

УДК 665.62:66.081

ОСОБЕННОСТИ ТЕРМОАДСОРБЦИОННОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

© 2025 г. И. П. Косачев*, С. Г. Якубова, Э. Г. Тазеева,
Д. И. Тазеев, Н. А. Миронов, Д. В. Милордов

*Институт органической и физической химии им. А. Е. Арбузова
ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань, 420088 Россия*

**E-mail: ikos.ept@mail.ru*

Поступила в редакцию 10.04.2025 г.

После доработки 28.08.2025 г.

Принята к публикации 20.10.2025 г.

Проведен сравнительный анализ результатов термоадсорбционного извлечения асфальтенов из тяжелой нефти с помощью ряда доступных сорбентов — силикагель АСКГ, оксид алюминия, природный цеолит (марка ZEOL) и уголь (марка БАУ-А), из которых адсорбционную активность показал АСКГ и, в незначительной мере, цеолит, прокаленный до 600°C (Ц-А). Показано, что извлечение асфальтенов из тяжелой нефти в присутствии 10% АСКГ при 280°C снижает их содержание до 6,6 мас.% (на 26%), а цеолит Ц-А в этих же условиях — лишь до 8,4 мас.% (на 5%). Применение увеличенного до 25% количества АСКГ позволяет снизить количество асфальтенов уже при 25°C до 6,2 мас.% (на 30%), а при 280°C — до 2,1 мас.% (на 76%). В случае же цеолита Ц-А повышение температуры и количество сорбента практически не влияют на адсорбционное извлечение асфальтенов из тяжелой нефти. Установлено, что АСКГ способствует адсорбции из тяжелой нефти преимущественно асфальтенов, содержащих полярные группы — амидные, карбонильные и сложноэфирные. По мере роста температуры и количества АСКГ возрастает адсорбция асфальтенов с низкой долей ароматических структур. Термоадсорбционное извлечение асфальтенов из тяжелой нефти при 280°C с помощью 25% силикагеля АСКГ позволяет снизить ее вязкость с 215,1 до 43,7 сСт.

Ключевые слова: тяжелая нефть, термическая обработка, сорбенты, асфальтены, адсорбция, вязкость

DOI: 10.7868/S3034562625060027

Увеличение доли тяжелой нефти в общем объеме мировой добычи стимулирует поиск низкотратных способов решения проблем ее транспортировки, которую ограничивает ее высокая вязкость [1]. В настоящее время для существующих методов улучшения характеристик тяжелой нефти, основанных на термодеструктивном воздействии и сольвентной деасфальтизации имеется ряд ограничений [2–5]. Например, легкий термический крекинг позволяет эффективно снизить вязкость нефти и повысить долю дистиллятных фракций, но при этом происходит образование непредельных углеводородов (олефинов), низкая химическая стойкость которых снижает

стабильность нефти. Снижение количества образующихся олефинов в данном случае возможно при использовании комбинированной схемы процесса, когда в качестве исходного сырья для крекинга используют деасфальтизат. В ряде работ [6–8] показано, что такая комбинированная схема (термический крекинг + сольвентная деасфальтизация) позволяет осуществить процесс в менее жестких условиях, сокращая тем самым термодеструктивное образование олефинов.

Перспективной заменой сольвентной деасфальтизации тяжелой нефти, в процессе которой образуется трудноутилизируемый асфальтит,

может служить адсорбция асфальтенов при помощи сорбентов [9]. К преимуществам последней относится возможность применения не только в условиях нефтеперерабатывающего завода, но и непосредственно в промысловых условиях. В качестве сорбентов могут использоваться полярные вещества, имеющие значительное число участков связывания, а также обладающие высокой пористостью, превышающей размер асфальтеновых наноагрегатов [9]. Оптимальными для адсорбции асфальтенов считаются сорбенты с диаметром пор более 50 Å [10], в роли которых выступают такие доступные вещества, как кремнезем, пористые алюмосиликатные сорбенты, глинистые минералы, а также углеродные сорбенты [11]. В промышленности извлечение асфальтенов из нефти с помощью сорбентов проводят при температурах выше 450°C, одновременно решая задачу ее частичного обогащения за счет деструкции высокомолекулярных фракций [12]. Адсорбция асфальтенов при более низких температурах (до 300°C) в литературе оценивается не однозначно. В случае модельных растворов нагрев, согласно [13, 14], приводит к уменьшению адсорбции асфальтенов, что связывают с сокращением размера асфальтеновых агрегатов. Другие авторы, изучающие термоадсорбцию на примере нефтяного сырья, сообщают об ее увеличении при температурах от 150 до 288°C при использовании кремнезема, глинозема или цеолитов в качестве сорбента [9]. В то же время приводятся данные о том, что температура не влияет на общую адсорбцию, а важна лишь в начальном периоде процесса [15]. Такие расхождения в оценке адсорбции связаны, вероятно, с воздействием силы растворителя на степень агрегации асфальтенов [16, 17], взаимодействующих с поверхностью сорбента. В этой связи изучение воздействия температуры и сорбентов различной природы на адсорбцию асфальтенов из тяжелой нефти при температурах, ограниченных термоустойчивостью ее компонентов, представляется весьма актуальной задачей. Полученные результаты могут быть востребованы для развития технологических подходов к низ-

котатратным процессам частичной переработки (облагораживания) тяжелых нефтей.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для исследования была использована тяжелая высоковязкая нефть Черноозерского месторождения Республики Татарстан с повышенным содержанием асфальтенов (табл. 1).

В качестве сорбентов были использованы оксид алюминия (ГОСТ 8136-85), силикагель (ГОСТ 3956-76), природный цеолит ZEOL (ТУ 2163-001-27860096-2016) в виде образцов с размером частиц менее 40 мкм (Ц-1) и 2.5–5 мм (Ц-2), уголь БАУ-А (ГОСТ 6217-74). Предварительно сорбенты были высушены при 200°C в течение 4 ч. Для повышения пористости образцы цеолита Ц-1 прокачивали при 600°C в течение 5 ч (Ц-А) [18].

Навески нефти и сорбента последовательно загружали в металлический автоклав «Paг 4571» объемом 1 л в соотношении 9 : 1 или 4 : 1 с общей массой 300 г. Автоклав заполняли азотом (1 атм), нагревали до заданной температуры (от 20 до 60 мин) при перемешивании механической мешалкой с электроприводом; при этом давление в автоклаве не превышало 20 атм. По завершении экспериментов реакционную смесь разделяли на жидкую (нефть) и твердую (адсорбент, содержащий асфальтены) фазы фильтрацией на воронке Бюхнера через фильтровальную бумагу (ГОСТ 12026-76). Кинематическую вязкость нефти до и после экспериментов определяли по ГОСТ 33-82 с использованием вискозиметра типа ВПЖ-3, а плотность — по ГОСТ 3900-85 пикнометрическим способом. Структурно-групповой состав нефти до и после экспериментов определяли согласно методике, предложенной в работе [19]. ИК-спектры асфальтенов, выделенных из нефти после термообработки, регистрировали на ИК-Фурье спектрометре «Perkin-Elmer» в диапазоне 4000–400 см⁻¹, для чего их в виде тонкой пленки, полученной из толуольного раствора, помещали между окнами

Таблица 1. Физические свойства и групповой состав тяжелой нефти Черноозерского месторождения Республики Татарстан

Плотность, г/мл (20°C)	Вязкость, сСт (20°C)	Содержание, мас.%			
		фракция до 200°C	масла	смолы	асфальтены
0,915	215,1	11,2	56,0	23,9	8,9

из КВг с прокладкой, фиксирующей толщину слоя. Интенсивности характеристичных полос поглощения (п.п.) рассчитывали от базовой линии, построенной программой OPUS. По величинам интенсивностей п.п. рассчитывали спектральные коэффициенты, характеризующие структурно-групповой состав нефтяных объектов [20–23]: алифатичность, ароматичность, конденсированность, разветвленность, окисленность, осерненность.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Способность сорбентов к извлечению асфальтенов из тяжелой нефти оценивали по изменению ее компонентного состава до и после термоадсорбционной обработки. Для достижения полной адсорбции асфальтенов количество вводимого сорбента (10%) превышало их содержание в нефти (8,9 мас.%). Условия экспериментов (280°C и 1 ч нагрева) обеспечивали отсутствие процессов деструкции термолабильных сераорганических соединений, входящих в состав нефти [24]. Результаты проведенных исследований показали, что большинство использованных адсорбентов не позволяют снизить содержание асфальтенов в нефти после термоадсорбционной обработки при выбранных условиях (рис. 1).

В данном случае зафиксирована активность для силикагеля АСКГ и ее незначительное проявление для активированного путем прокалива-

ния до 600°C цеолита (Ц-А). Использование Ц-А снижает содержание асфальтенов относительно исходной нефти с 8,9 до 8,4 мас.%, в то время как АСКГ, проявляя более высокую активность, позволяет снизить их содержание до 6,6 мас.%. При этом содержание других компонентов меняется незначительно. Так, доля масел повышается меньше, чем на 7%, а смол и легких фракций (Н.К.—200°C) — менее чем на 1%. Содержание других компонентов при этом меняется также незначительно. В случае применения Al_2O_3 и БАУ-А снижается содержание не асфальтенов, а смол на 15% (до 20,4 мас.%) и на 10% (до 21,4 мас.%) соответственно. При использовании Al_2O_3 повышается доля масел на 4,5%. Содержание фракций Н.К.—200°C, как и в случае Al_2O_3 , так и БАУ-А повышается на 7 и 10% соответственно, что связано с количественным перераспределением компонентов в составе нефти.

Влияние температуры на процесс адсорбции асфальтенов из тяжелой нефти более подробно изучали на примере силикагеля АСКГ, поверхностные силанольные группы (Si—OH) которого оказались более селективны к асфальтенам по сравнению с другими используемыми сорбентами [11, 25]. Анализ нефти после термообработки с добавлением 10% АСКГ, показал (рис. 2), что с ростом температуры содержание асфальтенов в ее составе уменьшается с 8,9 мас.% (25°C) до 8,4 мас.% при 100°C, до 6,8 мас.% при 200°C и до 6,6 мас.% при 280°C. Количество легких

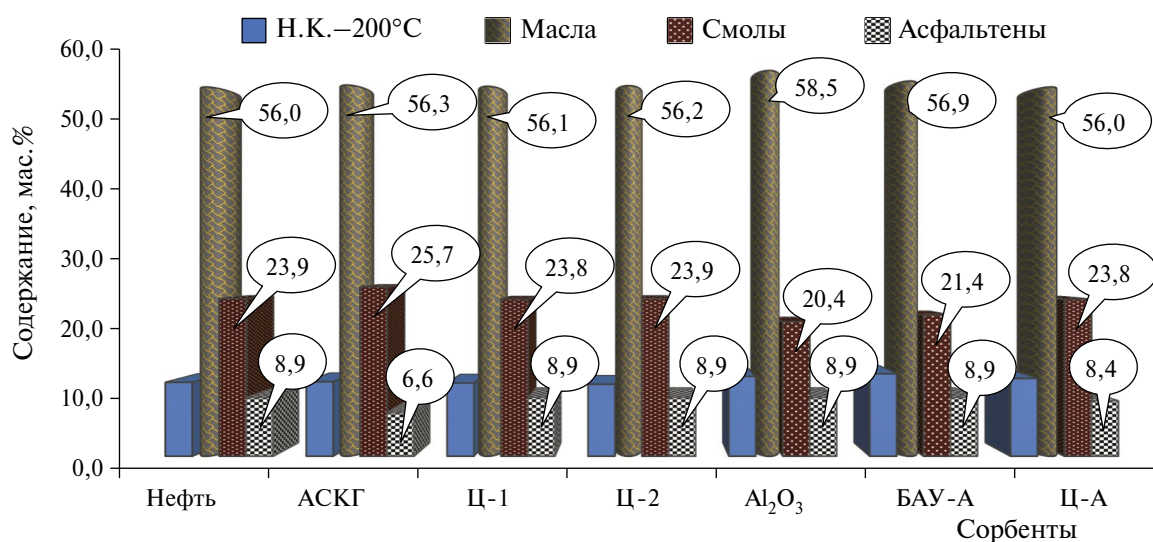


Рис. 1. Групповой состав нефти до и после термической обработки с использованием 10% сорбентов при 280°C в течение 1 ч.

фракций (Н.К.—200°С), масел и смол при этом увеличивается, что связано, вероятно, с перераспределением их содержания за счет адсорбции асфальтенов на АСКГ.

В серии экспериментов с увеличенным до 25% количеством АСКГ оценено влияние его количества на компонентный состав нефти после термической обработки (рис. 3).

В этом случае происходит более заметное снижение содержания асфальтенов, проявляющееся в уменьшении их содержания уже при комнатной температуре до 6,2 мас.%, а при 280°С этот показатель составляет 2,1 мас.%. Содержание других компонентов нефти в изучаемом диапазоне температур растет, достигая максимума при 280°С. Так, фракция Н.К.—200°С повышается на 18%, а масла и смол — на 5%.

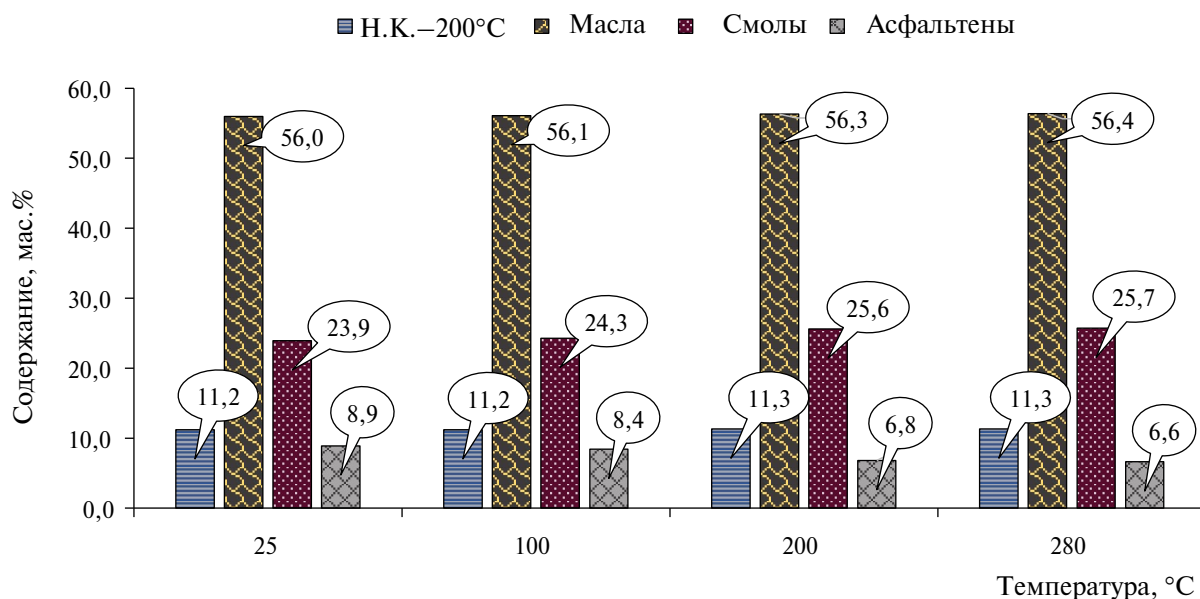


Рис. 2. Групповой состав нефти после термической обработки с использованием 10% АСКГ при различных температурах в течение 1 ч.

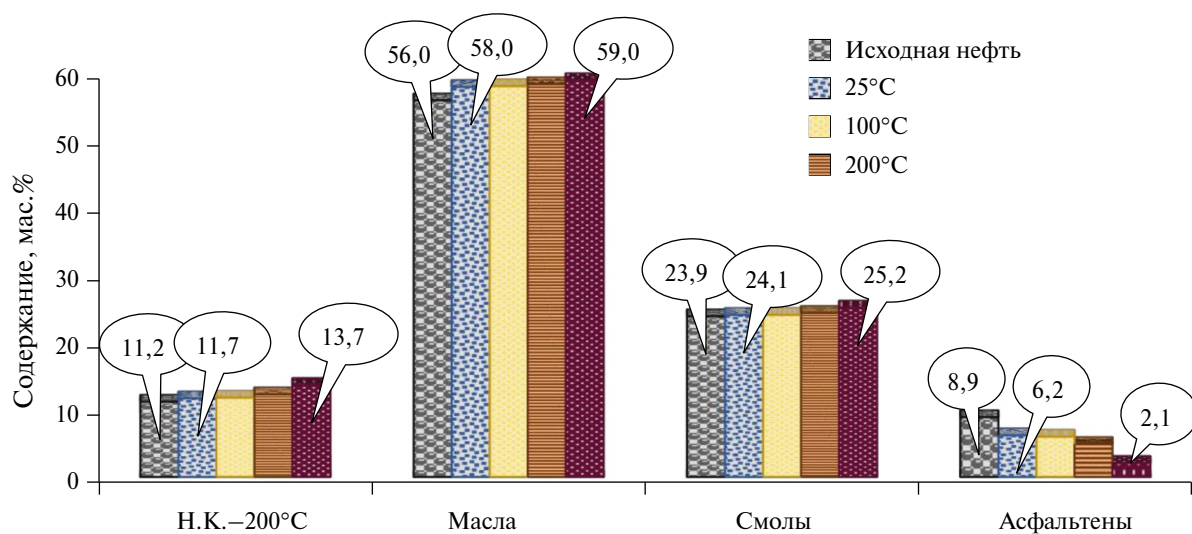


Рис. 3. Групповой состав нефти после термической обработки с использованием 25% АСКГ при различных температурах в течение 1 ч.

Изменение структурно-группового состава асфальтенов в составе нефти в ходе термоадсорбционной обработки оценивали на основе их спектральных коэффициентов, рассчитанных по интенсивности характеристичных полос поглощения на ИК-Фурье спектрах (табл. 2).

Согласно величинам спектральных коэффициентов суммарная доля метиленовых и метильных групп (алифатичность) в структуре асфальтенов в случае обработки 10% АСКГ остается неизменной до 200°C, а при 280°C — слегка растет. Доля ароматических структур (ароматичность) в асфальтенах не меняется во всем интервале рассматриваемых температур. Доля метильных групп относительно метиленовых (разветленность) в структуре асфальтенов при 200°C и выше снижается. А вот доля ароматических групп с углеводородными заместителями относительно ароматических групп без заместителей (конденсированность), наоборот, с ростом температуры повышается. При 200°C и выше снижение доли карбонильных групп $RC=O$ (окисленность) в составе кислотных и эфирных значительнее, чем в амидных. Доля $S=O$ -групп в составе как сульфоксидных (осерненность в сульфоксидных группах), так и сульфонатных (осерненность в сульфонатных

группах) заместителей асфальтенов повышается лишь при 280°C.

В случае повышенной до 25% добавки АСКГ к нефти величины спектральных коэффициентов изменяются уже при 25°C (табл. 2). Так, при этой температуре немного повышаются разветленность, конденсированность и осерненность структур асфальтенов и уменьшается доля карбонильных групп, но только лишь в амидных заместителях. Алифатичность и ароматичность асфальтенов в этих условиях не меняются. Более значимые изменения в структуре асфальтенов происходят при 200°C и выше. При 280°C снижается их алифатичность, а повышаются ароматичность и конденсированность. Особенно заметен рост разветленности алифатических структур асфальтенов. Значительно возрастает при 280°C и осерненность асфальтенов — доля $S=O$ -групп в составе сульфоксидных и сульфонатных заместителей асфальтенов. А вот окисленность — доля $RC=O$ -связей в составе амидных групп — немного меньше относительно исходной величины, в кислотных — остается неизменной, а в сложноэфирных — слабо растет.

На основе полученных спектральных коэффициентов можно предположить, что в интерва-

Таблица 2. Спектральные коэффициенты асфальтенов, выделенных из нефти до и после термоадсорбционной обработки АСКГ при различных температурах

Температура обработки, °C	Спектральные коэффициенты, о.е.*								
	Ал**	Ар	Рз	Кн	Ок, амиды	Ок, кислоты	Ок, эфиры	С/окс	С/онат
Исходная нефть (25°C)	2,4	0,4	3,3	1,0	0,8	0,4	0,3	0,6	0,7
10 мас.% АСКГ									
25	2,4	0,4	3,3	1,0	0,8	0,4	0,3	0,6	0,7
100	2,4	0,4	3,3	1,1	0,8	0,4	0,3	0,6	0,7
200	2,4	0,4	2,2	1,3	0,7	0,2	0,1	0,6	0,7
280	2,5	0,4	2,5	1,2	0,6	0,1	0,1	0,7	1,0
25 мас.% АСКГ									
25	2,4	0,4	3,5	1,1	0,7	0,4	0,3	0,7	0,8
100	2,3	0,4	3,6	1,2	0,7	0,2	0,2	0,7	1,0
200	2,1	0,4	4,4	1,2	0,7	0,4	0,4	1,0	1,2
280	2,1	0,5	5,6	1,3	0,7	0,4	0,4	1,0	1,3

* о.е. — относительные единицы;

** Ал — алифатичность, Ар — ароматичность, Рз — разветвленность, Кн — конденсированность, Ок — окисленность, С/окс — осерненность в сульфоксидных группах, С/онат — осерненность в сульфонатных группах [20–23].

ле 25–100°C адсорбция асфальтенов из образцов нефти с добавлением 10% АСКГ практически отсутствует. Ее проявление фиксируется лишь при 200°C и усиливается с ростом температуры до 280°C. Структурно-групповой состав асфальтенов, адсорбирующихся на АСКГ, характеризуется разветленностью, низкой конденсированностью, наличием карбонильных групп в амидных, кислотных и эфирных фрагментах. Более интенсивный процесс адсорбции происходит при добавлении 25% АСКГ к образцам нефти, которая фиксируется уже при 25°C. В интервале 25–100°C структурно-групповые составы адсорбирующихся асфальтенов из образцов нефти с добавками 25% и 10% АСКГ весьма схожи. Более высокие температуры (200°C и 280°C) в случае с 25% АСКГ, в отличие от 10%, способствуют адсорбции асфальтенов с периферийными алкильными заместителями. Наличие сульфоксидных и сульфонатных групп в структуре асфальтенов не влияет на их адсорбционную активность, как при добавлении 10%, так и 25% АСКГ.

Следует отметить, что в рассматриваемом температурном интервале обработка тяжелой нефти АСКГ сопровождалась понижением ее вязкости, которая зависит от содержания асфальтенов (рис. 2 и 3). Изучение вязкости нефти в интервале температур 25–280°C показало (рис. 4), что 10% АСКГ приводит к ее снижению при температурах 100°C и выше, а добавление 25% сили-

кагеля понижает вязкость уже при 25°C почти на 50% (109,3 сСт). С ростом температуры вязкость нефти снижается, достигая наименьшего значения при 280°C. Так, при этой температуре 10% добавка АСКГ позволяет снизить вязкость почти на 26% (до 158,7 сСт), а 25% АСКГ — почти на 80% (до 43,7 сСт).

Таким образом, в результате экспериментов по термоадсорбционной обработке тяжелой нефти с использованием доступных адсорбентов (силикагель АСКГ, оксид алюминия, цеолит, уголь БАУ-А) в мягких условиях (до 280°C) показано, что адсорбционная активность по извлечению асфальтенов из ее состава проявляется в случае применения АСКГ и в незначительной степени у цеолита, прокаленного до 600°C (Ц-А). Так, с использованием 10% АСКГ при 280°C содержание асфальтенов снижается от исходного значения 8,9 мас.% до 6,6 мас.%. Добавление 10% цеолита Ц-А к тяжелой нефти при 280°C уменьшает содержание асфальтенов в ней на 5,6%. Повышение количество сорбента до 25% в случае АСКГ обеспечивает снижение содержания асфальтенов до 2,1 мас.%, а в случае цеолита Ц-А изменений практически не фиксируется.

Сопоставительный анализ показателей структурно-группового состава асфальтенов на основе спектральных коэффициентов, рассчитанных по ИК-Фурье спектрам, показал, что в процес-

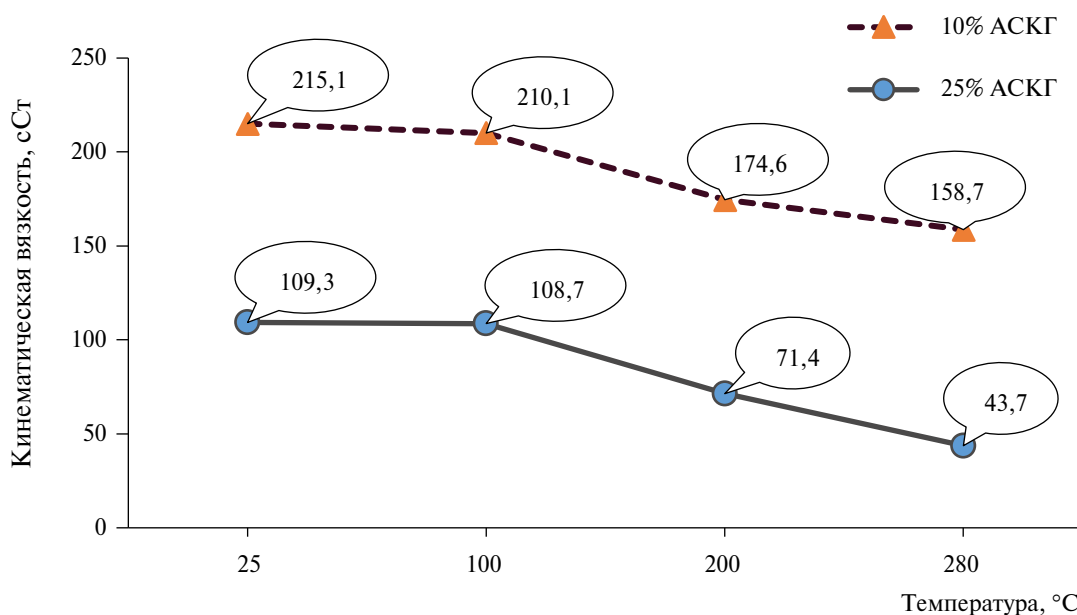


Рис. 4. Вязкость нефти после термической обработки с добавлением 10% и 25% АСКГ в интервале температур 25–280°C.

се термической обработки (200–280°C) нефти с использованием 10% АСКГ адсорбируются молекулы асфальтенов с полярными кислород- и азотсодержащими группами (карбонильными, амидными и сложноэфирными). Повышенное до 25% количество АСКГ приводит к адсорбции, начиная уже с 25°C, низко конденсированных асфальтенов, в структуре которых представлены как полярные, так и алкильные группы.

Таким образом, термоадсорбционное извлечение асфальтенов из тяжелой нефти с помощью силикагеля АСКГ может быть использовано для частичного облагораживания тяжелой нефти при температурах до 280°C.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

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

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Косачев Игорь Павлович, к.х.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2384-3310>, SPIN-код: 3929-6090

Якубова Светлана Габидуллиновна, к.х.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2845-2573>, SPIN-код 9490-4620

Тазеева Эльвира Габидулловна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6419-708X>, SPIN-код: 4802-3772

Тазеев Дамир Ильдарович, к.х.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7074-6508>, SPIN-код: 8875-2280

Миронов Николай Александрович, к.х.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1519-6600>, SPIN-код: 7668-7927

Милордов Дмитрий Валерьевич, к.х.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2665-526X>, SPIN-код: 5725-1461

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dong X., Liu H., Chen Z., Wu K., Lu N., Zhang Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oil-sands reservoirs after steam injection // *Appl. Energy*. 2019. № 239. P. 1190–1211. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.244>
2. Rana M.S., Sámano V., Ancheyta J., Diaz J.A.I. A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua // *Fuel*. 2007. V. 86. № 9. P. 1216–1231. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2006.08.004>
3. Gray M.R. Fundamentals of partial upgrading of bitumen // *Energy Fuels*. 2019. V. 33. № 8. P. 6843–6856. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b01622>
4. Zachariah A., de Klerk A. Partial upgrading of bitumen: Impact of solvent deasphalting and visbreaking sequence // *Energy Fuels*. 2017. V. 31. № 9. P. 9374–9380. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02004>
5. Shahandeh H., Motamed Nasab F., Li Z. Multistage stochastic capacity planning of partially upgraded bitumen production with hybrid solution method // *Optim. Eng.* 2019. V. 20. P. 1193–1226. <https://doi.org/10.1007/s11081-019-09426-5>
6. Gholami R., Alvarez-Majmutov A., Ali M., Chen J. Understanding bitumen partial upgrading through process modelling and simulation // *Can. J. Chem. Eng.* 2021. V. 99. № 1. P. 222–234. <https://doi.org/10.1002/cjce.23850>
7. Gholami R., Alvarez-Majmutov A., Chen J. Process modelling and simulation of bitumen partial upgrading: analysis of solvent deasphalting-thermal cracking configuration // *Can. J. Chem. Eng.* 2022. V. 100. № 7. P. 1516–1529. <https://doi.org/10.1002/cjce.2439>
8. Sámano V., Ancheyta J. On the combination of solvent deasphalting and partial catalytic hydrotreating to produce transportable heavy oil // *Pet. Coal*. 2021. V. 63. № 1. P. 151–154.
9. Adams J.J. Asphaltene adsorption. A literature review // *Energy Fuels*. 2014. V. 28. № 5. P. 2831–2856. <https://doi.org/10.1021/ef500282p>
10. Balabin R.M., Syunyaev R.Z., Schmid T., Stadler J., Lomakina-Rumyantseva E.I., Zenobi R. Asphaltene adsorption onto an iron surface: combined near-infrared (NIR), Raman, and AFM study of the kinetics, thermodynamics, and layer structure // *Energy Fuels*. 2011. V. 25. № 1. P. 189–196. <https://doi.org/10.1021/ef100779a>
11. Скирдин К.В., Казьмина О.В. Анализ нефтесорбентов: виды, свойства и эффективность применения // *Нефтехимия*. 2022. Т. 62. № 6. С. 797–815. <https://doi.org/10.31857/S002824212206003X> [Skirdin K.V., Kazmina O.V. An analysis of oil sorbents: Types, characteristics, and effectiveness (abstract) // *Petrol. Chemistry*. 2022. V. 62. № 10. P. 1139–1153. <https://doi.org/10.1134/S0965544122090109>]

12. Онгарбаев Е.К., Отеули Ш.А., Муратов Д., Тилеуберди Е., Нуржанова С.Б., Малдыбаев Г.К. Деметаллизация и деасфальтизация тяжелого нефтяного сырья // Горение и плазмохимия. 2019. Т. 17. № 2. С. 140–148.
13. Pierre C., Barré L., Pina A., Moan M. Composition and heavy oil rheology // Oil Gas Sci. Technol. 2004. V. 59. № 5. P. 489–501.
<https://doi.org/10.2516/ogst:2004034>
14. Cortés F.B., Mejía J.M., Ruiz M.A., Benjumea P., Rif-fel D.B. Sorption of asphaltenes onto nanoparticles of nickel oxide supported on nanoparticulated silica gel // Energy Fuels. 2012. V. 26. № 3. P. 1725–1730.
<https://doi.org/10.1021/ef201658c>
15. Xing C., Hilts R.W., Shaw J.M. Sorption of Athabasca vacuum residue constituents on synthetic mineral and process equipment surfaces from mixtures with pentane // Energy Fuels. 2010. V. 24. № 4. P. 2500–2513.
<https://doi.org/10.1021/ef901297e>
16. Moschopedis S.E., Fryer J.F., Speight J.G. Investigation of asphaltene molecular weights // Fuel. 1976. V. 55. № 3. P. 227–232.
[https://doi.org/10.1016/0016-2361\(76\)90093-4](https://doi.org/10.1016/0016-2361(76)90093-4)
17. Zahabi A., Gray M.R., Dabros T. Kinetics and properties of asphaltene adsorption on surfaces // Energy Fuels. 2012. V. 26. V. 1. № 2. P. 1009–1018.
<https://doi.org/10.1021/ef2014698>
18. Сейтжанова М.А., Досжанов Е.О., Кульдеев Е.И., Мансуров З.А., Тажу К., Танирбергенова С.К., Кан-жаркан Е., Тажкенова Г.К. Влияние термической обработки на сорбционные характеристики цеолита, применяемого в процессе очистки воды // Горение и плазмохимия. 2023. Т. 21. № 3. С. 173–179.
[https://doi.org/10.18321/cpc21\(3\)173-179](https://doi.org/10.18321/cpc21(3)173-179)
19. Абрютина Н.Н., Абушаева В.В., Арефьев О.А. и др. Современные методы исследования нефтей. Справ.-метод. пособие / Под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темянко, Н.И. Хотынцева. Ленинград: Недра. Ленинградское отделение. 1984. 431 с.
20. Рохас Родригес И.М. Исследование структурно-группового состава нефти и ее компонентов с применением ИК-Фурье спектроскопии: учебно-методическое пособие. Казань: Казанский федеральный университет. 2024. 23 с.
21. Якубов М.Р., Храмов А.А., Идрисов М.Р., Борисова Ю.Ю., Борисов Д.Н., Якубова С.Г., Тазеева Э.Г., Тазеев Д.И. Особенности состава и структуры асфальтенов и смол остаточного продукта комбинированного термо- и гидрокрекинга гудрона в суспензионной фазе // Нефтехимия. 2025. Т. 65. № 2. С. 106–115.
<https://doi.org/10.31857/S0028242125020036>
[Yakubov M.R., Khramov A.A., Idrisov M.R., Borisova Yu.Yu., Borisov D.N., Yakubova S.G., Tazeeva E.G., Tazeev D.I. Features of the composition and structure of asphaltenes and resins of the residual product of combined thermal and hydrocracking of tar in the suspension phase // Petrol. Chemistry. 2025. В печати].
22. Taheria Z., Hossein Saeedi Dehaghani A.H., Ayatollahi S., Kharat R. A new insight to the assessment of asphaltene characterization by using fourier transformed infrared spectroscopy // J. Petrol. Sci. Eng. 2021. V. 205. ID 108824.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108824>
23. Юркевич И.А. Сравнительное изучение высокомолекулярной части нефтей и битумов (в аспекте проблемы нефтеобразования). М.: Наука. 1981. 160 с.
24. Song Z., Wang S. Hydrous pyrolysis of organic sulfur compounds: Species and distribution of secondary derivatives // J. Anal. Appl. Pyrolysis. 2012. V. 95. P. 171–179.
<https://doi.org/10.1016/j.jaap.2012.02.004>
25. Mironov N., Milordov D., Tazeeva E., Tazeev D., Abilova G., Yakubova S., Yakubov M. Impact of asphaltenes on the adsorption behavior of petroleum vanadyl porphyrins: kinetic and thermodynamic aspects // Energy Fuels. 2021. V. 35. № 18. P. 14527–14541.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c01495>