

УДК 665.61+532.135+543.42/5

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКА НА СВОЙСТВА И СОСТАВ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ И ЕЕ ОСАДКОВ

© 2024 г. Г. И. Волкова^{1*}, Д. А. Зубарев¹, П. Б. Кадычагов¹¹ Институт химии нефти СО РАН, Томск, 634055 Россия

* E-mail: galivvol@yandex.ru

Поступила в редакцию 21.09.2023

После доработки 24.01.2024

Принята к публикации 27.02.2024

Высокопарафинистая нефть обработана ультразвуком (масса нефти 50 г, частота 22 кГц, интенсивность поля 8 Вт/см²) в течение 10 мин. После ультразвуковой обработки увеличилась вязкость нефти, энергия активации вязкого течения, удельная энергия разрушения дисперсной системы, температура застывания и температура потери текучести, количество осадка и изменилась его структура. Масляная фракция нефти, осадков и рафинатов проанализирована с использованием методов инфракрасной спектроскопии и хроматомасс-спектрометрии. В маслах осадка обработанной ультразвуком нефти значительно снижается содержание высокомолекулярных *n*-алканов.

Ключевые слова: высокопарафинистая нефть; ультразвуковая обработка; вязкость; осадок; рафинат; *n*-алканы

DOI: 10.53392/27823857-2024-4-1-33; EDN: WTTNRL

В настоящее время нефть по-прежнему является важнейшим источником энергии, обеспечивающим рост мировой экономики [1]. Согласно данным Международного энергетического агентства, роль нефти в мировой энергетике остается ведущей, и ее доля составляет 30% [2]. В общем балансе углеводородов 20% составляют парафинистые и высокопарафинистые нефти [3]. Большая часть парафинистых нефтей России добывается на месторождениях с низкой температурой окружающей среды. В области вечной мерзлоты, которая практически является топливно-энергетической базой, находится более 30% разведанных запасов всей нефти страны [4].

Микроструктура нефтей с высоким содержанием высокомолекулярных парафинов существенно изменяется при понижении температуры вследствие роста и последующего осаждения кристаллов. Необходимость вовлечения в разработку месторождений с запасами трудноизвлекаемых нефтей, к которым относятся и высокопарафинистые [5], становится все более актуальной. Согласно предварительным оценкам Роснедра, к 2030 г. добыча нефти из нетрадиционных источников может достигнуть 10–20% от общего объема извлекаемых углеводородов [6].

Наиболее эффективными способами добычи трудноизвлекаемых нефтей являются не новые раз-

работанные технологические приемы, а модернизированные технологии, применяемые при добыче традиционных нефтей: тепловые [7], химические [1, 8–11] и физические методы [12–17]. Особое внимание уделяется различным физическим и физико-химическим методам воздействия на нефтяные системы с целью улучшения их структурно-механических свойств. Перспективными являются экологически чистые волновые методы воздействия, в частности, ультразвуковая обработка (УЗО) [17]. Показана эффективность ультразвуковой обработки для снижения вязкости и температуры застывания мало- и парафинистых смолистых нефтей [18, 19], повышения коэффициента извлечения нефти, особенно для истощенных пластов [20–22]. Отмечается [22], что УЗО обладает такими преимуществами, как возможность широкого применения, высокая эффективность, экологичность и экономичность. В [23] проведен анализ работ, посвященных химическим превращениям компонентов нефти под действием ультразвука, делается вывод о необходимости дальнейших исследований, чтобы понять суть влияния ультразвуковых технологий на свойства нефти.

Существенные различия в групповом составе нефтей не позволяют априори оценить последствия влияния того или иного воздействия на состав и

структурно-механические свойства как нефтей, так и осадков, неизбежно образующихся при добыче и транспорте углеводородного сырья. Целью данной работы является исследование влияния ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства высокопарафинистой малосмолистой нефти и состав дисперсной фазы (осадок) и дисперсионной среды (рафинат) после проведения процесса осадкообразования.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Реактивы. В работе использовались следующие реагенты: *n*-гексан (АО «Экос-1», Россия), бензол (АО «Экос-1», Россия), этанол (АО «Вектон», Россия) и силикагель ASA (0.25–0.50 мм) (HongKongChemicalCorporation, Гонконг), трихлорметан (АО «Экос-1», Россия), дейтероаценафтен («SIGMA-ALDRICH», Швейцария).

Объекты исследования. В качестве объекта исследования использовали высокопарафинистую малосмолистую нефть с температурой застывания плюс 20°C, содержащую 97.8 мас% масел (в том числе 9.8 мас% *n*-алканов), 2.2 мас% силикагелевых смол и следы асфальтенов. Компонентный состав исходной и обработанной в ультразвуковом поле нефти определяли по стандартным методикам [24].

Нефть обрабатывали ультразвуком с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН-Т. Установка содержит магнитострикционный преобразователь с рабочей частотой 22 кГц и стержневой волновод с диаметром рабочего торца инструмента 1.71 см, площадью торца 2.295 см². Для оценки величины акустической мощности колебаний, поглощаемых водой, использовали калориметрический метод [25]. Интенсивность ультразвука при радиусе торца преобразователя 0.86 см равна 8 Вт/см². Время обработки 0.05 дм³ исследуемой нефти составляло 10 мин при температуре окружающей среды 20°C.

Из исходной и обработанной ультразвуком нефтей выделяли дисперсную фазу (осадок) и дисперсионную среду (рафинат). Процесс осадкообразования проводили с использованием установки, работающей по принципу «холодного стержня». Условия проведения эксперимента: температура стержня 14°C, внешней среды 35°C, время проведения эксперимента — 1 ч, масса образца — 40 г. Количественную оценку образовавшегося на стержне осадка осуществляли гравиметрическим методом.

Методы исследования. Реологические параметры нефти определяли с использованием ротационного вискозиметра НААКЕ Viscotester iQ. Вязкостно-температурные зависимости получали при непрерывном понижении температуры со скоростью

1 град/мин при постоянной скорости сдвига 1 с⁻¹, при которой разрушение структуры тиксотропной системы минимально. Энергию активации вязкого течения (E_a) определяли по тангенсу угла наклона прямолинейных участков кривых зависимости логарифма эффективной вязкости (μ) от обратной температуры ($\ln(\mu) = f(1/T)$) [26].

Изотермические кривые течения прямого и обратного хода получали при температуре 22°C, при которой начинается активная кристаллизация *n*-алканов. По площади петли гистерезиса, образованной восходящей и нисходящей кривыми течения, рассчитывали удельную энергию разрушения надмолекулярной структуры дисперсной системы (ΔW) [27].

ИК-спектры нефти, осадков, рафинатов и их масляных фракций регистрировали на FTIR-спектрометре NICOLET 5700. Образцы из раствора в трихлорметане наносили в виде пленки на пластины из KBr. Обработку ИК-спектров и определение оптической плотности проводили с помощью программного обеспечения «OMNIC 7.2 Thermo Nicolet Corporation». Определяли оптическую плотность (D) характеристических полос поглощения следующих типов связи: C=C_{аром} (1600 см⁻¹), (-CH₃)_{δas} (1465 см⁻¹), (-CH₃)_{δs} (1380 см⁻¹), -CH₂- (720 см⁻¹). Рассчитывали следующие спектральные коэффициенты: C1 — ароматичность (D_{1600}/D_{1465}), C2 — разветвленность (D_{1380}/D_{1465}), C3 — содержание полиметиленовых последовательностей с числом атомов углерода больше 4 (D_{720}/D_{1465}), C4 — степень алифатичности ($(D_{720} + D_{1380})/D_{1600}$), C5 — содержание нафтеновых структур (D_{975}/D_{720}).

Масляную фракцию нефти, осадков и рафинатов анализировали с использованием метода хромато-масс-спектрометрии (ХМС) на магнитном хромато-масс-спектрометре DFS фирмы «ThermoScientific» (Германия). Режим работы хроматографа: кварцевая капиллярная хроматографическая колонка фирмы «Agilent» с внутренним диаметром 0.25 мм, длиной 30 м, неподвижная фаза — DB-35MS; газ-носитель — гелий, расход газа 1.0 мл/мин, температура испарителя 250°C, температура интерфейса 270°C; программа нагрева термостата хроматографа: $T_{нач} = 80°C$, изотерма в течение 2 мин, затем нагрев со скоростью 3 град/мин до $T_{макс} = 300°C$ с последующей выдержкой в течении 25 мин. Режим масс-спектрометра: электронный метод ионизации; энергия ионизирующих электронов 70 эВ; температура ионизационной камеры 250°C; диапазон регистрируемых масс 50–500 а. е. м.; длительность развертки спектра 1 с.

Хроматограммы органических компонентов строили по общему ионному току (ГИС) и характеристическим фрагментным ионам (SIM) с помощью

программы XCalibur. Идентификацию соединений проводили компьютерным поиском в библиотеках, для чего использовали компьютерную библиотеку масс-спектров Национального института стандартов NIST-05 (более 200 тыс. наименований). Количественные расчеты проводили по площадям соответствующих хроматографических пиков с использованием дейтероацетонафта в качестве внутреннего стандарта. Масс-фрагментограммы для *n*-алканов, нафтенов и *n*-алкилбензолов строили по характеристическим ионам с $m/z = 57$, $m/z = 82$, $m/z = 92$.

Температуру застывания (T_3) образцов определяли с использованием прибора «Кристалл» (ИХН СО РАН).

Микроструктуру образцов исследовали методом оптической микроскопии в проходящем свете (АХЮ ЛАВ.А1).

Для обозначения исследуемых образцов использованы следующие сокращения: Н — нефть; H_y — нефть, обработанная ультразвуком; О — осадок нефти; O_y — осадок нефти, обработанной ультразвуком; M_n — масляная фракция нефти; M_{n-y} — масляная фракция нефти, обработанной ультразвуком; M_o — масляная фракция осадка нефти; M_{o-y} — масляная фракция осадка нефти, обработанной ультразвуком; M_p — масляная фракция рафината; M_{p-y} — масляная фракция рафината нефти, обработанной ультразвуком.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Вязкостно-температурные характеристики нефти. Обработка высокопарафинистой нефти ультразвуком приводит к изменению структурно-механических свойств. После УЗО температура застывания H_y увеличивается с 16.8 до 17.6°C.

Динамическая вязкость нефти Н при температуре 22°C снижается с 253 (скорость сдвига 4 с⁻¹) до 60 мПа·с (скорость сдвига 80 с⁻¹). Нефть H_y более структурирована: в области малых скоростей сдвига, при которых пространственная структура кристал-

лов парафинов не разрушена, ее вязкость в 5.4 раза больше вязкости нефти Н (табл. 1). В области высоких скоростей сдвига (80 с⁻¹) разница в значениях вязкости не столько существенна, но все равно вязкость H_y в 2 раза выше, чем вязкость нефти Н.

Вязкостно-температурные характеристики нефти до и после УЗО представлены в табл. 1 и на рис. 1. Зависимости вязкости от температуры образцов Н и H_y , полученные при скорости сдвига 1 с⁻¹, представлены тремя участками. Вязкость нефтей практически не увеличивается в температурном интервале 22–30°C, причем вязкость образца H_y ниже, чем Н. При дальнейшем снижении температуры вязкость образцов постепенно повышается, что связано с формированием парафиновых кристаллов (T_1). Вязкость H_y растет более интенсивно. Затем наблюдается резкое увеличение вязкости, обусловленное ростом первичных кристаллов (T_2) с последующим формированием сплошной кристаллической сетки (T_3). Вязкость в узком интервале температур возрастает на 330 и 390 мПа·с для нефтей Н и H_y соответственно. При температурах ниже 20°C вязкость обработанной нефти выше вплоть до температуры потери текучести в среднем в 1.4 раза по сравнению с исходной нефтью. Обработка вязкостно-температурных кривых в координатах $\ln \mu = f(1/T)$ позволила выявить, что температура начала кристаллизации составляет 20.1 и 20.5°C, а температура потери текучести 14.8 и 15.8°C для нефтей Н и H_y соответственно (табл. 1).

Энергия активации вязкого течения для исходной и обработанной высокопарафинистой нефти (E_{a1}) при температурах выше 20°C близка к нулю (табл. 2). Зарождение и рост кристаллов более активно протекает в обработанной нефти (E_{a2}). При дальнейшем понижении температуры процессы структурирования–деструкции протекают с одинаковой скоростью, что приводит к практически равным значениям энергии активации вязкого течения в области температур 288–293 К (E_{a3}) при значительно большей вязкости нефти H_y (табл. 1).

Таблица 1. Значения вязкости, температур застывания и кристаллизации нефти

Образец	Вязкость, мПа·с					Температура, °C			
	Скорость сдвига, с ⁻¹ *		Температура, °C			T_3	T_1	T_2	T_3
	4	80	21	17	15				
Н	253	60	100	2300	9200	16.8	20.1	19.4	14.8
H_y	1365	118	40	3320	не течет	17.6	20.5	19.6	15.8

* При температуре 22°C.

T_1 — температура начала формирования первичных парафиновых кристаллов; T_2 — температура спонтанного роста первичных кристаллов; T_3 — температура формирования сплошной кристаллической сетки.

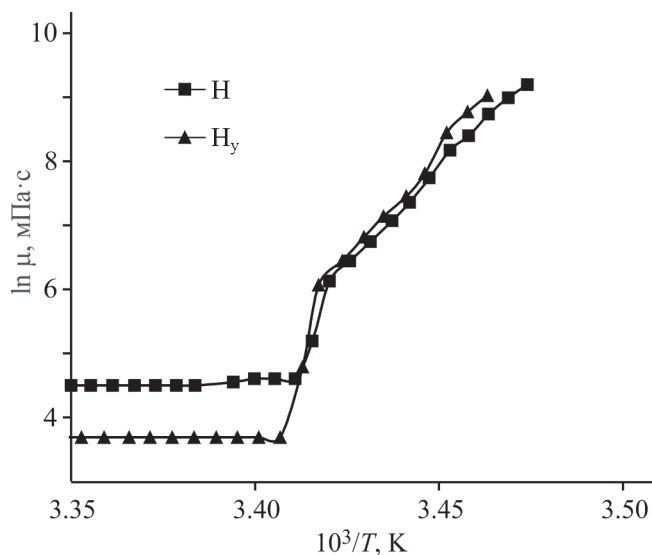


Рис. 1. Полулогарифмическая зависимость эффективной вязкости (μ) нефти от обратной температуры до и после обработки ультразвуком при скорости сдвига 1 c^{-1} .

Таблица 2. Значения энергии активации вязкого течения нефтей

Образец	Энергии активации вязкого течения, кДж/моль		
	E_{a1}^*	E_{a2}^{**}	E_{a3}^{***}
H	6	1668	494
H_y	0	1859	505

* E_a при температурах 293–298 К.

** E_a при температурах 292–293 К.

*** E_a при температурах 288–293 К.

Прочность структур, формирующихся в H и H_y (температура 22°C), можно характеризовать величиной удельной энергии разрушения дисперсной системы, рассчитав площадь петли гистерезиса, образуемой изотермическими кривыми течения прямого и обратного хода (рис. 2). Гистерезисные явления в

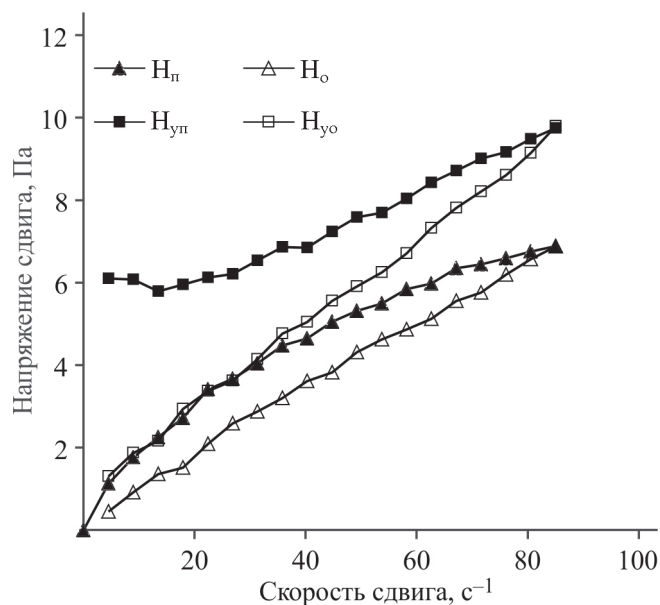


Рис. 2. Изотермические кривые течения прямого и обратного хода нефти при 22°C .

тиксотропных системах обычно связывают с недостаточным разрушением исходной структуры или с запаздыванием процессов восстановления разрушенной структуры. Основной причиной гистерезиса считается отклонение от равновесного состояния течения [28]. УЗО приводит к увеличению прочности структуры исходной нефти, о чем свидетельствуют значения ΔW , составляющие 13 и 23 кДж/м³ для H и H_y соответственно.

Структура осадков. УЗО влияет на процесс осадкообразования в высокопарафинистой нефти. Масса осадка, выделенного из нефти после УЗО, увеличивается с 6.8 г/100 г до 12.6 г/100 г для H и H_y соответственно. Осадок исходной нефти O представлен игольчатыми образованиями длиной до 50 мкм, которые образуют звездообразные структуры; после УЗО формируются менее протяженные игольчатые кристаллы (до 20 мкм) осадка O_y (рис. 3).

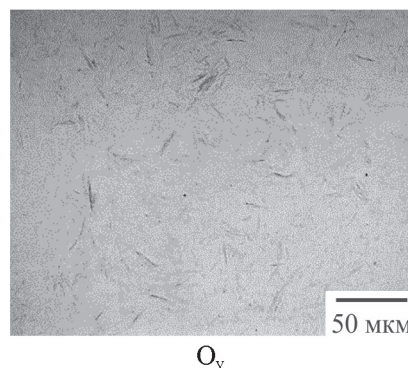
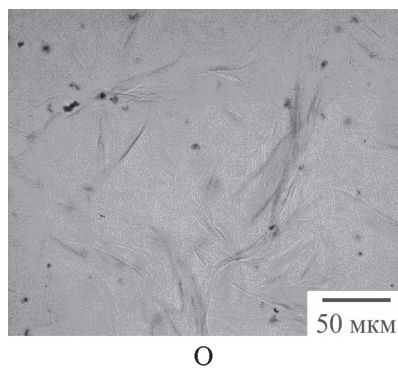


Рис. 3. Микрофотографии осадков.

Структурно-групповой состав объектов. Согласно данным ИК-спектроскопии после УЗО в образце H_y снижается содержание ароматических структур ($C1$), разветвленность ($C2$), содержание полиметиленовых последовательностей с числом атомов углерода больше 4 ($C3$), содержание нафтеновых структур ($C5$), а степень алифатичности ($C4$) растет (табл. 3). В осадках O и O_y прослеживается аналогичная тенденция, но степень алифатичности ($C4$) в образце O_y увеличивается в большей степени. В рафинате P_y , напротив (по сравнению с P), содержание структурных фрагментов, описываемых коэффициентами $C1$, $C2$, $C3$, $C5$, возрастает, а степень алифатичности ($C4$) снижается.

Состав и структура масляной фракции. Из нефти, осадков и рафинатов выделены масляные фракции и проведен их анализ с использованием ИК-спектроскопии и ХМС-спектрометрии.

В маслах, выделенных из обработанной нефти (M_{H-y}), выше содержание разветвленных структур ($C2$) и полиметиленовых последовательностей ($C3$), чем в M_H (табл. 4). В маслах осадков обработанной нефти (M_{O-y}) коэффициенты $C2$ и $C3$ также выше. В маслах рафинатов содержится больше разветвленных структур ($C2$) и меньше полиметиленовых последовательностей, чем в осадках. Масла M_{P-y} , выделенные из рафината обработанной нефти, содержат меньше разветвленных и длинноцепочечных фрагментов, чем M_P .

В масляных фракциях образцов определено содержание n -алканов с использованием данных ХМС-спектрометрии. На рис. 4 и 5 приведены масс-фрагментограммы масляной фракций M_H (1) и M_{H-y} (2) по иону с $m/z = 57$ и молекулярно-массовое

Таблица 3. Спектральные коэффициенты образцов

Образец	Спектральные коэффициенты, отн. ед.				
	$C1$	$C2$	$C3$	$C4$	$C5$
H	0.22	0.53	0.29	13.35	0.19
H_y	0.21	0.47	0.24	13.84	0.18
O	0.20	0.49	0.28	13.70	0.17
O_y	0.19	0.43	0.24	14.84	0.16
P	0.20	0.48	0.25	14.18	0.18
P_y	0.21	0.50	0.27	13.92	0.19

Таблица 4. Спектральные коэффициенты масляной фракции образцов

Образец	Спектральные коэффициенты, отн. ед.	
	$C2$	$C3$
M_H	0.48	0.31
M_{H-y}	0.52	0.37
M_O	0.28	0.41
M_{O-y}	0.38	0.42
M_P	0.53	0.29
M_{P-y}	0.46	0.26

распределение (ММР) n -алканов в нефти, осадках и рафинатах. ММР n -алканов, как для исходных, так и обработанных образцов является мономодальным, а максимумы ММР приходятся на $C_{18}H_{38}$, $C_{19}H_{40}$ и $C_{17}H_{36}$ для нефти, осадка и рафината соответственно. После ультразвуковой обработки в масляной фракции нефти (M_{H-y}) детектируется гомолог C_{13} .

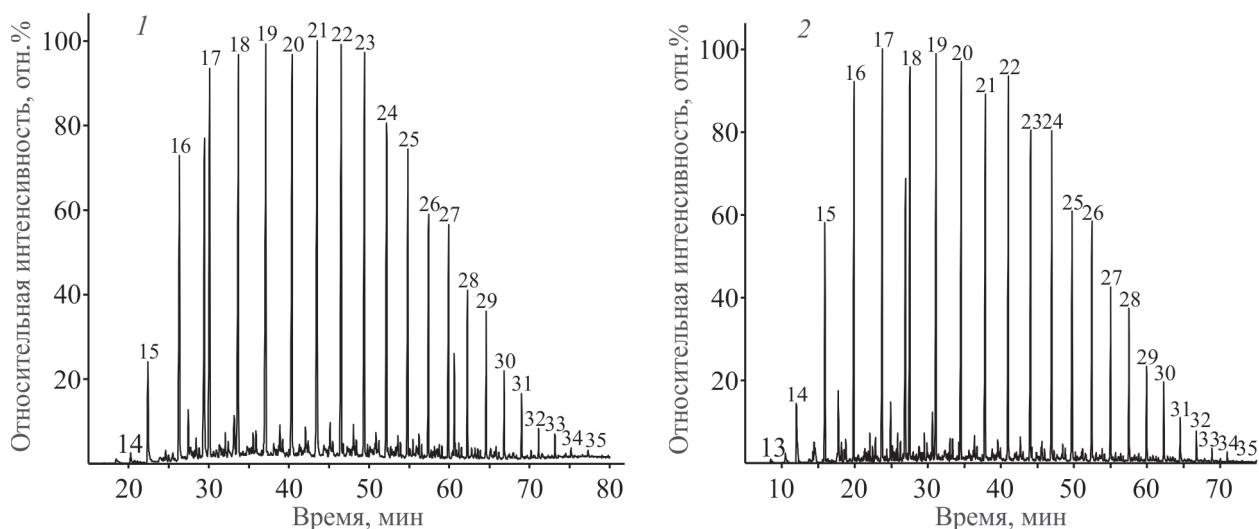


Рис. 4. Масс-фрагментограммы масляной фракции образцов M_H (1) и M_{H-y} (2) по иону с $m/z = 57$. Числа у пиков соответствуют общему количеству атомов углерода в молекуле.

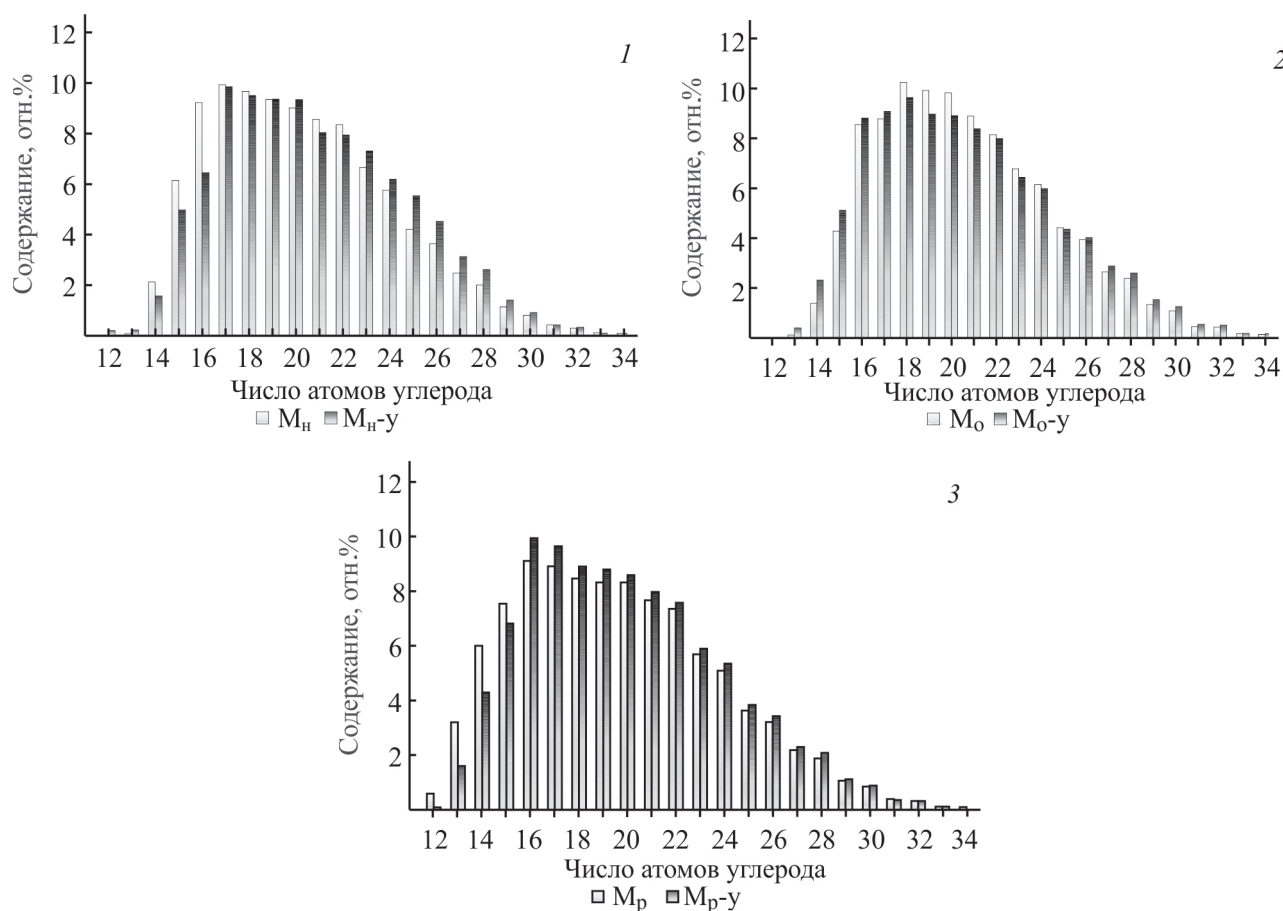


Рис. 5. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов: 1 — нефть, 2 — осадок, 3 — рафинат.

Обнаруженные *n*-алканы разделены на 3 группы: низкоплавкие (C_{10} – C_{15}) среднеплавкие (C_{16} – C_{22}) и высокоплавкие (высокомолекулярные) (табл. 5). В масляной фракции всех образцов наиболее широко представлены *n*-алканы группы $\sum C_{16}$ – C_{22} . Минимальное количество этой группы содержится в образце M_{n-y} , максимальное — в M_n . Содержание низкоплавких *n*-алканов в маслах изменяется в широких пределах: максимальное количество содержится в рафинатах, минимальное — в осадке M_o .

Относительное содержание высокомолекулярных *n*-алканов в маслах рафинатов (M_p , M_{p-y}) минимальное. После УЗО нефти содержание группы $\sum > C_{22}$ в маслах нефти (M_{n-y}) и рафинатов (M_{p-y}) растет, в осадках не изменяется (M_o-y). Отношение суммы высокомолекулярных *n*-алканов к низкоплавким в маслах рафинатов (M_p , M_{p-y}) самое низкое. В маслах осадков после УЗО (M_o-y) относительное содержание высокомолекулярных *n*-алканов значительно ниже, что положительно скажется на температуре

Таблица 5. Содержание *n*-алканов в масляной фракции образцов

Образец	Относительное содержание подгрупп <i>n</i> -алканов, мас%			$\sum > C_{22}/\sum C_{10}-C_{15}$
	$\sum C_{10}-C_{15}$	$\sum C_{16}-C_{22}$	$\sum > C_{22}$	
M_n	2.2	61.9	35.9	16.3
M_{n-y}	2.0	57.5	40.5	20.3
M_o	1.5	60.5	38.1	25.5
M_o-y	2.7	58.9	38.4	14.2
M_p	9.8	58.3	31.9	3.3
M_{p-y}	6.0	60.7	33.4	5.6

Таблица 6. Содержание нафтенов и *n*-алкилбензолов в масляной фракции образцов

Образец	Содержание подгрупп, мас%						$\Sigma > C_{22}/\Sigma C_{10}-C_{15}$	
	$\Sigma C_{10}-C_{15}$		$\Sigma C_{16}-C_{22}$		$\Sigma > C_{22}$			
	Н	АБ	Н	АБ	Н	АБ	Н	АБ
M _н	7	4	50	60	43	36	6.1	9.0
M _{н-у}	23	50	51	50	26	0	1.1	—

застывания парафиновых отложений, несмотря на более высокое количество осадка M_{о-у}.

В маслах M_н и M_{н-у} определено содержание нафтен (Н) и *n*-алкилбензолов (АБ). Суммарное содержание идентифицированных нафтен в масляной фракции нефти после ультразвуковой обработки снижается практически вдвое (284 мкг и 152 мкг). Относительное содержание низкомолекулярной группы нафтен увеличивается в 7 до 23 мас%, однако заметно снижается количество высокомолекулярных нафтен (табл. 6).

Суммарное содержание *n*-алкилбензолов в исходной нефти значительно ниже (53 мкг), чем нафтен, и снижается до 8 мкг в обработанном образце (табл.6). В образце M_{н-у} возрастает относительное содержание низкомолекулярных *n*-алкилбензолов, но снижается количество среднемолекулярной группы; высокомолекулярные *n*-алкилбензолы не обнаружены. После УЗО наблюдается снижение содержания высокомолекулярной группы к низкомолекулярной как в нафтенах, так и *n*-алкилбензолах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Воздействие физических полей на высокопарафинистую нефть требует проведения лабораторных исследований, которые позволят прогнозировать изменение ее свойств, в частности, вязкости, температуры застывания, и возможные катастрофические последствия при добыче и транспорте в случае интенсивного образовании парафиновых пробок, что может привести к выходу из строя нагнетательных станций, авариям на трубопроводах. Ультразвуковая обработка исследуемой высокопарафинистой нефти однозначно приводит к существенному изменению структурно-механических свойств. Вязкость обработанной нефти в области малых скоростей сдвига увеличивается более, чем в 5 раз при температуре 22°C, удельная энергия разрушения дисперсной системы выше в 1.7 раз. После ультразвуковой обработки нефти количество осадка возрастает почти в 2 раза и образуются игольчатые кристаллы меньшей длины. Согласно данным хроматомасс-спектрометрии в обработанной ультразвуком нефти снижается содержание нафтен и *n*-алкилбензолов, что может

привести к повышению температуры застывания нефти. Положительное последствие ультразвуковой обработки — снижение в составе осадков доли высокомолекулярных *n*-алканов. Данные хроматомасс-спектрометрии масляной фракции образцов согласуются с результатами ИК-спектроскопии.

ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Данная работа финансировалась за счет средств бюджета ФГБУН Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы данной работы заявляют, что у них нет конфликта интересов.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Волкова Галина Ивановна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3986-8555>
Зубарев Даниил Андреевич
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3681-9264>
Кадычагов Петр Борисович
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8756-5164>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Xie Y., Zhang J., Ma C., Chen C., Huang Q., Li Z., Ding Y., Li H., Han S. Combined treatment of electrical and ethylene-vinyl acetate copolymer (EVA) to improve the cold flowability of waxy crude oils // *Fuel*. 2020. V. 267. 1 May. 117161. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117161>
- URL: <https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/> сайт Международного энергетического агентства (дата обращения: 13.09.2023).
- Chala G. T., Sulaiman S. A., Japper-Jaafar A. Flow start-up and transportation of waxy crude oil in pipelines-A review // *J. Non-Newtonian Fluid Mech.* 2018. V. 251. P. 69–87. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2017.11.008>
- Гаррис Н. А., Полетаева О. Ю., Бакиев Т. А. Проблемы трубопроводного транспорта углеводородов в условиях мерзлоты и пути их решения // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2020. № 3. С. 64–67. <https://doi.org/10.24411/0131-4270-2020-10311>

- [Garris N. A., Poletaeva O. Yu., Bakiev T. A. Problems of pipeline hydrocarbons transportation in permafrost conditions and ways of their solution // Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons. 2020. N 3. P. 64–67. <https://doi.org/10.24411/0131-4270-2020-10311>].
5. <https://neftegaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-neftitritz/> сайт журнала «Neftegaz.ru», 2012 (дата обращения: 10.09.2023 г.).
 6. Государственный доклад: о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году. М. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации Федеральное агентство по недропользованию, 2021.
 7. Struchkov I. A., Roschin P. V., Litvin V. T., Ol'hovskaya V. A., Kalinin E. S. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. V. 10. P. 755–767. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00779-2>
 8. Ansari F., Shinde S. B., Paso K. G., Sjöblom J., Kumar L. Chemical additives as flow improvers for waxy crude oil and model oil: a critical review analyzing structure–efficacy relationships // Energy & Fuels. 2022. V. 36. P. 3372–3393. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c03747>
 9. Литвинец И. В., Юдина Н. В., Лоскутова Ю. В., Прозорова И. В. Эффективность присадок, ингибирующих осадкообразование в нефтегазоконденсатных смесях // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 85–89. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-2-85-89> [Litvinets I. V., Yudina N. V., Loskutova Yu. V., Prozorova I. V. Effectiveness of additives for inhibition of wax deposition in oil-gas mixtures // Oil industry. 2018. N 2. P. 85–89. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-2-85-89>].
 10. Afra S., Hisham A., Nasr-El-Din H., Socci D., Zheng Cui. Green phenolic amphiphile as a viscosity modifier and asphaltene dispersant for heavy and extra-heavy oil // Fuel. 2018. V. 220. P. 481–489. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.01.111>
 11. Казанцев О. А., Волкова Г. И., Прозорова И. В., Литвинец И. В., Орехов Д. В., Самодурова С. И., Каморин Д. М., Мойкин А. А., Меджибовский А. С. Полиалкил(мет)акрилатные депрессорные присадки для парафинистых нефтей // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 1. С. 76–80. <https://doi.org/10.7868/S0028242115040073> [Kazantsev O. A., Orekhov D. V., Samodurova S. I., Kamorin D. M., Moikin A. A., Volkova G. I., Prozorova I. V., Litvinets I. V., Medzhibovskii A. S. Poly(alkyl(meth)acrylatedepressantsforparaffinoils // Petrol. Chemistry. 2016. N 1. P. 68–72. <https://doi.org/10.1134/S0965544115060079>].
 12. Мусина Н. С., Марютина Т. А. Применение магнитной обработки для изменения состава и физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов // Журнал аналитической химии. 2016. Т. 71. № 1. С. 29–36. <https://doi.org/10.7868/S0044450216010096>
 13. Musina N. S., Maryutina T. A. Application of magnetic treatment to changing the composition and physicochemical properties of crude oil and petroleum products // J. Anal. Chem. 2016. N 1. С. 27–34. <https://doi.org/10.1134/S1061934816010081>].
 14. Huang Q., Li H., Zhuang Yu., Ding Y., Ma C., Chen C., Xie Y., Liang H., Han S., Zhang J. Reducing viscosity of waxy crude oil with electric field perpendicular to oil's flow direction // Fuel. 2021. V. 283. 1119345. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119345>
 15. Лоскутова Ю. В., Юдина Н. В., Данекер В. А. Влияние низкочастотного акустического поля и полимерной присадки на структурно-механические параметры нефти // Известия высших учебных заведений. Серия «Химия и химическая технология». 2019. Т. 62. № 1. С. 70–77. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20196201.5766> [Loskutova Y. V., Yudina N. V., Daneker V. A. Influence of low-frequency acoustic field and polymer additive on structural and mechanical properties of oil // Journal of higher educational institutions. Series Chem. and Chem. Technol. 2019. № 1. С. 70–77. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20196201.5766>].
 16. Cui J., Zhang Z., Liu X., Liu L., Peng J. Studies on viscosity reduction and structural change of crude oil treated with acoustic cavitation // Fuel. 2020. V. 263. ID 116638. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116638>
 17. Hofstatter H., Pavlov M. V., Mastobaev B. N. Application of ultrasound for the destruction of resin-paraffin deposits in pipeline transport of oil // SOCAR Proc. 2014. N 4. P. 35–39. <https://doi.org/10.5510/OGP20140400219> [Hofstatter H., Павлов М. В., Мастобаев Б. Н. Применение ультразвука для предотвращения асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводу // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2014. № 4. С. 35–39. <https://doi.org/10.5510/OGP20140400219>].
 18. Современное состояние проблем и методов акустического воздействия на процессы добычи и транспорта нефти / Под ред Е. М. Баркаловой // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященного 160-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 140-летию академика М. А. Усова. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. С. 545–547.
 19. Волкова Г. И., Ануфриев Р. В., Юдина Н. В. Влияние ультразвука на состав и свойства парафинистой высокосмолистой нефти // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 5. С. 454–460. <https://doi.org/10.7868/S0028242116050208>
 20. Volkova G. I., Morozova A. V. The influence of ultrasound on the properties of oil-dispersed systems // Journal of Physics Conference Series. 2020. V. 1611. N 1. 012018. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1611/1/012018>

20. *Abramova A., Abramov V., Bayazitov V., Gerasin A., Pashin D.* Technology for Enhanced Oil Recovery // *Engineering*. 2014. V. 6. P. 177–184.
21. *Alhomadhi E., Amro M., Almobarky M.* Experimental application of ultrasound waves to improved oil recovery during waterflooding // *Journal of King Saud University*. 2013. V. 26. P. 103–110.
<https://doi.org/10.1016/j.jksues.2013.04.002>
22. *Wang Z., Fang R., Guo H.* Advances in ultrasonic production units for enhanced oil recovery in China // *Ultrason. Sonochem.* 2020. V. 60. 104791.
<https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2019.104791>
23. *Dengaev A. V., Khelkhal M. A., Getalov A. A., Baimukhametov G. F., Kayumov A. A., Vakhin A. V., Gafurov M. R.* Innovations in oil processing: chemical transformation of oil components through ultrasound assistance // *Fluids*. 2023. 8. ID 108.
<https://doi.org/10.3390/fluids8040108>
24. Современные методы исследования нефтей (Справочно-методическое пособие) / Под ред. А. И. Богомолова, М. Б. Темянко, Л. И. Хотынцевой Л.: Недра. 1984. с. 431.
25. *Муллагаев М. С.* Ультразвуковая интенсификация технологических процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и грунтов. Дис. ... докт. техн. наук. Московский государственный университет инженерной экологии. М., 2011. 391 с.
26. *Морозова А. В., Волкова Г. И.* Влияние нефтяных смол и ультразвуковой обработки на свойства нефтедобной системы // *Химия в интересах устойчивого развития*. 2020. № 28. С. 508–514.
<https://doi.org/10.15372/KhUR20202570>
[*Morozova A. V., Volkova G. I.* The Effect of Petroleum Resins and Ultrasonic Treatment on the Properties of a Petroleum-Like System // *Chemistry for Sustainable Development*. 2020. V. 28. P. 494–500.
<https://doi.org/10.15372/CSD20202570>].
27. *Виноградов Г. В., Малкин А. Я.* Реология полимеров. М.: Химия, 1977. 440 с.
28. *Матвеевко В. Н., Курсанов Е. А., Ремизов С. В.* // *Коллоидный журнал*. 1994. Т. 56. № 3. С. 393.