

# ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

## CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Научная статья  
УДК 535.015.:53.09.:53.082.6.:665.71  
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-1-22-28>  
EDN UCONXA

---

### Определение дисперсности в темных нефтяных средах

---

*Надежда Анатольевна Пивоварова<sup>✉</sup>, Екатерина Сергеевна Акишина*

*Астраханский государственный технический университет,  
Астрахань, Россия, [nadpivov@mail.ru](mailto:nadpivov@mail.ru)<sup>✉</sup>*

---

**Аннотация.** Свойства нефтей и нефтепродуктов во многом зависят от фракционного и химического состава, от количественного содержания в них различных компонентов, их качественных характеристик, а также от дисперсного состава нефтяной системы. Приведены примеры нефтяных дисперсных систем в соответствии с их классификацией. Дисперсная фаза, ее строение рассматриваются на основе классических представлений как сложная структурная единица, состоящая из ядра и окружающих его слоев. Степень дисперсности определяется силами межмолекулярного взаимодействия между ядром и слоями сложной структурной единицы. Основной вклад в формирование и устойчивость сложной структурной единицы вносят связи на основе спин-спиновых и спин-поляризованных взаимодействий. Диамагнитные компоненты системы образуют дисперсионную среду. С увеличением степени дисперсности усиливаются молекулярно-кинетические факторы, интенсифицируются диффузионные процессы, возрастает седиментационная устойчивость, ускоряются физико-химические процессы на границе раздела фаз. Поэтому дисперсность является одним из важнейших показателей нефтяных дисперсных систем, определяющих их свойства, такие как вязкость, температуры вспышки и застывания, фракционный состав, плотность. Изучение изменения при различного рода воздействиях дисперсности системы, определяемой размерами среднего диаметра частиц дисперсной фазы, позволяет выявить наиболее благоприятные условия для осуществления технологических процессов при транспортировке, хранении, переработке, обеспечении экологической безопасности. Одним из методов определения дисперсности в нефтяных средах является фотоэлектродиметрический метод определения среднего диаметра частиц дисперсной фазы. Дано описание метода определения дисперсности темных и вязких нефтепродуктов, который отличается от известного метода тем, что проводится без разбавления образца, искажающего его дисперсный состав. Кроме того, оптическую плотность образца определяют в тонком фиксированном слое нефтепродукта за счет твердого вкладыша между предметными стеклами. Дано описание методики проведения анализа, включающее описание используемого прибора, последовательность подготовки и проведение измерения, а также обработку полученных результатов.

**Ключевые слова:** нефтяные дисперсные системы, сложная структурная единица, межмолекулярные взаимодействия, дисперсная фаза, средний диаметр частиц, оптическая плотность, фотоэлектродиметрический метод

**Для цитирования:** Пивоварова Н. А., Акишина Е. С. Определение дисперсности в темных нефтяных средах // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2023. № 1. С. 22–28. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-1-22-28>. EDN UCONXA.

Original article

## Defining dispersion in dark oil medium

Nadezhda A. Pivovarova<sup>✉</sup>, Ekaterina S. Akishina

Astrakhan State Technical University,  
Astrakhan, Russia, nadpivov@mail.ru<sup>✉</sup>

**Abstract.** Properties of oil and petroleum products largely depend on the fractional and chemical composition, on the quantitative content of different components in them, their qualitative characteristics, as well as on the dispersed composition of the oil system. Examples of oil dispersed systems are given in accordance with their classification. The dispersed phase and its structure are considered on the basis of classical concepts as a complex structural unit consisting of a nucleus and layers surrounding it. The dispersion degree is defined by the forces of intermolecular interaction between the nucleus and layers of a complex structural unit, as well as between the layers. A great contribution to forming and stability of a complex structural unit is made by bonds based on spin-spin and spin-polarized interactions. The diamagnetic components of the system form a dispersion environment. The greater a dispersion, the stronger the molecular kinetic factors become, the more intensive the diffusion processes are, the sedimentation stability increases, and the physico-chemical processes at the phase boundary accelerate. Therefore, dispersion is one of the most important factors of oil dispersed systems that determine their properties (viscosity, flash and solidification temperatures, fractional composition, density). The study of changes in the dispersion of the system under various kinds of influences, determined by the size of the average diameter of the particles of the dispersed phase, makes it possible to identify the most favorable conditions for the implementation of technological processes during transportation, storage, processing, and ensuring environmental safety. The proposed photoelectrocolorimetric method for determining a mean diameter of particles of the dispersed phase of dark and viscous petroleum products differs from the well-known method in that it is carried out without diluting the sample, which could distort its dispersed composition. Besides, the sample optical density is determined in a thin fixed layer of a petroleum product due to a hard insert between the slides. The analysis methodology is described including a description of the device, a sequence of preparation and measurement, as well as processing of the results obtained.

**Keywords:** petroleum dispersed systems, complex structural unit, intermolecular interactions, dispersed phase, average particle diameter, optical density, photoelectrocolorimetric method

**For citation:** Pivovarova N. A., Akishina E. S. Defining dispersion in dark oil environment. *Oil and Gas Technologies and Environmental Safety*. 2023;1:22-28. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-1-22-28>. EDN UCONXA.

### Введение

Нефти, газоконденсаты и продукты, получаемые из них, характеризуются сложным химическим составом и агрегатным состоянием отдельных компонентов, строением и свойствами. Однако при изучении нефтяных систем нельзя ограничиваться только выяснением фракционного, группового и химического состава, данными элементного анализа и т. п. Не менее важно знать, в каком состоянии – молекулярном или дисперсном – находится данная система в исследуемом интервале внешних условий.

Дисперсность нефтяных систем является определяющим фактором в процессах нефтяных технологий на всех этапах, начиная с добычи и транспортировки, далее через переработку, хранение, заканчивая применением нефтепродуктов. С увеличением степени дисперсности усиливаются молекулярно-кинетические факторы, интенсифицируются диффузионные процессы, возрастает седиментационная устойчивость, ускоряются физико-химические процессы на границе раздела фаз. Таким образом, степень дисперсности является одним из важнейших количественных показателей нефтяных дисперсных систем (НДС), определяющих их качественные особенности [1].

### Особенности свойств и строения нефтяных дисперсных систем

Многочисленными исследованиями установлено, что для многих свойств нефтей и нефтепродуктов экспериментальные значения отличаются от расчетных, причем колебания этих отклонений имеют систематический характер и отражают структурные изменения в системе [1–4]. Фраза нобелевского лауреата Ф. Крика, открывшего ДНК, «Хотите знать функцию – изучайте строение» абсолютно уместна для построения концепции многообразного мира нефтяных нано- и микрообъектов. В результате таких фазовых превращений изменяются физико-химические свойства нефтяной системы на микроуровне. Причиной невысокой эффективности ряда нефтяных технологий является игнорирование многокомпонентности и гетерогенности НДС, различий в структуре, строении, свойствах молекул слагающих их компонентов [2–4].

Нефтяные дисперсные системы, состоящие из двух фаз, по агрегатному состоянию дисперсной фазы и дисперсионной среды можно разделить на 8 типов (табл. 1).

Классификация НДС по агрегатному состоянию дисперсной фазы и дисперсионной среды  
 Classification of oil disperse system by the state of matter of the disperse phase and disperse medium

№ п/п	Агрегатное состояние		Тип НДС	Пример
	дисперсной фазы	дисперсионной среды		
1	Жидкость	Газ	Туман	Взвеси капель органических соединений в воздухе, выхлопных газах, масляные туманы выхлопных газов, масляные туманы
2	Твердое	Газ	Аэрозоль	Технический углерод, газовые гидраты
3	Газ	Жидкость	Газовые эмульсии, пены	Нефтепродукты при нагревании или барботаже, битумные пены
4	Жидкость	Жидкость	Эмульсии	Вода + нефть
5	Твердое	Жидкость	Золи, гели, суспензии	Вакуумные газойли, масла, мазуты, гудроны, битумы, пеки
6	Газ	Твердое	Отвержденные пены	Нефтяной кокс
7	Жидкость	Твердое	Твердые эмульсии	Твердые углеводороды, петролатум, гач
8	Твердое	Твердое	Твердые дисперсные системы	Нефтяной кокс, углеродные волокна, углеродметаллические композиции

Наиболее распространенными НДС в процессах нефтепереработки (сырьем и продуктами) являются системы с жидкой дисперсионной средой и дисперсной фазой-ядром, в твердом, жидком или газообразном состоянии.

Частица дисперсной фазы, называемая сложной структурной единицей (ССЕ), в соответствии с классическим определением проф. З. И. Сюняева, – это элемент дисперсной структуры нефтяных систем, преимущественно сферической формы, способный к самостоятельному существованию при данных неизменных условиях и построенный из компонентов системы в соответствии с их значением потенциала межмолекулярного взаимодействия. В составе дисперсной частицы различают более упорядоченную внутреннюю область (или ядро) и сольватную оболочку, окружающую ядро [1].

Силы межмолекулярного взаимодействия (ММВ) между слоями в дисперсной частице определяются спин-спиновыми и спин-поляризованными связями. Диамагнитные компоненты НДС образуют дисперсионную среду. Парамагнетизм нефтепродуктов и нефтеподобных веществ, оцениваемый числом парамагнитных центров, изменяется от  $10^{15}$  спин/г для бензиновой фракции до  $10^{22}$  спин/г для прокаленных коксов. Стабильными ярко выраженными парамагнитными характеристиками обладают асфальтены или более конденсированные соединения, составляющие ядро дисперсной частицы. Ближе лежащий к ядру слой молекул, преимущественно смолы, может проявлять парамагнитную активность, которая изменяется под влиянием внешних воздействий вследствие гомоли-

тической диссоциации. Литературные данные свидетельствуют о глубоком влиянии парамагнитных частиц на общую картину макроструктурной организации молекул НДС [5].

Квантово-химические расчеты и результаты определения химической структуры асфальтенов методом ИК-, УФ- и видимой спектроскопии, расчеты методами молекулярной механики показали, что нанокластеры асфальтенов образуют пространственную конфигурацию, содержащую до 10 молекулярных фрагментов. Получены данные, указывающие на дискообразную форму надмолекулярных структур, построенных из ассоциатов молекул асфальтенов [6, 7].

В реальных условиях при внешних воздействиях на НДС, например в процессах их переработки, структурные элементы НДС претерпевают непрерывные количественные изменения, приводящие в какой-то момент к изменению их качества. В результате изменяются физико-химические свойства нефтяных систем, такие как вязкость, устойчивость, фракционный состав, низкотемпературные показатели, реакционная способность и др.

Изменение условий существования НДС вследствие внешних воздействий оказывает влияние в первую очередь на самый «уязвимый» внешний слой, который может разрушаться и переходить в дисперсионную среду. В зависимости от внешних условий возможен также и обратный процесс, приводящий к укрупнению дисперсной фазы. Межмолекулярные взаимодействия дисперсной фазы и ее взаимодействия с дисперсионной средой определяют свойства всей нефтяной системы в целом. Примером

является изменение седиментационной устойчивости системы при разделении эмульсий, при смешении нефтепродуктов, изменение выходов нефтепродуктов при переработке нефти, гидродинамики кипящего слоя катализатора при каталитическом крекинге [3, 8–10].

Реальные нефтяные системы ввиду сложности их состава являются, как уже говорилось, полигетерофазными дисперсными системами различных типов, что чрезвычайно усложняет выявление особенностей их строения и поведения. Наиболее разнообразный дисперсный состав имеют сырые нефти и газоконденсаты, отработанные масла, некоторые продукты и отходы вторичной переработки нефти. Так, сырая нефть содержит растворенные газы, эмульгированную воду, механические примеси, размеры которых достигают десятков и сотен микрометров. Более мелкие дисперсные частицы (их размеры могут быть на несколько порядков меньше) представлены асфальтенами, смолами, высокомолекулярными парафинами.

Для таких сложных полидисперсных систем, как нефтяные, измерить весь диапазон изменения степени дисперсности невозможно, однако немалую информацию дает представление о средних размерах частиц дисперсной фазы.

Определение среднего размера частиц дисперсной фазы жидких нефтяных систем позволяет прогнозировать начальные стадии фазообразования при переработке, транспортировке и хранении углеводородного сырья и нефтепродуктов и, таким образом, определять наиболее благоприятные условия для этих процессов [11, 12].

Таким образом, средний размер частиц дисперсной фазы может служить критерием оценки НДС для прогнозирования поведения системы при изменении их компонентного состава, температуры среды, механических и электромагнитных воздействий и т. п.

На кафедре «Химическая технология переработки нефти и газа» Астраханского государственного технического университета применяется фотоэлектроколориметрический метод, в основе которого заложен метод, разработанный в Российском государственном университете нефти и газа (РГУНГ). Метод РГУНГ предназначен для измерения средних размеров частиц дисперсной фазы тяжелых нефтяных остатков, в частности мазута и гудрона. Этот метод предусматривает предварительное разбавление толуолом тяжелых нефтепродуктов, а затем измерение оптической плотности капли разбавленного образца, помещенного между двух предметных стекол [13].

Недостатком метода является изменение компонентного состава продукта из-за разбавления, которое неизбежно приводит к изменению дисперсности системы. Кроме того, расстояние между

предметными стеклами, зависящее от силы их сжатия, влияет на оптическую плотность образца. А силу, с которой стекла прижимают друг к другу, контролировать весьма затруднительно.

Модифицированный метод позволяет определять оптическую плотность темных нефтяных сред в тонком слое нефтепродукта без его разбавления, а вкладыш между предметными стеклами из плотного материала фиксирует толщину слоя образца.

Определение размера частиц НДС возможно с помощью измерения их оптической плотности  $D$  турбидиметрическим методом. Если пренебречь поглощением света, а форму частиц принять за сферическую, то, в соответствии с законом Релея, интенсивность рассеянного  $I$  и падающего  $I_0$  света определяют оптическую плотность вещества, которая зависит от размера частиц дисперсной фазы:

$$D = \frac{\lg I_0}{I} = \text{const} \cdot \lambda^{-n},$$

где  $\lambda$  – длина волны проходящего света;  $n$  – волновая экспонента, зависящая от радиуса частиц дисперсной фазы.

#### **Методика определения дисперсности в нефтяных средах**

**Определение параметров частиц дисперсной фазы.** Цель: определить средний диаметр частиц дисперсной фазы в нефтепродуктах фотоэлектроколориметрическим методом.

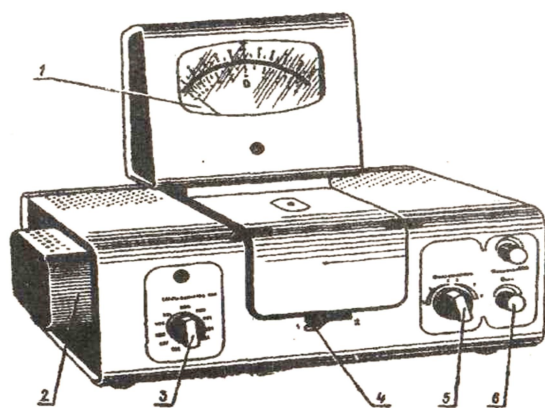
Аппаратура, материалы и реактивы:

- фотоэлектроколориметр КФК-2;
- сушильный шкаф;
- предметные стекла размером  $36 \times 24 \times 2$  мм;
- прокладка из твердого полиэтилена для фиксации толщины слоя между предметными стеклами (высота 0,3–0,5 мм);
- кюветы размером 5,070; 10,070;
- толуол или ксилол, х. ч.;
- стакан стеклянный емкостью 50 см<sup>3</sup>;
- палочка стеклянная;
- исследуемые нефтепродукты.

Определение производят на фотоэлектроколориметре КФК-2 или аналогичном приборе (рис.).

Прибор включают в сеть и приводят в готовность к работе (прогрев 20 мин). Открывают крышку прибора. С помощью регулятора 3 настраивают определенную длину волны ( $\lambda = 540$  нм – зеленый, 670 нм – красный, 750 нм – темно-красный свет). В кювету на 20 мм наливают эталонную жидкость – толуол, закрывают стеклышком и вставляют кювету в кюветодержатель.

Измерения величин оптической плотности проводятся при заданной длине волны света ( $\lambda_1 = 400$  нм,  $\lambda_2 = 530$  нм,  $\lambda_3 = 680$  нм).



Фотоэлектроколориметр КФК-2:  
 1 – микроамперметр; 2 – светофильтр;  
 3 – ручка настройки волны;  
 4 – рычаг перевода положения кюветы;  
 5 – переключатель настройки чувствительности;  
 6 – ручка настройки шкалы «Грубо»

Photoelectrocolorimeter KFK-2:  
 1 – microammeter; 2 – light filter;  
 3 – wave tuning knob;  
 4 – cuvette position shifting lever;  
 5 – sensitivity regulating switch;  
 6 – adjustment knob of a 'rough' scale

Предметные стекла с вкладкой нагревают в сушильном шкафу до температуры  $80 \pm 2$  °С. Предметные стекла должны быть чистыми. Необходимо брать их только за боковые грани, чтобы не оставлять отпечатков пальцев. На предметное стекло,

в центральную часть, ограниченную вкладкой, наносят 1–2 капли предварительно подогретого до температуры  $80 \pm 2$  °С образца темного нефтепродукта. Затем второе предметное стекло кладут на образец. Стекла прижимают друг к другу небольшим усилием пальцев так, чтобы образовался равномерный светлый слой. Недопустимо попадание пузырьков воздуха в слой. Края стекол аккуратно вытирают фильтровальной бумагой для удаления излишков нефтепродукта. Недопустим сдвиг стекол по отношению друг к другу во время надавливания. Время между взятием пробы и измерением ее оптической плотности на фотоэлектроколориметре должно составлять 10–20 с.

Объект помещают в прибор таким образом, чтобы проба была напротив кюветы с толуолом (ксилолом). Проводится измерение величин оптической плотности при заданной длине волны света. При закрытой крышке и положении рычага «Влево» устанавливают стрелку микроамперметра на значение «Ноль» с помощью ручки 6. Измерения проводят при двух соседних длинах волн, подбираемых экспериментально в зависимости от оптической плотности нефтяной среды – чем темнее нефтепродукт, тем больше длина волны.

Рычаг отводят вправо, стрелка на микроамперметре отклоняется на определенное значение оптической плотности  $D$  при заданной длине волны. Измерения записываются в таблицу, где  $\lambda$  – длина волны, нм; Ч – чувствительность;  $D_i$  – значение оптической плотности  $i$ -го измерения (табл. 2).

Таблица 2

Table 2

Измерения оптической плотности при разных длинах волн

Measurements of optical density at different wavelengths

$\lambda$ , нм	Ч	$D_1$	$D_2$	$D_3$
540	2	...	...	...
670	2	...	...	...
670	1	...	...	...
750	1	...	...	...

Измерение оптической плотности одного образца на одних и тех же длинах волн производится 3–5 раз с целью проверки сходимости результатов.

Средний диаметр частиц дисперсной фазы образца нефтепродукта определяют по формуле

$$d = \frac{6\,000}{\rho \cdot S},$$

где  $\rho$  – плотность самой плотной части вещества ССЕ, равная  $1,12 \text{ г/см}^3$ ; 6 000 – коэффициент объема шара;  $S$  – удельная поверхность частицы образца,  $\text{м}^2/\text{г}$ , которую рассчитывают по формуле

$$S = 8,08 \cdot 10^3 \cdot b,$$

коэффициент  $b$  определяют по формуле

$$b = \frac{\lg D_{\lambda_1} - \lg D_{\lambda_2}}{\lambda_2 - \lambda_1} = \frac{\lg \frac{D_{\lambda_1}}{D_{\lambda_2}}}{\lambda_2 - \lambda_1}.$$

Для определения сходимости (повторяемости) результатов измерений рассчитывают среднее арифметическое результатов измерения оптической плотности  $D_1$ – $D_3$ , используя формулу

$$D_{\text{ср}} = \frac{D_1 + D_2 + D_3}{3}.$$

Выбирают два результата измерения, разность  $\Delta D$  между которыми максимальна. Вычисляют повторяемость результатов по формуле

$$x = \frac{\Delta D}{D_{cp}} \cdot 100 \%$$

Если  $x$  не превышает 5 %, результаты считают удовлетворительными.

Пример расчета сходимости результатов измерений оптической плотности, нм:  $D_1 = 131$ ;  $D_2 = 133$ ;  $D_3 = 134$ .

Средний диаметр по результатам измерений:  $D_{cp} = (131 + 133 + 134) / 3 = 133$  нм.

Наибольшая разность между результатами измерений:  $\Delta D = 134 - 130 = 3$  нм.

Повторяемость:  $x = (3 / 133) \cdot 100 \% = 2,3 \%$ , т. е. менее 5 %, следовательно, за результат анализа принимают значение 133 нм.

**Определение численной концентрации частиц дисперсной фазы.** Необходимо измерить толщину слоя образца нефтепродукта между стеклами.

Толщина слоя, см, определяется по формуле

$$l = \frac{G - G_0}{F(k + 1)\rho_0},$$

где  $G$  – масса двух стекол с прослойкой образца, г;  $G_0$  – масса стекол без образца, г;  $F$  – поверхность стекла, см<sup>2</sup>;  $k$  – коэффициент разбавления;  $\rho_0$  – плотность образца с учетом разбавления.

Далее, с использованием закона Бугера – Ламберта – Бера, вычисляется концентрация частиц, см<sup>-3</sup>, по формуле

$$C = \frac{D_\lambda}{0,4343 \cdot l \cdot \epsilon_\lambda},$$

где  $\epsilon_\lambda$  – коэффициент экстинкции (логарифмический показатель чувствительности данной линии) при длине волны  $\lambda$ , см<sup>2</sup>. Значения  $\epsilon_\lambda$  для дисперсий низкоструктурных саж, например, вычислены по результатам стандартных измерений оптических плотностей при  $\lambda = 400$  нм по формуле

$$\epsilon_{400} = 1,315 \cdot 10^{-15} \cdot l^{2,333}.$$

Подставляя полученное значение  $\epsilon_{400}$ , получим:

$$C = \frac{D_{400} \cdot 10^{15}}{0,571 \cdot l^{2,333}}.$$

Таким образом, для вычисления концентрации частиц дисперсной фазы необходимо измерить толщину слоя между стеклами и определить оптические плотности при длине волны 400 нм.

### Заключение

Описанный выше метод определения дисперсности в темных и вязких нефтяных средах проводится на доступном оборудовании, прост в исполнении, реализуется достаточно быстро, имеет невысокую погрешность, его результаты могут быть использованы для оценки разного рода воздействий на нефтяные дисперсные системы, а также позволяют прогнозировать начальные стадии фазообразования при переработке, транспортировке и хранении углеводородного сырья и нефтепродуктов.

### Список источников

1. Сафиева Р. З. Физикохимия нефти. М.: Химия, 1998. 448 с.
2. Глаголева О. Ф., Рогачев С. П. Закономерности нелинейного изменения свойств нефтяных систем // Нефтепереработка и нефтехимия. 2013. № 4. С. 10–13.
3. Капустин В. М., Чернышева Е. А., Глаголева О. Ф., Пискунов И. В., Садыров А. Ю., Кувыкин В. И., Гайнетдинова А. Н. Неаддитивные изменения свойств углеводородных систем при смешении // Нефтепереработка и нефтехимия. 2017. № 4. С. 3–9.
4. Сюняев Р. З., Сафиева Р. З. Нефтяные дисперсные системы: «Мягкость», наноструктура, иерархия, фазовое поведение // Георесурсы. 2012. № 3 (45). С. 39–45.
5. Унгер Ф. Г. Фундаментальные и прикладные результаты исследования нефтяных дисперсных систем. Уфа: Изд-во ГУП ИНХП РБ, 2011. 264 с.
6. Доломатов М. Ю., Шуткова С. А., Шарипова Т. И., Бахтизин Р. З., Ишнйизов З. З., Нурахметов Т. Н., Салиходжа Ж. М. Особенности молекулярной и надмолекулярной структуры наночастиц нефтяных асфальтенов // Bulletin of L. N. Gumilyov TNU. 2019. № 1 (126). С. 23–31.
7. Доломатов М. Ю., Шуткова С. А., Шарипова Т. И., Бахтизин Р. З., Доломатова М. М., Латыпов К. Ф., Гильманшина К. А., Батретдинов Б. Р. Структура молекул асфальтенов и нанокластеров на их основе // Нефтехимия. 2020. Т. 60. № 1. С. 20–25.
8. Галимов Р. А. Влияние внешних воздействий на размеры частиц нефтяных дисперсных систем // Вестн. Технол. ун-та. 2015. Т. 18. № 4. С. 120–124.
9. Пивоварова Н. А. Использование волновых воздействий в переработке углеводородного сырья (обзор) // Нефтехимия. 2019. Т. 59. № 7. С. 727–738. DOI: 10.1134/S002824211907013X.
10. Халафова И. А., Юсиф-заде А. А. Влияние магнитного поля на гидродинамику «кипящего слоя» промышленного катализатора каталитического крекинга // Вестн. науки и образования. 2018. № 3 (39). С. 6–12.
11. Глаголева О. Ф. Определение и регулирование устойчивости НДС // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 6. С. 16–19.
12. Сафиева Р. З. Контроль начальных стадий фазообразования в нефтяных дисперсных системах // Химия и технология топлив и масел. 2020. № 2 (618). С. 52–56.
13. Глаголева О. Ф., Клокова Т. П., Володин Ю. А. Определение параметров частиц дисперсной фазы в нефтяных системах колориметрическим методом: метод. рук. к использованию методов исследования. М.: ГАНГ, 1996. 14 с.

## References

1. Safieva R. Z. *Fizikokhimiia nefiti* [Physical chemistry of oil]. Moscow, Khimiia Publ., 1998. 448 p.
2. Glagoleva O. F., Rogachev S. P. Zakonomernosti nelineinogo izmeneniia svoistv neftiannykh sistem [Patterns of non-linear changes in properties of oil systems]. *Neftepererabotka i neftekhimiia*, 2013, no. 4, pp. 10-13.
3. Kapustin V. M., Chernysheva E. A., Glagoleva O. F., Piskunov I. V., Sadyrov A. Iu., Kuvykin V. I., Gainetdinova A. N. Neadditivnye izmeneniia svoistv uglevodorodnykh sistem pri smeshenii [Non-additive changes in properties of hydrocarbon systems in mixing]. *Neftepererabotka i neftekhimiia*, 2017, no. 4, pp. 3-9.
4. Siuniaev R. Z., Safieva R. Z. Neftianye dispersnye sistemy: «Miagkost'», nanostruktura, ierarkhiia, fazovoe povedenie [Oil dispersed systems: softness, nanostructure, hierarchy, phase behavior]. *Georesursy*, 2012, no. 3 (45), pp. 39-45.
5. Unger F. G. *Fundamental'nye i prikladnye rezul'taty issledovaniia neftiannykh dispersnykh sistem* [Fundamental and applied results of studying oil disperse systems]. Ufa, Izd-vo GUP INKHP RB, 2011. 264 p.
6. Dolomatov M. Iu., Shutkova S. A., Sharipova T. I., Bakhtizin R. Z., Ishniiazov Z. Z., Nurakhmetov T. N., Salikhodzha Zh. M. Osobennosti molekuliarnoi i nadmolekuliarnoi struktury nanochastits neftiannykh asfal'tenov [Peculiarities of molecular and supramolecular structure of nanoparticles of oil asphaltenes]. *Bulletin of L. N. Gumilyov TNU*, 2019, no. 1 (126), pp. 23-31.
7. Dolomatov M. Iu., Shutkova S. A., Sharipova T. I., Bakhtizin R. Z., Dolotova M. M., Latypov K. F., Gil'manshina K. A., Batretidinov B. R. Struktura molekul asfal'tenov i nanoklasterov na ikh osnove [Structure of asphaltene molecules and nanoclusters based on them]. *Neftekhimiia*, 2020, vol. 60, no. 1, pp. 20-25.
8. Galimov R. A. Vliianie vneshnikh vozeistvii na razmery chastits neftiannykh dispersnykh sistem [Influence of external effects on size of particles in oil dispersed systems]. *Vestnik Tekhnologicheskogo universiteta*, 2015, vol. 18, no. 4, pp. 120-124.
9. Pivovarova N. A. Ispol'zovanie volnovykh vozeistvii v pererabotke uglevodorodnogo syr'ia (obzor) [Using wave effects in processing hydrocarbon raw materials (review)]. *Neftekhimiia*, 2019, vol. 59, no. 7, pp. 727-738. DOI: 10.1134/S002824211907013X.
10. Khalafova I. A., Iusif-zade A. A. Vliianie magnitnogo polia na gidrodinamiku «kipiashchego sloia» promyshlennogo katalizatora kataliticheskogo krekinga [Effect of magnetic field on hydrodynamics of fluidized bed of industrial catalyst of catalytic cracking]. *Vestnik nauki i obrazovaniia*, 2018, no. 3 (39), pp. 6-12.
11. Glagoleva O. F. Opredelenie i regulirovanie ustoiichivosti NDS [Determination and regulation of stability of oil disperse systems]. *Neftepererabotka i neftekhimiia*, 2012, no. 6, pp. 16-19.
12. Safieva R. Z. Kontrol' nachal'nykh stadii fazoobrazovaniia v neftiannykh dispersnykh sistemakh [Control of initial stages of phase formation in oil disperse systems]. *Khimiia i tekhnologiia topliv i masel*, 2020, no. 2 (618), pp. 52-56.
13. Glagoleva O. F., Klokov T. P., Volodin Iu. A. *Opredelenie parametrov chastits dispersnoi fazy v neftiannykh sistemakh kolorimetrichestkim metodom: metodicheskoe rukovodstvo k ispol'zovaniiu metodov issledovaniia* [Determining parameters of particles of dispersed phase in oil systems by colorimetric method: instructions for using research methods]. Moscow, GANG, 1996. 14 p.

Статья поступила в редакцию 28.12.2022; одобрена после рецензирования 10.01.2023; принята к публикации 31.01.2023  
The article is submitted 28.12.2022; approved after reviewing 10.01.2023; accepted for publication 31.01.2023

## Информация об авторах / Information about the authors

**Надежда Анатольевна Пивоварова** – доктор технических наук, профессор; заведующий кафедрой химической технологии переработки нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; nadpivov@mail.ru

**Екатерина Сергеевна Акишина** – кандидат технических наук; доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; Piterskovakat@mail.ru

**Nadezhda A. Pivovarova** – Doctor of Sciences in Technology, Professor; Head of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing; Astrakhan State Technical University; nadpivov@mail.ru

**Ekaterina S. Akishina** – Candidate of Sciences in Technology; Assistant Professor of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing; Astrakhan State Technical University; Piterskovakat@mail.ru

