. Peshnev B.V., Nikolaev A.I., Nikishin D.V., Alkhamedi M.Kh.I. // *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2023. V. 66. N 4. P. 110-116 (in Russian). DOI: 10.6060/ivkkt.20236604.6760.
14. Ivanov S.V., Vorobyev S.I., Torhovskiy V.N., Gerzeliev I.M. // *Vestn. MITHT*. 2013. V. 8. N 3. P. 67-69 (in Russian).
15. Bhangu S.K., Ashokkumar M. // *Top. Curr. Chem.* 2016. V. 374 (4). N 56. DOI: 10.1007/s41061-016-0054-y.
16. Avaru B., Venkateswaran N., Uppara P., Iyengar S.B., Katti S.S. // *Ultrason. Sonochem.* 2018. V. 42. P. 493-507. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2017.12.010.
17. Safina I.R., Ibragimova D.A., Yaushev E.A., Khismiev R.R. // *Vestn. Kazan. Tekhnol. Univ.* 2014. V. 17. N 24. P. 212-213 (in Russian).
18. Cui J., Zhang Z., Liu X., Liu L., Peng J. // *Fuel*. 2020. V. 275. 117976. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.117976.
19. Padula L., Balestrin Lia B.S., Rocha N., Carvalho C., Westfahl H., Cardoso M.B., Sabadini E., Loh W. // *Energy Fuels*. 2016. V. 30. P. 3644-3651. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.5b02103.
20. Eyssautier J., Henaut I., Levitz P., Espinat D., Barre L. // *Energy Fuels*. 2012. V. 26. P. 2696-2704. DOI: 10.1021/ef201412j.
21. Sawarkar A., Pandit A., Samant S., Joshi J. // *Canad. J. Chem. Eng.* 2009. V. 87. N 3. P. 329-342. DOI: 10.1002/cjce.20169.
22. Yang Z., Zhang C., Gu S., Han P., Lu X. // *Chem. Technol. Fuels Oils*. 2013. V. 48. N 6. P. 426-435. DOI: 10.1007/s10553-013-0391-2.
23. Liu J., Yang F., Xia J., Wu F., Pu C. // *ACS Omega*. 2021. V. 6. N 3. P. 2276-2283. DOI: 10.1021/acsomega.0c05585.
24. Sauter C., Emin M.A., Schuchmann H.P., Tavman S. // *Ultrason. Sonochem.* 2008. V. 15. N 4. P. 517-523. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2007.08.010.
25. Xu H., Tu J., Niu F., Yang P. // *Appl. Acoustics*. 2016. V. 101. P. 179-183. DOI: 10.1016/j.apacoust.2015.08.020.
26. Lomakin V., Bibik O. // *Sat. tr. IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. and Eng.* 2019. V. 492. P. 012037. DOI: 10.1088/1757-899X/492/1/012037.
27. Al-Obaidi A.P., Mishra R. // *Arab. J. Sci. Eng.* 2020. V. 45. P. 5657-5671. DOI: 10.1007/s13369-020-04509-3.
28. Karalin E.A., Oparkin A.V., Murtazin N.F., Fedoseeva A.M. // *Vestn. Kazan. Tekhnol. Univ.* 2015. V. 18. N 20. P. 38-40 (in Russian).
29. Leybovich L.I., Evstegneev Y.V. // *Modern Eng. Innov. Technol.* 2019. N 07-01. P. 46-50 (in Russian). DOI: 10.30890/2567-5273.2018-05-03-032.
30. Matvienko V.G., Yarym-Agaev N.L. // *Naukovi praci Donets. nats. tekhn. univ. Ser.: "Khimiya i khimichna tekhnologiya"*. 2006. N 108 (8). P. 74-79 (in Russian).
31. Torkhovskiy V.N., Antoniyuk S.N., Chizhevskaya E.V., Vorobyov S.I., Nikolaeva M.V., Arnatsky V.A. // *Tekhnol. Nefti Gaza*. 2019. N 4 (123). P. 3-11 (in Russian). DOI: 10.32935/1815-2600-2019-123-4-3-11.

Поступила в редакцию (Received) 10.11.2023

Принята к опубликованию (Accepted) 10.01.2024