

УДК 621.892:622.276.72

ФОРМИРОВАНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

© 2023 г. Н. В. Юдина*, Ю. В. Лоскутова, И. В. Прозорова

*Институт химии нефти СО РАН, Томск, 634055 Россия,
E-mail: natal@ipc.tsc.ru; reoil@ipc.tsc.ru*

Поступила в редакцию 26.04.2022

После доработки 24.01.2022

Принята к публикации 26.01.2022

На примере нефтей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции исследована зависимость процесса формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и температуры их застывания от содержания в нефтях парафинов, асфальтенов, смол, гетероатомных фрагментов и их соотношений. Установлена зависимость количества АСПО и температуры застывания от содержания в нефтях парафинов и отношения парафинов к асфальтенам. Показано также, что компонентами отложений в нефтях могут быть как парафины, так и смолы и асфальтены.

Ключевые слова: нефти; температура застывания; отложения; состав; парафины; асфальтены; смолы

DOI: 10.53392/27823857-2023-3-1-113; EDN: MSZVTZ

Образование на поверхности нефтепромыслового оборудования отложений, включающих высокомолекулярные парафины, асфальтены и смолы, в процессе добычи, транспортировки и переработки нефтей является распространенной проблемой, с которой сталкивается нефтяная промышленность во всем мире. В нефтях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции процессы образования отложений осложняются не только наличием значительного количества парафинов, смол, асфальтенов, но и климатическими условиями добычи и транспортировки.

Гелеобразование и формирование отложений в нефтях происходит тогда, когда кристаллы парафина, взаимодействуя между собой, образуют объемные сетки. Ключевая движущая сила осаждения — термодинамическое равновесие между высокомолекулярными компонентами нефти, такими как парафины, асфальтены, смолы. Как только равновесие нарушается вследствие изменений температуры, давления и состава нефти, растворимость высокомолекулярных парафинов уменьшается, что приводит к снижению температуры кристаллизации парафина и появлению его отложений на твердых поверхностях [1, 2]. Стабилизация кристаллов парафинов на уровне малых размеров обусловлена наличием в нефтях природных ингибиторов, адсорбирующихся на поверхности кристаллов и препятствующих их дальнейшему росту [3, 4].

Асфальтены и смолы — наиболее полярные компоненты нефти, обладающие поверхностной активностью благодаря наличию гетероатомных фрагментов. Влияние асфальтенов на кристаллизацию парафинов неоднозначно [5, 6]. Так, при низких концентрациях асфальтены хорошо диспергированы и могут быть полностью встроены в структуру парафинового кристалла, что снижает температуру кристаллизации и предотвращает образование объемных кристаллов в системе; увеличение же их концентрации асфальтенов приводит к образованию более крупных агрегатов. Флокулированные асфальтены могут выступать в роли центров, ускоряющих процесс кристаллизации парафинов [7–10]. Смолы, в свою очередь, способствуют деформации поверхности кристаллов и возникновению на них новых центров кристаллизации.

Температуру кристаллизации и осаждения парафина во многом определяет химическое строение молекул смол и асфальтенов. Асфальтены, выделяемые из нефтей по принципу растворимости, представляют собой молекулы с различной молекулярной массой и структурой. Молекулы с более высоким значением отношения Н/С взаимодействуют с алканами за счет значительного количества в них алифатических цепей, способствуя. При этом сокращается кристаллизация и образованию парафиновых отложений неоднородных по радиальному направле-

нию [11]. Асфальтены с низким атомным отношением Н/С, высокими ароматичностью и степенью конденсированности ароматических колец, а также меньшим количеством алифатических заместителей, ингибируют парафин-асфальтеновые взаимодействия, препятствуя процессу нуклеации и росту кристаллической сети [12–14].

Поведение смол в нефтяной системе связывают со стабилизацией асфальтенов через механизм пептизации путем адсорбции на коллоидных частицах асфальтенов. В зависимости от полярности смол происходит как стабилизация, так и дестабилизация дисперсии асфальтенов. Смолы с высоким содержанием кислородных групп и парамагнитных центров способствуют интенсивной агрегации в парафинсодержащей системе [13–15].

Цель данной работы — исследование влияния содержания и состава парафинов, асфальтенов и смол на температуру застывания и формирование отложений в нефтях Западной Сибири.

Объекты и методы исследования

Для исследования процесса формирования АСПО выбраны нефти месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП): Н1 (Верхне-Салатское), Н2 (Арчинское), Н3 (Фестивальное), Н4 (Урманское), Н6 (Северо-Покурское), Н7 (Герасимовское), Н8 (Урманское), Н9 (Северо-Останинское), Н10 (Южно-Тамбаевское), Н11 (Северо-Калиновое) и Волго-Уральской НПП Н5 (Мамуринское).

Количественную оценку процесса образования АСПО методом «cold finger» осуществляли в статическом режиме. В ходе эксперимента анализируемую пробу в герметичном стакане термостатировали 1 ч при температуре 30°C. Формирование осадка за счет градиента температур происходило на расположенном внутри стакана стальном стержне, охлаждаемом до 15°C.

Температуру застывания нефтей T_3 определяли на приборе «Кристалл» (ИХН СО РАН, г. Томск). Принцип измерения основан на просвечивании пробы ИК-светом в ближнем диапазоне длин волн и определении оптической плотности образца. Обработку результатов измерения осуществляли с помощью встроенного микропроцессора. Температуру пробы поддерживали температурным модулем на элементах Пельтье. Точность измерения температуры пробы составляла $\pm 0.2^\circ\text{C}$.

Содержание асфальтенов (А), смол (С) в нефтях и АСПО определяли методом адсорбционной хроматографии на оксиде алюминия согласно методике ASTM D2007, парафиновых углеводородов (П) — согласно ASTM E1519.

Состав *n*-алканов в нефтях и отложениях исследовали методом высокотемпературной ГЖХ на хроматографе Perkin-Elmer SIGMA 2В при следующих условиях: длина капиллярной колонки с фазой SE-52 — 33 м, линейное программирование температуры со скоростью 4°/мин от начальной температуры 100 до 290°C.

Регистрацию ИК-спектров асфальтенов и смол проводили на ИК-Фурье-спектрометре Nicolet-5700 в таблетках КВг в соотношении 1:300.

По результатам ИК-спектроскопии рассчитаны спектральные коэффициенты для асфальтенов, представляющие собой соотношение оптических плотностей полос поглощения. Так, соотношение D_{1610}/D_{1465} указывает на содержание ароматических структур; D_{725}/D_{1465} — на содержание парафиновых структур; D_{725}/D_{1380} — длинных парафиновых цепей; D_{1380}/D_{1465} — коэффициент разветвленности (содержание CH_3 -групп), D_{1030}/D_{1465} — условное содержание групп —S=O , D_{1710}/D_{1465} — условное содержание групп —C=O [16].

Результаты и их обсуждение

Физико-химическая характеристика объектов исследования приведена в табл. 1. Исследованные нефти по плотности относятся к легким (ЛГ), средним (СР), тяжелым (Т); по содержанию парафинов — к парафинистыми (ПР) и высокопарафинистыми (ВПР).

Потеря нефтью текучести при охлаждении ниже температуры помутнения, определяемая температурой застывания T_3 , связана с кристаллизацией твердых парафинов и формированием трехмерной пространственной структуры. Температура застывания нефтей, приведенная в табл. 1, колеблется от -12 до $+17^\circ\text{C}$.

Корреляционный анализ зависимости T_3 от содержания парафина показал (рис. 1, а) более низкую степень корреляции ($R^2 = 0.8093$), чем зависимость температуры застывания от отношения содержания в нефтях парафинов к асфальтенам (П/А) — $R^2 = 0.897$ (рис. 1, б). Этот факт объясняется, скорее всего, депрессорным действием асфальтенов при кристаллизации парафинов. В высокопарафинистых нефтях T_3 достигает $10\text{--}17^\circ\text{C}$ при соотношении П/А 8.2–10.5, что может свидетельствовать о недостаточной доле асфальтенов для ингибирования образования кристаллов парафина и формирования структурной сетки. При отношении П/А 0.87 и 0.71 в нефтях Н6 и Н7, содержащих значительное количество асфальтенов, T_3 имеет отрицательное значение.

Для исследованных нефтей T_3 увеличивается с ростом отношения П/С при более низком значении

Таблица 1. Физико-химическая характеристика нефтей

Образец	ρ , кг/м ³	T_3 , °C	Содержание в нефти, мас. %			АСПО, мас. %	Тип нефти
			П	С	А		
H1	813	11.0	10.5	6.1	Отс.	12.5	ЛГ/ВГП
H2	854	12.1	10.2	6.4	2.0	12.2	СР/ВГП
H3	877	17.0	22.0	23.0	2.1	18.8	Т/ВГП
H4	867	-1.0	6.6	13.1	1.6	15.8	СР/ВГП
H5	830	16.1	18.1	8.5	2.2	20.7	ЛГ/ВГП
H6	857	-8.0	5.9	15.4	6.8	8.1	СР/ВГП
H7	878	-12.0	3.5	11.5	4.9	5.9	Т/ПР
H8	870	2.0	7.6	8.5	2.3	9.5	Т/ВГП
H9	828	16.0	16.0	8.8	1.6	17.0	ЛГ/ВГП
H10	831	15.0	18.0	8.5	2.2	16.1	ЛГ/ВГП
H11	878	17.0	16.6	12.4	1.9	14.5	Т/ВГП

степени корреляции $R^2 = 0.6949$ (рис. 2). Для нефтей H4, H6, H7 наблюдаются отрицательные значения T_3 (-1 и -12°C) при соотношении П/С в пределах 0.5–0.3, что может быть связано, во первых, с самым малым содержанием в них парафинов, во вторых — с присутствием природных ингибиторов — смол, способных замедлять или предотвращающих рост зародышей кристаллов парафинов, и асфальтенов, обладающих депрессорным действием [8, 17, 18]. Корреляция между T_3 нефтей и отношением А/С отсутствует.

Формирование АСПО в нефтях во многом зависит от температурного градиента, состава и содержания дисперсной фазы, представленной парафи-

нами, асфальтенами и смолами. Количество АСПО возрастает с увеличением содержания парафина ($R^2 = 0.7161$) и отношения П/А ($R^2 = 0.766$) с одинаковой степенью корреляции (рис. 3). Наименьшее количество АСПО формируется в нефтях H6, H7, H8 при соотношении П/А в пределах 0.71–3.3.

Корреляционная зависимость количества АСПО от отношения П/С характеризуется низкой степенью корреляции (рис. 4, а). В данном случае можно говорить о некоторой тенденции повышения количества АСПО с увеличением отношения П/С. На модельных нефтяных системах показано, что скорость осаждения парафина уменьшается только при невысокой концентрации смол 0.5–3.0 мас. % [19].

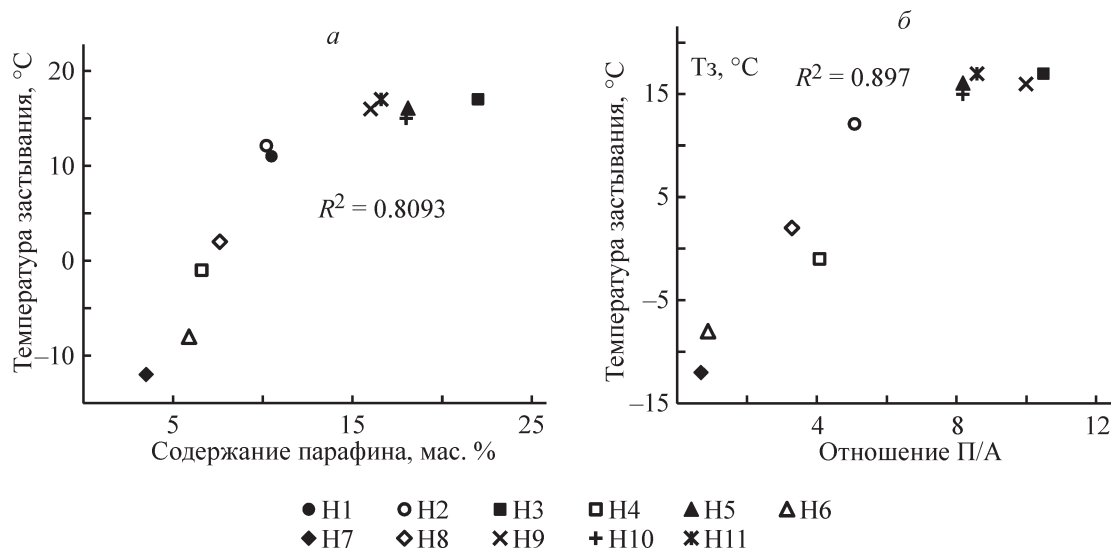


Рис. 1. Зависимость температуры застывания: от содержания парафинов в нефтях (а); от отношения П/А (б) (легенды на рис. 1, б аналогичны приведенным на рис. 1, а).

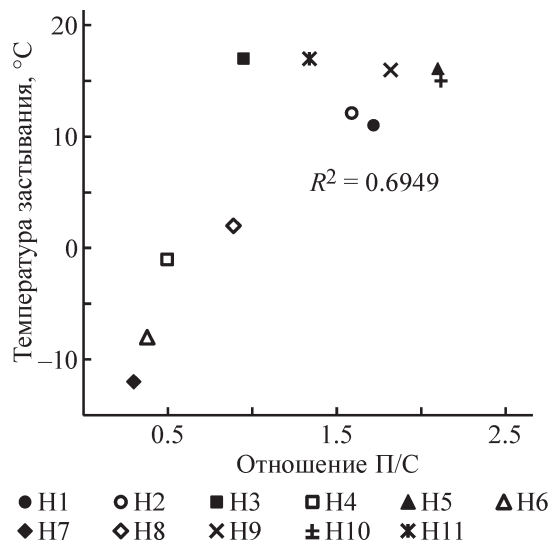


Рис. 2. Зависимость температуры застывания нефтей от отношения П/С (легенды на рис. 2 аналогичны, приведенным на рис. 1, а). Нефти: ● — N1; ○ — N2; ■ — N3; □ — N4; ▲ — N5; △ — N6; ◆ — N7; ◇ — N8; × — N9; ± — N10; * — N11.

Авторы работ [20, 21] полагают, что при участии смол диспергированные асфальтены могут препятствовать осаждению парафинов, а агреги-

рованные — образовывать кристаллические ядра, способствуя их осаждению. На рис. 4, б показано, что в исследуемых нефтях количество АСПО снижается с увеличением отношения А/С. Наименьшее количество осадка наблюдается в нефтях N6 и N7 при соотношении А/С 0.43 и 0.44. Увеличение содержания смол в нефтяной среде может привести к повышению количества осаждаемых асфальтенов.

Для изучения зависимости содержания и состава парафинов, смол и асфальтенов на формирование нефтяных отложений выбраны нефти N2, N3, N5, N8 с одинаковым содержанием асфальтенов. В АСПО по сравнению с нефтями N2, N3, N8 отмечается возрастание отношения П/С и П/А и снижение отношения А/С в 1.2–1.5 раза (табл. 2), что свидетельствует об одностипном характере формирования компонентного состава отложений. АСПО, образованные нефтью N5, характеризуются значительным увеличением содержания смол по сравнению с асфальтенами.

Методом высокотемпературной ГЖХ установлено, что в масляных фракциях, выделенных из нефтей, присутствуют *n*-алканы C₁₀–C₅₅. Полимолекулярное молекулярно-массовое распределение (ММР) *n*-алканов в нефти N2 характеризуется мак-

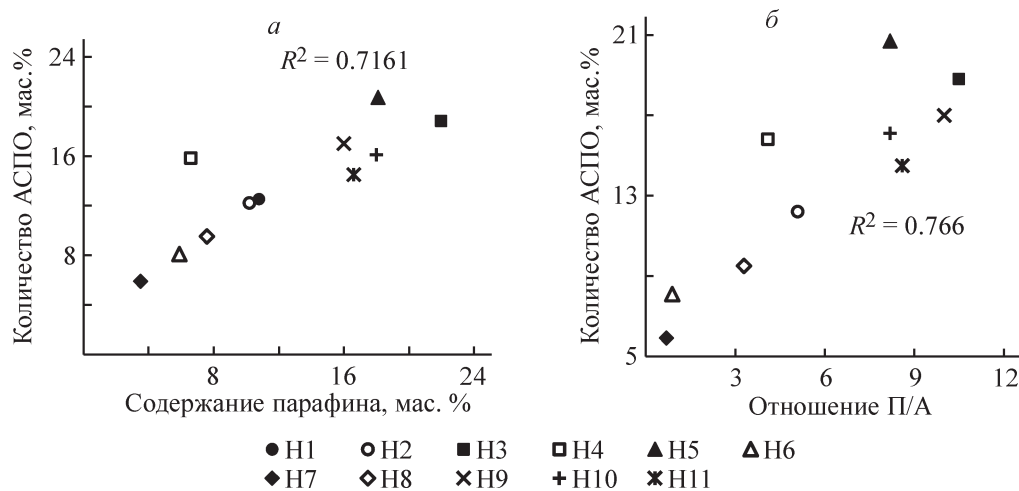


Рис. 3. Зависимость количества АСПО в нефтях от: а) содержания парафина; б) отношения П/А: ● — N1; ○ — N2; ■ — N3; □ — N4; ▲ — N5; △ — N6; ◆ — N7; ◇ — N8; × — N9; + — N10; * — N11.

Таблица 2. Содержание парафинов, смол, асфальтенов в АСПО нефтей

АСПО нефтей	Содержание в осадке, мас. %			Отношение П/А		Отношение П/С		Отношение А/С	
	П	С	А	нефть	АСПО	нефть	АСПО	нефть	АСПО
N2	21.7	8.6	1.7	5.1	12.7	1.59	2.52	0.31	0.20
N3	31.9	17.5	1.3	10.5	24.5	0.95	1.82	0.10	0.07
N5	30.8	24.7	2.0	8.2	15.4	2.13	1.25	0.26	0.08
N8	22.2	11.4	2.5	3.3	11.3	0.89	2.47	0.27	0.22

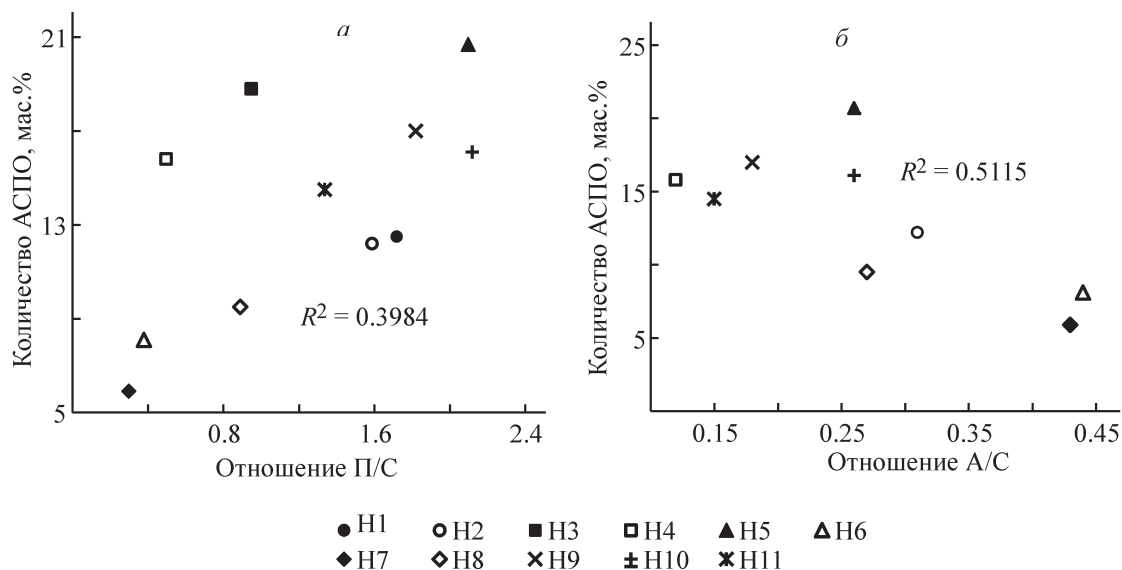


Рис. 4. Зависимость количества АСПО от соотношения в нефтях: а) П/С; б) А/С.

Нефти: ● — Н1; ○ — Н2; ■ — Н3; □ — Н4; ▲ — Н5; △ — Н6; ◆ — Н7; ◇ — Н8; × — Н9; ± — Н10; * — Н11.

симумами при C₁₄, C₁₉ и C₃₄ (рис. 5, а), в нефти Н5 максимумы приходятся на C₁₇ и C₂₇–C₂₉ (рис. 6, а). Мономодальное ММР *n*-алканов в масляных фракциях нефтей Н3 и Н8 имеет максимумы при C₁₇ и C₂₁ (рис. 5, б и рис. 6, б). В парафинах, выделенных из АСПО нефтей Н2, Н3, Н5, Н8, обнаружены *n*-алканы с мономодальным ММР и максимумами при C₂₅–C₃₁ (рис. 5, б).

Содержание *изо*-алканов в АСПО варьирует в пределах 0.8–1.1%. Наличие боковых цепочек в молекулах *изо*-алканов приводит к возникновению дефектов кристаллической структуры и образованию менее стабильных зародышей, что снижает их долю в АСПО [22].

По результатам ГЖХ в нефтях и АСПО рассчитано содержание *n*-алканов состава Σ*n*-C₁₁–C₁₅, Σ*n*-C₁₆–C₄₀, Σ*n*-C₄₁–C₅₅ (табл. 3). Доля легких углеводородов Σ*n*-C₁₁–C₁₅ в образцах АСПО снизилась в 2–5 раз, возросло количество *n*-алканов состава Σ*n*-C₁₆–C₄₀ и высокомолекулярных *n*-алканов состава Σ*n*-C₄₁–C₅₅.

Характеристика структурно-группового состава смол и асфальтенов в нефтях Н2, Н3, Н5 и Н8 и АСПО дана на основании спектральных коэффициентов (табл. 4 и табл. 5). Из табл. 4 видно, что значения коэффициентов, отражающих условное содержание длинных парафиновых цепей (D₇₂₅/D₁₃₈₀), и гетероатомных фрагментов —S=O (D₁₀₃₀/D₁₄₆₅),

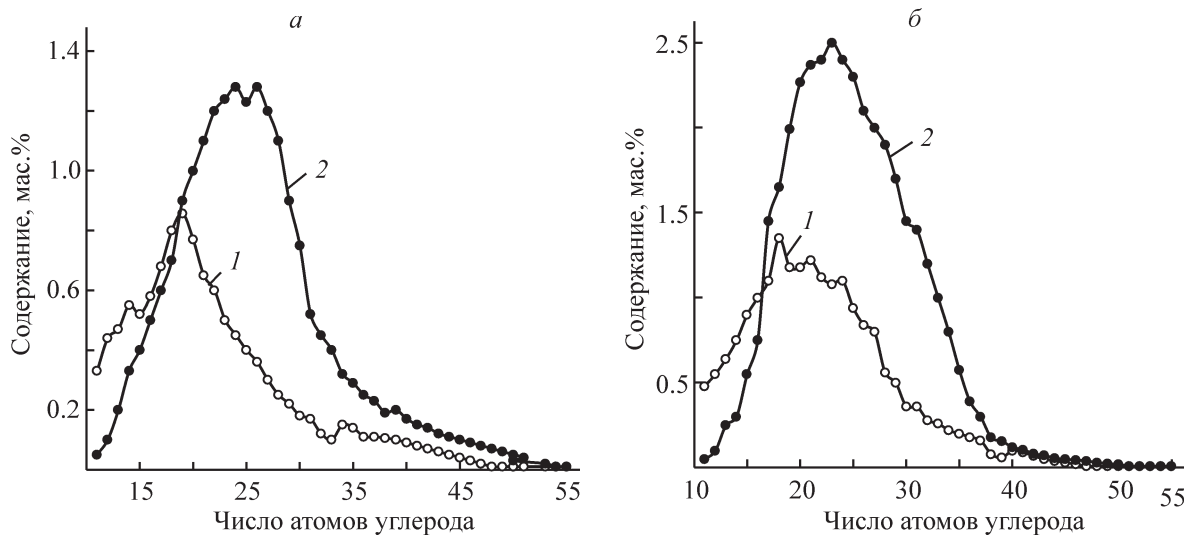


Рис. 5. ММР *n*-алканов в нефтях и АСПО: а) 1 — нефть Н2; 2 — АСПО нефти Н2; б) 1 — нефть Н3; 2 — АСПО нефти Н3.

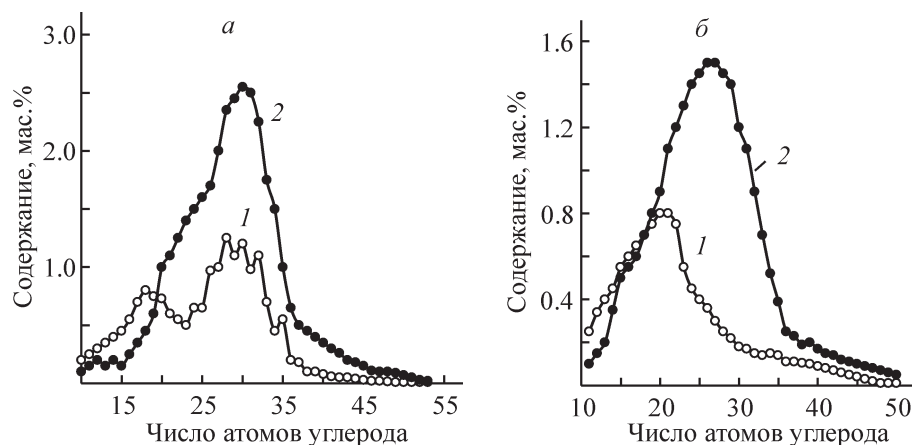


Рис. 6. ММР *n*-алканов в нефтях и АСПО: а) 1 — нефть Н5; 2 — АСПО нефти Н5; б) 1 — нефть Н8; 2 — АСПО нефти Н8.

Таблица 3. Содержание *n*-алканов $\Sigma n-C_{11}-C_{15}$, $\Sigma n-C_{16}-C_{40}$, $\Sigma n-C_{41}-C_{55}$ в нефтях и АСПО

Образец	Содержание, мас. %					
	$\Sigma n-C_{11}-C_{15}$		$\Sigma n-C_{16}-C_{40}$		$\Sigma n-C_{41}-C_{55}$	
	нефть	АСПО	нефть	АСПО	нефть	АСПО
Н2	5.0	1.1	9.8	20.2	0.3	1.0
Н3	8.3	1.6	19.6	30.0	0,4	0.9
Н5	3.6	1.1	17.2	28.9	0.9	1.9
Н8	2.1	1.3	7.4	21.5	0.4	1.0

–C=O (D_{1710}/D_{1465}) выше в смолах, выделенных из АСПО, чем их содержание в нефтяных смолах. В АСПО концентрируются смолы, которые содержат меньше ароматических (D_{1610}/D_{1465}) и конденсированных ароматических структур (D_{750}/D_{725}), а также в которых ниже степень разветвленности парафиновых цепей (D_{1380}/D_{1465}) по сравнению с нефтяными смолами. По-видимому, подобные структуры, в силу ассоциативной природы нефтяных смол, не

способны удерживать молекулы парафинов в нефти. Ингибирование образования отложений осуществляется за счет молекул нефтяных смол с меньшим содержанием атомов кислорода, длинных алифатических заместителей и большим — ароматических структур.

В табл. 5 представлены значения спектральных коэффициентов для асфальтенов, выделенных из нефтей и АСПО. Молекулы асфальтенов в АСПО

Таблица 4. Нормированные оптические полосы поглощения в ИК-спектрах смол, выделенных из нефтей и АСПО

Образец	Спектральные коэффициенты					
	1710/1465	1610/1465	1380/1465	1030/1465	750/1465	725/1380
Нефть Н2	0.14	0.58	0.42	0.34	0.97	0.29
АСПО Н2	0.22	0.53	0.40	0.37	0.89	0.35
Нефть Н3	0.35	0.42	0.60	0.35	1.24	0.23
АСПО Н3	0.37	0.39	0.55	0.41	1.20	0.25
Нефть Н5	0.27	0.35	0.55	0.34	1.33	0.24
АСПО Н5	0.35	0.30	0.54	0.30	1.03	0.37
Нефть Н8	0.23	0.41	0.56	0.31	1.21	0.28
АСПО Н8	0.28	0.38	0.50	0.30	1.15	0.33

Таблица 5. Нормированные оптические полосы поглощения в ИК-спектрах асфальтенов, выделенных из нефтей, и АСПО

Образец	Спектральные коэффициенты					
	1710/1465	1610/1465	1380/1465	1030/1465	750/725	725/1380
Нефть Н2	0.25	0.51	0.56	0.44	0.82	0.25
АСПО Н2	0.29	0.48	0.35	0.47	0.78	0.29
Нефть Н3	0.28	0.73	0.48	0.36	0.92	0.23
АСПО Н3	0.30	0.53	0.41	0.37	0.85	0.28
Нефть Н5	0.25	0.50	0.61	0.29	0.41	0.69
АСПО Н5	0.32	0.51	0.62	0.31	0.38	0.72
Нефть Н8	0.17	0.44	0.76	0.24	0.94	0.25
АСПО Н8	0.21	0.36	0.58	0.26	0.90	0.29

содержат меньшее количество ароматических конденсированных структур, характеризуются более высоким содержанием гетероатомных фрагментов и длинных парафиновых цепей с более низкой степенью разветвленности, чем асфальтены в нефтях.

Присутствие асфальтенов в отложениях может быть связано либо с сорбцией алифатических фрагментов асфальтенов на гранях зародышей кристаллов высокомолекулярных углеводородов, либо диспергированные асфальтены вступают в любого вида взаимодействия с парафинами и полностью входят в их структуру. Флокулированные асфальтены могут соосаждаться с парафинами, но они не могут быть полностью и плотно включены в парафиновую сеть, образуя менее организованную композицию, чем собственно парафиновая сеть.

Заключение

Депрессия температуры застывания исследованных нефтей зависит от содержания асфальтенов, проявляющих депрессорные свойства. С высокой степенью корреляции установлена линейная зависимость температуры застывания нефтей от содержания в них парафинов и отношения парафинов к асфальтенам. Наиболее низкие температуры застывания наблюдалось для нефтей при отношении П/А < 1. В меньшей степени на температуру застывания оказывает влияние содержание смол в нефтях.

Показано, что компонентами отложений в нефтях могут быть как парафины, так и смолы и асфальтены. В составе АСПО содержание парафинов и смол возрастает (по сравнению с нефтями). Количество АСПО повышается с увеличением в нефти содержания парафина и снижается при отношении П/А < 1.

В АСПО концентрируются смолы и асфальтены, молекулы которых содержат меньше конденсиро-

ванных ароматических структур, и у которых ниже степень разветвленности парафиновых цепей, но больше длинных алифатических заместителей и гетероатомных фрагментов (по сравнению со смолами и асфальтенами).

Финансирование работы

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Конфликт интересов

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

Информация об авторах

Юдина Наталья Васильевна, вед. науч. сотр., зав. лабораторией

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7380-6668>

Лоскутова Юлия Владимировна, стар. науч. сотр.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7853-3024>

Прозорова Ирина Витальевна, стар. науч. сотр.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7622-4594>

Список литературы

1. *Zahedi-Nejad, Bahrami M., Torkaman M., Ghayyem M.* Experimental and modeling investigations of temperature effect on chemical inhibitors of asphaltene aggregation // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2021. V. 205. P. 108858. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108858>
2. *Joonaki E., Hassanpouryouzband A., Burgass R., Hase A., Tohidi B.* Effects of waxes and the related chemicals on asphaltene aggregation and deposition phenomena:

- experimental and modeling studies // ACS Omega. 2020. V. 13. N 5. P. 7124–7134. <https://doi.org/10.1021/acsomega.9b03460>
3. Coutinho J. A. P., Daridon J.-L. The limitations of the cloud point measurement techniques and the influence of the oil composition on its detection // Petrol. Sci. Tech. 2005. N 23. P. 1113–1128. <https://doi.org/10.1081/lft-200035541>
 4. Yang X., Kilpatrick P. Asphaltenes and waxes do not interact synergistically and coprecipitate in solid organic deposits // Energy & Fuels 2005. V. 19. N 4. P. 1360–1375. <https://doi.org/10.1021/ef050022c>
 5. Alcazar-Vara L.A., Buenrostro-Gonzalez E. Experimental study of the influence of solvent and asphaltenes on liquid–solid phase behavior of paraffinic model systems by using DSC and FT-IR techniques // J. Ther. Anal. Calor. 2012. V. 107. N 3. P. 1321–1329. <https://doi.org/10.1007/s10973-0111592-8>
 6. Kriz P., Andersen S. I. Effect of asphaltenes on crude oil wax crystallization // Energy&Fuels. 2005. V. 19. N 3. P. 948–953. <https://doi.org/10.1021/EF049819E>
 7. Tinsley J. F., Jahnke J. P., Dettman H. D., Prud'home R. K. Waxy gels with asphaltenes 1: characterization of precipitation, gelation, yield stress, and morphology // Energy&Fuels. 2009. V. 23. N 4. P. 2056–2064. <https://doi.org/10.1021/EF8006636F>
 8. Tinsley J. F., Jahnke J. P., Adamson D. H., Guo X. Waxy gels with asphaltenes 2: use of wax control polymers // Energy&Fuels. 2009. V. 23. N 4. P. 2065–2074. <https://doi.org/10.1021/EF8006651D>
 9. Venkatesan R., Ostlund J.-A., Chawla H., Wattana P. The effect of asphaltenes on the gelation of waxy oils // Energy Fuels. 2003. V. 17. N 6. P. 1630–1640. <https://doi.org/10.1021/ef034013k>
 10. Lei Y., Han S. P., Zhang J. J. Effect of the dispersion degree of asphaltene on wax deposition in crude oil under static conditions // Fuel Process. Technol. 2016. V. 146. N 1. P. 20–28. <https://doi.org/10.1016/J.FUPROC.2016.02.005>
 11. Li Y. Z., Han S. P., Lu Y. D., Zhang J. J. Influence of asphaltene polarity on crystallization and gelation of waxy oils // Energy Fuels. 2018. V. 32. N 2. P. 1491–1497. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03553>
 12. Li C., Zhu H., Yang F., Liu H., Wang F., Sun G., Yao B. Effect of asphaltene polarity on wax precipitation and deposition characteristics of waxy oil // Energy Fuels. 2019. V. 33. N 8. P. 7225–7233. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b01464>
 13. Goual L., Firoozabadi A. Effect of resins and DBSA on asphaltene precipitation from petroleum fluids // AIChE J. 2004. V. 50. N 2. P. 470–479. <https://doi.org/10.1002/aic.10041>
 14. Morozova A. V., Volkova G. I. Effect of the petroleum resin structure on the properties of a petroleum-like system // Petrol. Chemistry. 2019. V. 59. N 10. P. 1153–1160. <https://doi.org/10.1134/S0965544119100086>
 15. Garcí'a M. C., Carbognani L. Asphaltene-parffin structural interactions. effect on crude oil stability // Energy & Fuel. 2001. V. 15. N 5. P. 1021–1027. <https://doi.org/10.1021/ef0100303>
 16. Петрова Л. М., Аббакумова Н. А., Фосс Т. Р., Романов Г. В. Структурные особенности фракций асфальтенов и нефтяных смол // Нефтехимия. 2011. Т. 51. N 4. С. 262–266 [Петрова Л. М., Аббакумова Н. В., Фосс Т. Р., Романов Г. В. Structural features of asphaltene and petroleum resin fractions // Petrol. Chemistry. 2011. V. 51. N 4. P. 252–256. <https://doi.org/10.1134/S0965544111040062>].
 17. Coutinho J. A. P., Daridon J.-L. The limitations of the cloud point measurement techniques and the influence of the oil composition on its detection // Petrol. Sci. Tech. 2005. V. 23. N 9–10. P. 1113–1128. <https://doi.org/10.1081/lft-200035541>
 18. Yudina N. V., Loskutova Yu. V. Formation of organic deposits in model petroleum systems // Petrol. Chemistry. 2020. V. 60. N 6. P. 693–698. <https://doi.org/10.1134/S0965544120060110>
 19. Dai J. L., Zhang J. J., Chen. C. H. Influence of resins on crystallization and gelation of waxy oils // Energy Fuels. 2018. V. 33. N 1. P. 185–196. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03488>
 20. Li H. Y., Zhang J. J., Xu Q. G., Hou C., Sun Y., Zhuang Y., Han S., Wu C. Influence of asphaltene on wax deposition: deposition inhibition and sloughing // Fuel. 2020. V. 266. N 1. P. 117047–117055. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117047>
 21. Li H. Y., Zhang J. J., Xu Q. G., Qinggong Xu. C., Hou Yadong Sun, Yu Zhuang, Shanpeng Han, Changchun Wu. Influence of asphaltene polarity on wax deposition of waxy oils. // J. Petrol. Sci. Eng. 2020. V. 199. P. 108305. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117047>
 22. Hammami A., Ratulowski J. Coutinho J. A. P. Cloud points: can we measure or model them? // Petrol. Science and Technology. 2003. V. 21. N 3. P. 345–358. <https://doi.org/10.1081/lft-120018524>