

## СОСТАВ И СТРУКТУРА НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СМОЛИСТОЙ НЕФТИ

© 2023 г. Ю. В. Лоскутова<sup>1,\*</sup>, И. В. Прозорова<sup>1,\*\*</sup>, Г. И. Волкова<sup>1,\*\*\*</sup>, Н. В. Юдина<sup>1,\*\*\*\*</sup>

<sup>1</sup> ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, 634055 Томск, Россия

\*e-mail: reoloil@ipc.tsc.ru

\*\*e-mail: piv@ipc.tsc.ru

\*\*\*e-mail: pat@ipc.tsc.ru

\*\*\*\*e-mail: natal@ipc.tsc.ru

Поступила в редакцию 28.10.2022 г.

После доработки 14.11.2022 г.

Принята к публикации 07.12.2022 г.

Изучение распределения осадка, сформировавшегося на осадкообразующей поверхности из исследуемой нефти при различном градиенте температур, имеет типичный характер для нефтей смолистого типа: при снижении температуры нефти количество нефтяного осадка увеличивается, и его максимум соответствует температурам, наиболее приближенным к температуре застывания нефти. На свойства и структуру нефтяных отложений, отличающиеся местом и способом отбора, большое влияние оказывают термодинамические условия осадкообразования. В осадках, отобранных непосредственно из скважины и сформировавшихся в динамическом режиме при более высоких температурах в течение небольшого временного периода, содержание асфальтенов меньше, чем в нефтяных отложениях из приемной емкости. В образцах, отобранных на поверхности и сформировавшихся при пониженных температурах в течение более длительного периода, количество парафиновых углеводородов значительно выше, чем в осадках из скважины.

Ключевые слова: *нефть, осадок, нефтяные отложения, асфальтены, парафиновые углеводороды*

DOI: 10.31857/S0023117723020093, EDN: BHGSLD

### ВВЕДЕНИЕ

Возникающие при добыче и транспорте парафинистых нефтей осложнения связаны с образованием на стенках трубопроводов и технологического оборудования нефтяных отложений [1–3]. При снижении температуры нефти до величины, равной или меньшей температуры насыщения нефти парафином, начинается процесс формирования микрочастиц осадков. Если температура насыщения нефти парафином близка к пластовой, то создаются условия для выпадения нефтяных осадков в призабойной зоне пласта и нижней части ствола скважины [4–6].

Поверхностно-активные компоненты нефти, которыми являются смолы, органические кислоты и асфальтены, адсорбируются на поверхности труб, образуют первичный слой осадка. Образование нефтяных отложений начинается в зонах с температурой выше, чем температура плавления парафина (твердые *n*-алканы C<sub>17</sub> и выше). Так же при подъеме нефти к устью происходит снижение давления в скважине и разгазирование нефти, что обуславливает образование зародышей, рост и агломерацию кристаллов парафиновых углеводородов (ПУ). После формирования пристенного слоя отложений адгезия осуществляется уже не к поверхности трубы, а к сформированному слою [1].

Существенное влияние на образование нефтяных отложений оказывают химический состав нефти и содержание в ней твердых углеводородов. Наличие в нефти песка, глины и других механических примесей способствует связыванию кристаллов ПУ, смол и асфальтенов в агломераты и осадению их на стенках оборудования. Вода, содержащаяся в нефти в мелкодисперсном состоянии, понижает растворимость парафина и повышает вязкость нефти [7, 8].

В настоящее время существуют выработанные общепринятые механизмы образования нефтяных отложений, и основным направлением научных исследований остается решение конкретных технологических задач борьбы с нефтяными отложениями [9–12].

Цель работы – изучение влияния температурного градиента на процесс формирования нефтяного осадка смолистой нефти, а также состав и

**Таблица 1.** Физико-химические характеристики исследуемых образцов

| № образца | Массовая доля, % |       |       |      |     |      |      |
|-----------|------------------|-------|-------|------|-----|------|------|
|           | $T_{пл}$ , °C    | масла | Аг-УВ | ПУ   | А   | БС   | СБС  |
| Нефть     | –                | 81.2  | 8.3   | 3.6  | 0.1 | 11.5 | 7.2  |
| 1         | 55.5             | 81.6  | 1.8   | 47.0 | 1.9 | 3.9  | 11.2 |
| 2         | 42.1             | 77.0  | 0.0   | 29.6 | 4.5 | 9.8  | 7.0  |
| 3         | 40.5             | 76.7  | 3.1   | 31.5 | 4.2 | 4.4  | 12.7 |
| 4         | 49.5             | 83.0  | 0.0   | 49.5 | 7.8 | 2.3  | 5.0  |
| 5         | –0.5             | 53.5  | 2.5   | 12.6 | 1.8 | 6.0  | 3.0  |

**Таблица 2.** Содержание воды, солей и механических примесей в образцах нефтяных осадков

| № образца | Содержание, мас. % |      |                      |
|-----------|--------------------|------|----------------------|
|           | вода               | соль | механические примеси |
| 1         | 0.4                | 1.0  | Отсутствуют          |
| 2         | Отсутствует        | 0.3  | 1.4                  |
| 3         | 1.0                | 0.2  | 1.4                  |
| 4         | 0.3                | 0.1  | 1.5                  |
| 5         | 0.5                | 15.7 | 19.5                 |

структура отложений, различающихся условиями отбора на месторождении.

## ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектами исследования являлись смолистая нефть Верхнечонского месторождения (Иркутская область) и 5 образцов нефтяных осадков данного месторождения, отличающихся местом и способом отбора:

*Образец № 1* – скв. А, проба устьевая, условия отбора – из сепаратора;

*Образец № 2* – скв. Б, условия отбора – фреза;

*Образец № 3* – скв. В, условия отбора – лубрикатор;

*Образец № 4* – скв. Г, приемные емкости;

*Образец № 5* – скв. Д, проба устьевая, условия отбора – фреза.

Физико-химические характеристики исследуемых образцов осадков и нефти приведены в табл. 1. Выделение асфальтенов осуществляли “холодным” способом Гольде по ГОСТ 11858, смолы определяли методом колоночной жидкостной адсорбционной хроматографии по ГОСТ 11858-66, парафиновые углеводороды – по ГОСТ 11851-2018.

По содержанию ПУ нефть можно отнести к классу парафинистых (ПУ от 2 до 6 мас. %), а по суммарному содержанию смолисто-асфальтеновых компонентов (18.7 мас. %) – к высокосмоли-

стым нефтям. Асфальтены (А) присутствуют в нефти в следовых количествах, бензолные смолы (БС) преобладают над спиртобензольными (СБС). Бензолные или нейтральные смолы характеризуются как слабополярные гетероатомные нафтено-ароматические соединения (третичные амиды и кетоны и т.д.). Спиртобензольные или полярные смолы (СБС) – это сложные гетероатомные нафтено-ароматические нефтяные соединения, в структуре которых присутствуют полярные соединения (карбоновые кислоты, фенолы, амиды и т.д.).

Осадки представляют собой твердо-пластичные массы черного или бурого цвета с высоким содержанием нефтяных парафинов, смол, асфальтенов, песка, глины и минеральных солей. Анализ компонентного состава пяти образцов осадков показал, что осадки различаются между собой по температуре плавления  $T_{пл}$ , содержанию механических примесей, солей, бензолных и спиртобензольных смол, асфальтенов и парафиновых углеводородов (табл. 1 и 2).

По сравнению с нефтью, содержащей 3.6 мас. % ПУ, их количество в осадках существенно выше и составляет от 12.6 мас. % (№ 5) до 49.5 мас. % (№ 4), а содержание БС в осадках, напротив, в 1.2–5 раз ниже, чем в нефти. При этом если в нефти асфальтены практически отсутствуют или представляют собой коллоидные наноразмерные частички, не осаждаемые традиционным “холодным” способом Гольде, то в осадках их количество колеблется от 1.8 мас. % (№ 5) до 7.8 мас. % (№ 4). Таким образом, в осадках происходит накопление в основном твердых парафинов и асфальтенов.

Максимальное количество масел (83 мас. %) содержит образец № 4, при этом в нем так же, как и в образце № 2, полностью отсутствуют ароматические углеводороды (Аг-УВ). Наибольшим количеством смолисто-асфальтеновых компонентов характеризуются образцы № 2 и № 3, кроме того, в образце № 2 преобладают бензолные смолы (БС/СБС = 1.4), а в образце № 3 – спирто-бензольные смолы (БС/СБС = 0.35). Максимальное содержание асфальтенов при минимальном количестве смолистых компонентов (~8 мас. %) отмечено в образце № 4.

Так как нефть является малообводненной, во всех образцах нефтяных осадков содержание воды не превышает 1 мас. % (табл. 2). Общее содержание солей в образцах определяли по сухому остатку, содержание ионов  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$  и  $Cl^-$  в водном экстракте с помощью титрования [13]. Установлено, что 1 кг образца № 1 содержит 10.5 г солей, причем из этого количества солей на долю  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$  и  $Cl^-$  приходится 7.36 г, что составляет 70 мас. %. Остальные 30% осадка представлены, по-видимому, щелочными металлами. Характер-

ное распределение элементов в этом образце приведено в табл. 3. Образец № 5 отличается максимальным количеством солей (15.7 мас. %) и механических примесей (19.5 мас. %). В образцах № 2, 3 и 4, по сравнению с образцом № 5, на порядок меньше механических примесей (1.4–1.5 мас. %) и в 50 и более раз солей.

Таким образом, нефтяные осадки, отличающиеся местом и способом отбора, различны по компонентному составу и содержанию солей и механических примесей. Образец № 5, отобранный в устье с помощью фрезы, характеризуется высоким содержанием солей и механических примесей.

Количественную оценку процесса осадкообразования методом “cold finger” осуществляли на лабораторной установке, моделирующей процесс формирования нефтяного осадка на осадкообразующей поверхности (ОП) [11]. Установка состоит из четырех стальных полых внутри стержней, на поверхности которых с помощью циркулирующего хладагента поддерживалась температура от 30 до  $-30^{\circ}\text{C}$ . Стержни помещали в герметичные стаканы с анализируемыми пробами нефти, температура которой поддерживалась с помощью термостата в диапазоне от 50 до  $20^{\circ}\text{C}$  с шагом изменения  $10^{\circ}\text{C}$ . Формирование осадка на “металлическом стержне” (или ОП) происходит за счет градиента температур при постоянном перемещении и термостатировании. Количество отложений ( $m$ ) на ОП из 100 г нефти определяли гравиметрически через фиксированные проме-

**Таблица 3.** Содержание элементов в нефтяном осадке № 1

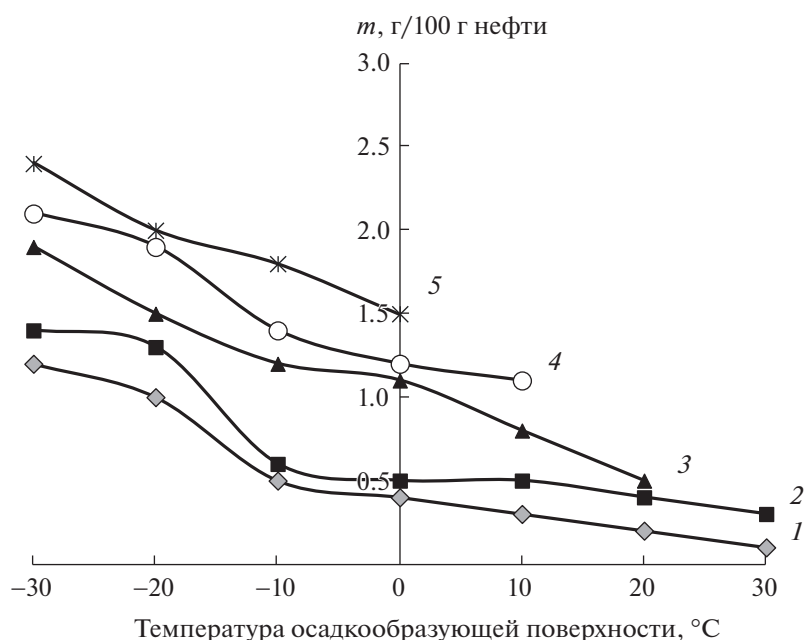
| Элемент          | мг/кг  | мг-экв/кг |
|------------------|--------|-----------|
| $\text{Ca}^{2+}$ | 1306.2 | 65.18     |
| $\text{Mg}^{2+}$ | 156.4  | 12.86     |
| $\text{Cl}^{-}$  | 5898.3 | 166.40    |

жутки времени (1 ч) как среднее двух параллельных опытов (рис. 1).

Микроструктуру исследуемых образцов нефтяных осадков оценивали методом оптической микроскопии с помощью микроскопа *AxioLabA1* (*CarlZeiss*), оснащенного цифровой камерой *AxiocamERc5s* при 400-кратном увеличении (рис. 2).

Относительное содержание структурных фрагментов осадка и нефти определяли с использованием данных ИК-спектроскопии. Спектры регистрировали на FTIR-спектрометре *NICOLET 5700* в области  $400\text{--}4000\text{ см}^{-1}$ . Обработку спектров и определение оптической плотности проводили с помощью программного обеспечения *OMNIC 7.2 Thermo Nicolet Corporation*. В качестве примера на рис. 3 приведены ИК-спектры смолисто-асфальтеновых компонентов, выделенных из исходной нефти (2) и осадка № 1 (1).

Для определения относительного содержания структурных фрагментов использовали следующие характеристические полосы поглощения (п.п.):  $1730\text{ см}^{-1}$  – С=О-группы в сложных эфирах,



**Рис. 1.** Влияние градиента температур “нефть / осадкообразующая поверхность” на количество  $m$  сформировавшегося нефтяного осадка при температуре нефти: 1 –  $50^{\circ}\text{C}$ , 2 –  $40^{\circ}\text{C}$ , 3 –  $30^{\circ}\text{C}$ , 4 –  $20^{\circ}\text{C}$ , 5 –  $10^{\circ}\text{C}$ .



1700  $\text{cm}^{-1}$  – С=О-группы в кислотах, 1650  $\text{cm}^{-1}$  – С=О-группы в амидах, 1600  $\text{cm}^{-1}$  – ароматические С=C-связи, 850, 805 и 760  $\text{cm}^{-1}$  – полосы в “ароматическом триплете”, 1380  $\text{cm}^{-1}$  –  $\text{CH}_3$ -группы, 1030  $\text{cm}^{-1}$  – S=O-группы, 720  $\text{cm}^{-1}$  –  $(\text{CH}_2)_n$ -группы в алифатических структурах с  $n > 4$  [14].

### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

При понижении температуры в нефтяных системах проходят фазовые превращения в следующей последовательности: молекулярно-дисперсное (жидкое)  $\leftrightarrow$  жидкокристаллическое  $\leftrightarrow$  твердое состояние  $\leftrightarrow$  полиморфные переходы (гексагональная, ромбическая, моноклинная, триклинная сингонии). Снижение растворимости парафиновых углеводородов в нефти является главным фактором, влияющим на выпадение твердой фазы. Их растворимость в значительной мере зависит от температуры нефти, с понижением которой формирующиеся кристаллы ПУ соединяются между собой, образуя прочную 3-D-структурную решетку [2, 12, 15]. Это приводит к значительному ухудшению вязкостно-температурных характеристик нефти вплоть до полной потери ее текучести и выпадению на ОП нефтяных отложений, снижающих дебит скважин и пропускную способность нефтепроводов.

Результаты изучения процесса формирования нефтяного осадка из исследуемой нефти в зависимости от температуры представлены на рис. 1. Распределение количества нефтяных отложений от температуры имеет типичный характер для нефтей смолистого типа: при снижении температуры нефти количество нефтяного осадка увеличивается и максимальное количество осадка образуется при температурах, наиболее приближенных к температуре застывания нефти (в нашем исследовании это температура нефти  $-10^\circ\text{C}$  и температура ОП  $-30^\circ\text{C}$ ).

Так как количественная оценка нефтяных отложений не дает представления о структуре нефтяного осадка, были проведены микроскопические исследования образцов, отобранных при различных температурах нефти и ОП (рис. 2). Микроструктура осадков, сформировавшихся при температуре нефти 50, 30 и  $10^\circ\text{C}$  и температуре ОП  $-20$  и  $-30^\circ\text{C}$ , представлены на рис. 2.

Из литературных данных известно [2, 7], что в нефтяных дисперсных системах осадкообразование начинается с формирования и роста кристаллов высокомолекулярных ПУ непосредственно при механическом сцеплении с трещинами, неровностями поверхности нефтяного оборудования, причем температура начала кристаллизации ПУ может составлять порядка  $60-70^\circ\text{C}$ . Микрофотографический анализ нефти при температуре начала осадкообразования  $50^\circ\text{C}$  показал, что оса-

док, отобранный при градиенте  $50^\circ\text{C}/-20^\circ\text{C}$ , представляет собой крупные сферолитные фибрилльные структуры размером до 100 мкм, характерные для высокомолекулярных ПУ, состав которых представлен в основном твердыми *n*-алканами, начиная с  $\text{C}_{17}$ . Состав ПУ оказывает значительное влияние на свойства нефтяного осадка, так как высокомолекулярные ПУ характеризуются повышенной хрупкостью и пониженной растворимостью в среде органических растворителей.

При температуре потока нефти  $30^\circ\text{C}$  и температуре ОП  $-20^\circ\text{C}$  в структуре нефтяного осадка наблюдается снижение размеров сферолитных кристаллических образований ПУ, а для осадков, отобранных при градиенте температур нефть/ОП:  $10^\circ\text{C}/-20^\circ\text{C}$ , характерно повышение доли аморфности и однородности твердой фазы. Значительных изменений в структурах осадков при этих температурах не отмечено.

Изменение микроструктуры нефтяных осадков, отобранных при температуре ОП  $-30^\circ\text{C}$ , с понижением температуры потока нефти от 50 до  $10^\circ\text{C}$  носит сходный характер. Так, микроструктура осадка нефти, отобранного при температуре нефти  $50^\circ\text{C}$  и температуре ОП  $-30^\circ\text{C}$ , представляет собой сферолитные фибрилльные образования порядка 250–300 мкм, характерные для высокомолекулярных ПУ.

При температуре потока нефти  $30^\circ\text{C}$  и температуре ОП  $-30^\circ\text{C}$  наряду с крупными сферолитами происходит формирование одиночных фибрилльных образований незначительных размеров. Наличие на поверхности кристаллов ПУ смолистой оболочки свидетельствует о значительном увеличении в составе нефтяного осадка доли смолистых компонентов.

В отобранных при температурах нефти  $10^\circ\text{C}$  и ОП  $-30^\circ\text{C}$  нефтяных осадках доля аморфности и однородности твердой фазы в структуре возрастает.

Так как интенсивное выпадение нефтяных отложений связано с составом дисперсной фазы, включающей гетерокомпоненты, методом ИК-спектроскопии на примере нефти и нефтяного осадка № 1 изучена структура нефтяных смол и асфальтенов (рис. 3).

В настоящее время большое внимание исследователями и практиками уделяется гетероатомным компонентам нефти, в основном азот- и серосодержащим, так как они являются каталитическими ядами и отрицательно влияют на каталитические процессы нефтепереработки. Обладающие поверхностно-активными свойствами кислородсодержащие соединения не оказывают заметного влияния на процессы переработки нефти, однако играют важную роль в процессах добычи и транспорта нефти [16]. Наибольшей по-

**Таблица 4.** Спектральные коэффициенты для бензольных и спиртобензольных смол, выделенных из осадка №1

| Смолы | Отношение оптических полос поглощения |                     |                     |                     |
|-------|---------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|       | $D_{1610}/D_{725}$                    | $D_{1610}/D_{1465}$ | $D_{1710}/D_{1465}$ | $D_{3295}/D_{1465}$ |
| БС    | 0.95                                  | 0.15                | 0.15                | 0.06                |
| СБС   | 2.07                                  | 0.32                | 0.29                | 0.18                |

верхностной активностью характеризуются нефтяные кислоты, сосредоточенные в смолах и асфальтенах, которые принимают участие в образовании нефтяных ассоциатов [17]. Кислоты и фенолы в большей степени обнаруживаются в спиртобензольных смолах. В табл. 4 приведены спектральные коэффициенты для бензольных и спиртобензольных смол, выделенных из осадка № 1, рассчитанные по соотношению оптических полос поглощения при разных длинах волн. Коэффициент ароматичности, рассчитанный по соотношению оптических плотностей  $D_{1610}/D_{725}$ , в два раза выше в СБС. Для последних характерно увеличение относительного содержания карбонильных, карбоксильных  $D_{1710}/D_{1465}$  и гидроксильных групп  $D_{3295}/D_{1465}$  по отношению к БС.

Парафиновые углеводороды, выделенные из осадка, имеют интенсивные полосы  $\sim 1380$  и  $\sim 1465$   $\text{см}^{-1}$ , обусловленные  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ -группами как длинных парафиновых цепей, так и алкильных заместителей в циклах (рис. 3). Спектры ПУ имеют более интенсивную резко суженную полосу дуплета  $\sim 720$   $\text{см}^{-1}$ , так как выделенные из осадка парафины отличаются более высоким содержанием высокомолекулярных  $n$ -алканов с большим количеством углеродных атомов.

В [14] установлено, что в твердых парафинах нефтяных отложений присутствуют  $n$ -алканы с фрагментами гибридной структуры большей молекулярной массы и более сложной конфигурации, чем в твердых ПУ нефти. Основным структурным элементом таких углеводородов является углеводородный каркас с алкильным числом углеродных атомов не менее восьми. В качестве заместителей в хвостовой части этих молекул присутствуют ароматические и нафтеновые структуры, в том числе и циклические фрагменты, содержащие гетероатомы. При этом степень изомеризации основного углеродного скелета невысока.

Фракции асфальтенов и смол, выделенные из осадков, имеют характерные интенсивные полосы, свидетельствующие о наличии гетероатомных, парафино-нафтеновых структур и их большей степени ароматизированности, чем у смол и асфальтенов, выделенных из нефти.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, изучение процесса осадкообразования смолистой нефти Верхнечонского месторождения и пяти образцов нефтяных отложений, отличающихся местом и способом отбора на месторождении, показало, что термодинамические условия образования осадков оказывают влияние на их свойства и структуру. Формирование осадка начинается при довольно высокой температуре нефти  $50^\circ\text{C}$  и осадкообразующей поверхности  $20^\circ\text{C}$ . Понижение температуры не вызывает образование больших количеств осадка, что характерно для нефтей смолистого типа.

В осадках, отобранных непосредственно из скважины и сформировавшихся в динамическом режиме при более высоких температурах в течение небольшого временного периода, содержание асфальтенов меньше, чем в нефтяных отложениях из приемной емкости. В образцах, отобранных на поверхности и сформировавшихся при пониженных температурах в течение более длительного периода, количество парафиновых углеводородов значительно выше, чем в осадках из скважины. В спиртобензольных смолах в два раза выше количество кислородсодержащих групп, чем в бензольных смолах, концентрация которых в нефти больше.

## ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке МИНОБРНАУКИ РФ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мазена Б.А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиноотложений. М.: Недра, 1972. 117 с.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2000. 653 с.
3. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. 136 с.
4. Andrade D.E.V., Neto M.A.M., Negrão C.O.R. // Rheologica Acta. 2018. V. 57. P. 673. <https://doi.org/10.1007/s00397-018-1108-6>
5. Huang Z., Lu Y., Hoffmann R., Amundsen L., Fogler H.S. // Energy&Fuel. 2011. V. 25. P. 5180. <https://doi.org/10.1021/ef201048w>
6. Paiva F.L., Calado V.M.A., Marchesini F.H. // Fuel. 2017. V. 202. P. 216. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.04.039>
7. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.

8. Yao B., Li C., Yang F., Zhang Y., Xiao Z., Sun G. // Fuel. 2016. V. 184. P. 544.  
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.056>
9. Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Небогина Н.А. // Петролеомика. 2022. Т. 2. № 1. С. 64. [Petroleum Chemistry. 2022. vol. 62. p. 183.]  
<https://doi.org/10.53392/27823857-2022-2-1-64>
10. Юдина Н.В., Небогина Н.А., Лоскутова Ю.В., Волкова Г.И. // Химия в интересах устойчивого развития. 2019. Т. 27. № 1. С. 99. [Chemistry for sustainable development. 2019. vol. 27. no. 1. p. 86. <http://dx.doi.org/10.15372/KhUR20190114>]
11. Loskutova Y.V., Ryzhova N.S., Yudina N.V., Beshagina E.V. // Procedia Chemistry. 2015. V. 15. P. 49.  
<https://doi.org/10.1016/j.proche.2015.10.008>
12. Dimitriou C.J., McKinley G.H. // Soft Matter. 2014. No. 35. P. 6619.  
<https://doi.org/10.1039/c4sm00578c>
13. Кульский Л.А., Гороновский И.Т., Когановский А.М., Шевченко М.А. Справочник по свойствам, методам анализа и очистке воды. Киев: Наук. думка. Ч. 2. 680 с.
14. Шарифуллин А.В., Хамидуллин Р.Ф., Фаррахова Л.И., Байбекова Л.Р. // Вестн. Казанск. технол. ун-та. 2006. № 1. С. 190.
15. Lopes-da-Silva J.A., Coutinho J.A.P. // Energy & Fuel. 2007. V. 21. P. 3612.  
<https://doi.org/10.1021/ef700357v>
16. Савиных Ю.В. Кислородсодержащие соединения в нефтях и битумах. Москва-Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. 160 с.
17. Прозорова И.В., Лоскутова Ю.В., Коваленко Е.Ю., Мин Р.С., Небогина Н.А. // Изв. вузов. Нефть и газ. 2008. № 3. С. 96.