

**ХИМИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ**  
**CHEMISTRY AND TECHNOLOGY OF ORGANIC SUBSTANCES**

ISSN 2410-6593 (Print), ISSN 2686-7575 (Online)

<https://doi.org/10.32362/2410-6593-2022-17-1-30-38>



УДК 665.642

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ

**Коксование высоковязкой обводненной нефти**

**А.И. Николаев** , **Б.В. Пешнев**, **Е.В. Егорова**

МИРЭА – Российский технологический университет (Институт тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова), Москва, 119571 Россия

 Автор для переписки, e-mail: nikolaev\_a@mirea.ru

**Аннотация**

**Цели.** Возрастание доли высоковязкой и битуминозной нефти является характерной особенностью современной нефтедобычи. В России при ее добыче применяют технологии, основанные на использовании водяного пара. Применение таких технологий приводит к тому, что продуктовый поток, выходящий из добывающей скважины, может содержать большое количество воды. Подготовка нефти к переработке предполагает ее стабилизацию, обессоливание и обезвоживание. Вследствие того, что плотность добываемой нефти и содержащейся в ней воды сопоставимы, традиционные схемы подготовки к переработке высоковязкой и битуминозной нефти являются малоэффективными. Одним из возможных решений проблемы вовлечения такой нефти в топливно-энергетический и нефтехимический баланс является использование на первом этапе ее переработки процесса коксования. Для реализации этой идеи необходимо изучить влияние условий коксования высоковязкой обводненной нефти на выход и характеристики образующихся продуктов.

**Методы.** Объектом исследования была нефть с плотностью при 50 °С 1.0200 г/см<sup>3</sup>, содержащая 18 мас. % воды. Коксование проводили на лабораторной установке в «кубе». В качестве реактора использовался пустотелый цилиндрический аппарат, размещаемый в печи. Температура в реакторе варьировалась от 500 до 700 °С, давление от 0.10 до 0.35 МПа.

**Результаты.** Проведенные исследования показали, что при возрастании температуры коксования выход газообразных продуктов увеличивается, образование кокса уменьшается, а зависимость выхода жидких продуктов имеет экстремальный характер с максимумом в области температур 550–600 °С. Температура процесса влияет на состав жидких продуктов. При более низкой температуре в жидких продуктах выше содержание бензиновой и керосиновой фракций. Повышение давления приводит к возрастанию выхода газообразных продуктов, кокса и содержания в жидких продуктах низкомолекулярных

фракций углеводородов. Образующийся в процессе кокс по своим характеристикам близок к промышленно выпускаемым маркам. Отмечено, что при коксовании обводненной нефти до 98% водной эмульсии уходит с жидкими продуктами коксования, и лишь небольшое количество воды остается в образовавшемся коксе.

**Выводы.** Представленные результаты показывают возможность использования процесса коксования на начальном этапе переработки высоковязкой и битуминозной нефти. В этом случае существенно упрощается проведение стадии ее обезвоживания, так как в технологической схеме замедленного коксования предусмотрено отделение бензиновой фракции от воды.

**Ключевые слова:** коксование, высоковязкие и битуминозные нефти, обводненные нефти, переработка нефти, способ переработки нефти

*Для цитирования:* Николаев А.И., Пешнев Б.В., Егорова Е.В. Коксование высоковязкой обводненной нефти. Тонкие химические технологии. 2022;17(1):30–38. <https://doi.org/10.32362/2410-6593-2022-17-1-30-38>

## RESEARCH ARTICLE

# Coking of high-viscosity water-containing oil

Alexander I. Nikolaev✉, Boris V. Peshnev, Ekaterina V. Egorova

MIREA – Russian Technological University (M.V. Lomonosov Institute of Fine Chemical Technologies), Moscow, 119571 Russia

✉ Corresponding author, e-mail: nikolaev\_a@mirea.ru

### Abstract

**Objectives.** A characteristic feature of oil production is an increase in the volume of high-viscosity bituminous oil. In Russia, technologies based on the use of water vapor are used for their extraction. The use of such technologies leads to a large amount of water in the product stream from the production well. Preparation of oil for processing involves its stabilization, desalination, and dewatering. Since the densities of the extracted oil and the water contained in it are comparable, traditional preparation schemes for processing of high-viscosity bituminous oil are ineffective. One of the possible solutions to the problem involving such oil in the fuel, energy, and petrochemical balance is to use a coking process at the first stage of its processing. This aim can be achieved by studying the influence of the process conditions of coking high-viscosity water-containing oil on the yield and characteristics of the resulting products.

**Methods.** Coking of oil with a density of 1.0200 g/cm<sup>3</sup> at 50 °C and with 18 wt % water content was carried out in a laboratory installation in a “cube.” A hollow cylindrical apparatus was used as a reactor and was placed in a furnace. The temperature and pressure in the reactor were maintained at 500–700 °C and 0.10–0.35 MPa, respectively.

**Results.** An increase in the coking process temperature results in an increase in the amount of gaseous products, a decrease in the amount of the coke generated, and a higher dependence of the amount of liquid products on temperature with a maximum yield at 550–600 °C. The process temperature also affects the composition of liquid products. At a lower temperature, the amount of gasoline and kerosene fractions in liquid products is higher. With an increase in pressure, a higher amount of gaseous products, coke, and low-molecular-weight hydrocarbon fractions in liquid products could also be obtained. The characteristics of the coke produced in the coking process are similar to those of commercially produced grades. It is noted that when coking water-containing oil, up to 98% of the emulsion water goes with liquid products, and the remaining amount of water remains in the formed coke.

**Conclusions.** Results showed the possible application of the coking process at the initial stage of processing high-viscosity bituminous oil. In this case, the dewatering stage is significantly simplified since the technological scheme of delayed coking allows the separation of the gasoline fraction from water.

**Keywords:** coking, high-viscosity bituminous oil, watered oil, oil refining, oil refining method

**For citation:** Nikolaev A.I., Peshnev B.V., Egorova E.V. Coking of high-viscosity water-containing oil. *Tonk. Khim. Tekhnol. = Fine Chem. Technol.* 2022;17(1):30–38 (Russ., Eng.). <https://doi.org/10.32362/2410-6593-2022-17-1-30-38>

## ВВЕДЕНИЕ

Характерной особенностью нефтедобычи последних лет является возрастание в общем объеме доли высоковязкой и битуминозной нефти, которая характеризуется повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), высокими значениями плотности и вязкости. Технология добычи такой нефти предполагает использование растворителей, вытеснение ископаемых углеводородов водой (так называемое холодное извлечение) или организацию внутрипластового горения, в результате которого, вследствие повышения температуры, снижается вязкость нефти, а газообразные продукты горения создают давление, необходимое для вытеснения нефти из пласта [1–11]. В России при добыче высоковязкой и битуминозной нефти применяют технологии, основанные на использовании водяного пара [8–11]. Тем не менее, использование для вытеснения нефти воды или водяного пара приводит к тому, что продуктивный поток, выходящий из добывающей скважины, может содержать до 95% воды.

Подготовка нефти к переработке предполагает ее стабилизацию, обессоливание и обезвоживание [12, 13]. В основе последней операции лежит разность плотностей нефтяных углеводородов и воды. Из-за того, что плотности САВ и воды близки, их разделение гравитационными методами практически невозможно, а высокая вязкость САВ препятствует эффективному применению деэмульгаторов для разрушения водонефтяных эмульсий. В результате, традиционные схемы подготовки к переработке высоковязких, битуминозных песков малоэффективны [14].

Возможным решением проблемы вовлечения такой нефти в топливно-энергетический и нефтехимический баланс является использование на

первом этапе ее переработки процесса коксования [15]. В настоящее время этот процесс широко используется для повышения глубины переработки нефти – получения из тяжелых нефтяных остатков (мазутов, крекинг-остатков, гудронов) дистиллятных фракций. При этом основными компонентами таких остатков являются САВ, а технология его проведения предполагает использование водяного пара для предотвращения закоксовывания трубчатой печи.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В работе приведены результаты исследования коксования высоковязкой обводненной нефти, влияние условий проведения процесса на выход и характеристики образующихся продуктов.

Объектом исследования была устойчивая водонефтяная эмульсия (не поддающаяся обезвоживанию), характеристики которой представлены в табл. 1.

По плотности (ГОСТ 31378-2009<sup>1</sup>) такая эмульсия соответствует пятому типу нефти (битуминозная), по содержанию парафинов (ОСТ 38.01197-80<sup>2</sup>) – первому виду (малопарафинистая), но содержание воды (более 1.0 мас. %, норма для третьей группы) и механических примесей (свыше 0.05 мас. %) не позволяют считать ее товарным продуктом (ГОСТ 31378-2009), допускаемым к переработке.

<sup>1</sup> ГОСТ 31378-2009. Межгосударственный стандарт. Нефть. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2019. [GOST 31378-2009. Interstate Standard. Crude Petroleum. General Specifications. Moscow: Standartinform; 2019.]

<sup>2</sup> ОСТ 38.01197-80. Отраслевой стандарт. Нефти СССР. Технологическая индексация. М.: Министерство нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР. 1980. [OST 38.01197-80. Industry standard. Oil of the USSR. Technological Indexing. Moscow: Ministry of Oil Refining and Petrochemical Industry of the USSR; 1980.]

**Таблица 1.** Характеристики водонефтяной эмульсии  
**Table 1.** Characteristics of oil-water emulsion

Характеристика Characteristics	Значение Value
Плотность, 50 °С, г/см <sup>3</sup> Density, 50 °С, g/cm <sup>3</sup>	1.0200
Динамическая вязкость при 50 °С, МПа·с Dynamic viscosity at 50 °С, МПа·s	22557
Молекулярная масса, г/моль Molecular weight, g/mol	520
Содержание механических примесей, мас. % Content of mechanical impurities, wt %	0.72
Содержание воды, мас. % Water content, wt %	18.0
Содержание смол и асфальтенов, мас. % Resin and asphaltene content, wt %	42.0
Содержание парафинов, мас. % Paraffin content, wt %	1.0

Коксование проводили на лабораторной установке в «кубе»<sup>3</sup> [16]. В качестве реактора использовался пустотелый цилиндрический аппарат, снабженный «карманом» для хромель-алюмелевой термопары и патрубком для установки манометра. Сырье загружалось в реактор, соединения составных частей установки проверялись на герметичность. Нагрев реактора до заданной температуры осуществляли с помощью электропечи. Температура процесса варьировалась от 500 до 700 °С, давление от 0.10 до 0.35 МПа. В ходе эксперимента контролировали температуру и давление в реакторе, а также объем отходящего газа, который фиксировали с помощью газового счетчика марки ГСБ-400 (НИИ Электромера<sup>4</sup>, Россия). По завершению эксперимента определяли количество образовавшихся жидких продуктов и кокса.

Определение содержания в газах углеводородов проводили методом газоадсорбционной хроматографии на хроматографе модели 3700 (Хроматэк, Россия), снабженным детектором по теплопроводности. Условия проведения анализа: ток моста детектора 90 мА;

<sup>3</sup> Бикбулатова А. М. *Этапы становления и развития отечественного производства нефтяного кокса методом замедленного коксования: На примере Ново-Уфимского НПЗ*: дисс... канд. техн. наук. Уфа; 2002. 104 с. [Bikbulatova A.M. *Etapy stanovleniya i razvitiya otechestvennogo proizvodstva neflyanogo koksa metodom zamedlennogo koksovaniya: Na primere Novo-Ufimskogo NPZ (Stages of formation and development of domestic production of petroleum coke by the method of delayed coking: a case study of the Novo-Ufimsky refinery)*: Cand. Sci. Thesis. Ufa; 2002. 104 p. (in Russ.).]

<sup>4</sup> <https://electromera.ru/>. Дата обращения: 23.10.2021 / Accessed October 23, 2021.

газ-носитель – азот с расходом 25 мл/мин; температура термостата колонок 70 °С; длина колонки – 7 м, диаметр – 2 мм; хроматографическая фаза – Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> фракцией от 0.15 до 0.25 мм, промотированный 5% раствором NaOH. Для повышения чувствительности, упрощения калибровки и обработки хроматограмм в газовой линии хроматографа, между хроматографической колонкой и детектором, устанавливали обогреваемую реакционную колонку для конверсии углеводородов до водорода. Температура реакционной колонки – 850 °С; длина реакционной колонки – 0.2 м, диаметр – 5 мм; насадка реакционной колонки – окись меди и железная стружка (расположены последовательно). Регистрацию сигнала детектора и обработку хроматограмм проводили с помощью аппаратно-программного комплекса «ЭКОХРОМ».

Для жидких продуктов определение фракционного состава осуществлялось по методике ГОСТ 2177-99<sup>5</sup> на аппарате марки АРНП-1 (Промхимприбор, Россия), а пикнометрической плотности согласно ГОСТ 3900-85<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> ГОСТ 2177-99. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. М.: АО «Кодекс»; 2001. [GOST 2177-99. Interstate Standard. Petroleum products. Methods for determination of distillation characteristics. Moscow: Kodeks; 2001 (in Russ.).]

<sup>6</sup> ГОСТ 3900-85. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. М.: Стандартиформ, 2006. [GOST 3000-85. Interstate Standard. Petroleum and petroleum products. Methods for determination of density. Moscow: Standartinform; 2006 (in Russ.).]

Определение зольности углеродного материала проводили по методике ГОСТ 22692-77<sup>7</sup>, а массовой доли летучих веществ в соответствии с методикой ГОСТ 22898-78<sup>8</sup>.

**РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ**

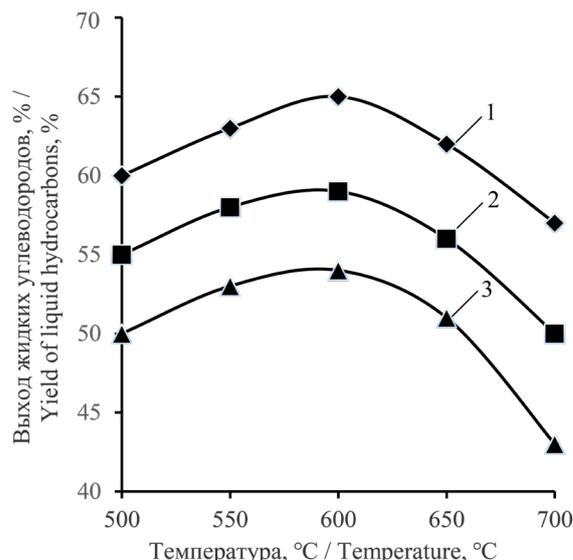
Выходные показатели процесса приведены в табл. 2.

Видно, что при увеличении температуры выход газообразных продуктов увеличивается, образование кокса уменьшается, а зависимость выхода жидких продуктов имеет экстремальный характер с максимумом в области температур 550–600 °С. Повышение давления приводит к возрастанию выхода газообразных продуктов и кокса, а выход жидких продуктов уменьшается.

Отмечено, что ~98% воды эмульсии уходит с жидкими продуктами коксования и впоследствии легко отделилось гравитационным методом, а остальная их часть (~2%) «капсулировалась» образующимся коксом.

Влияние условий коксования на выход жидких углеводородов показано на рисунке.

Характеристики определялись только для про-



Влияние условий коксования на выход жидких продуктов. Давление коксования: (1) 0.10 МПа, (2) 0.20 МПа, (3) 0.35 МПа.

Effect of the coking process conditions on the yield of liquid products. Coking pressure is at (1) 0.10 MPa, (2) 0.20 MPa, and (3) 0.35 MPa.

**Таблица 2.** Влияние условий процесса коксования на выход продуктов  
**Table 2.** Influence of coking process conditions on product yield

Условия проведения процесса Process conditions		Выход, мас. % Output, wt %		
Температура, °С Temperature, °C	Давление, МПа Pressure, MPa	Газ Gas	Жидкие Liquid	Кокс Coke
500	0.10	1.7	79.2	19.1
	0.20	6.5	72.8	20.7
	0.35	8.4	68.5	23.1
550	0.10	2.2	82.8	15.0
	0.20	7.0	76.4	16.6
	0.35	8.9	72.1	19.0
600	0.10	2.9	85.2	11.9
	0.20	7.7	79.0	13.3
	0.35	9.7	74.9	15.4
650	0.10	5.1	83.2	11.7
	0.20	11.4	75.8	12.8
	0.35	14.6	70.9	14.5
700	0.10	10.3	78.4	11.3
	0.20	19.9	67.8	12.3
	0.35	25.5	60.7	13.8

<sup>7</sup> ГОСТ 22692-77. Межгосударственный стандарт. Материалы углеродные. Метод определения зольности. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. [GOST 22692-77. Interstate Standard. Carbon materials. Method for determination of ash. Moscow: IPK Izd. standartov; 2001 (in Russ.).]

<sup>8</sup> ГОСТ 22898-78. Межгосударственный стандарт. Коксы нефтяные маслосернистые. Технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. [GOST 22898-78. Interstate Standard. Low-sulphur petroleum cokes. Specifications. Moscow: IPK Izd. standartov; 2004 (in Russ.).]

дуктов, полученных в условиях максимального выхода – 500 °С (максимальный выход кокса) и 600 °С (максимальный выход жидких продуктов).

Плотность жидких продуктов (углеводородов) варьировалась от 0.8977 до 0.9346 г/см<sup>3</sup>. Ее значение возрастало при повышении температуры (с 500 до 600 °С) и снижении давления. Изменение плотности обусловлено изменением фракционного состава жидких углеводородов (табл. 3).

Видно, что при более низкой температуре и повышении давления коксования в жидких продуктах содержание бензиновой и керосиновой фракций выше, что коррелирует со значениями плотностей этих продуктов.

Характеристики коксового остатка процесса представлены в табл. 4.

По плотности, содержанию летучих веществ и влаги, полученные остатки соответствуют требованиям, предъявляемым к коксам в соответствии с ГОСТ 22898-78. В связи с высоким содержанием механических примесей в сырье, а также тем, что оно не подвергалось

обессоливанью, зольность полученного кокса существенно выше, чем допускается для коксов конструкционного назначения (не более 0.8 мас. %).

Газы коксования содержали водород (20 ± 5 об. %), метан (45 ± 5 об. %) и углеводороды C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub>. Повышение температуры и давления коксования приводило к повышению количества водорода в газе и снижению доли метана. Содержание остальных компонентов изменялось не значительно.

Характерной особенностью образующегося газа является очень низкое содержание алкенов. В газах коксования прямогонных остатков количество непредельных углеводородов может достигать 50 об. %, в то время как в нашем случае оно не превышало 7 об. %. Очевидно, это обусловлено групповым составом сырья – низким содержанием алканов и высоким содержанием смол и асфальтенов – полициклических ароматических структур.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таблица 3. Влияние условий коксования на фракционный состав жидких продуктов

Table 3. Influence of the coking process conditions on the fractional composition of liquid products

Условия коксования Conditions of carbonization		Содержание фракции, об. % Fraction content, vol %			
Температура, °С Temperature, °С	Давление, МПа Pressure, MPa	Бензиновая ( $T_{\text{нк}} - 180\text{ °С}$ )* Petrol ( $T_{\text{bp}} - 180\text{ °С}$ )*	Керосиновая Kerosene (180–240 °С)	Дизельная Diesel (240–350 °С)	Остаток Residue
500	0.10	12.4	34.3	28.8	24.5
	0.20	14.7	38.9	27.7	18.7
	0.35	25.0	40.0	25.2	9.8
600	0.10	11.3	26.4	30.3	32.0
	0.20	13.9	30.0	29.3	26.8
	0.35	22.3	31.5	27.3	18.9

\*  $T_{\text{нк}}$  – температура начала кипения.

\*  $T_{\text{bp}}$  is the initial boiling point.

Таблица 4. Влияние условий процесса на характеристики коксового остатка

Table 4. Influence of the coking process conditions on the characteristics of the coke residue

Условия коксования Conditions of carbonization		Плотность кокса, прокаленного при 1300 °С, г/см <sup>3</sup> Density of coke calcined at 1300 °С, g/cm <sup>3</sup>	Зольность, мас. % Ash content, wt %	Массовая доля летучих веществ и влаги, мас. % Mass fraction of volatile substances and moisture, wt %
Температура, °С Temperature, °С	Давление, МПа Pressure, MPa			
500	0.10	2.10	2.51	10
	0.20	2.11	2.54	9
	0.35	2.12	2.57	8
600	0.10	2.11	2.82	9
	0.20	2.12	2.85	8
	0.35	2.13	2.87	7

Представленные результаты показывают возможность использовать процесс коксования на начальном этапе переработки высоковязкой и битуминозной нефти. В этом случае существенно упрощается проведение стадии ее обезвоживания, так как в технологической схеме замедленного коксования предусмотрено отделение бензиновой фракции от воды. Так же проведенные исследования показали, что при увеличении температуры коксования выход газообразных продуктов увеличивается, образование кокса уменьшается, а зависимость выхода жидких продуктов имеет экстремальный характер с максимумом в области температур 550–600 °С. Температура процесса влияет на состав жидких продуктов. При более низкой температуре в жидких продуктах выше содержание бензиновой и керосиновой фракций. Повышение давления приводит к возрастанию выхода газообразных продуктов и кокса и увеличению содержания в жидких продуктах низкомолекулярных фракций углеводородов. Образующийся в процессе кокс по своим характеристикам близок к промышленно выпускаемым маркам. Отмечено, что при коксовании обводненной нефти до 98% водной эмульсии уходит с жидкими продуктами коксования, и только 2% количество воды остается в образовавшемся коксе.

### Вклад авторов

**А.И. Николаев** – постановка задачи, планирование и проведение экспериментальных исследований, определение физико-химических характеристик объектов исследования и образовавшихся продуктов, обработка полученных данных, подготовка полученных данных к публикации.

**Б.В. Пешнев** – постановка задачи, планирование экспериментальных исследований, обработка полученных данных, подготовка полученных данных к публикации.

**Е.В. Егорова** – определение физико-химических характеристик объектов исследования и образовавшихся продуктов, обработка полученных данных, подготовка полученных данных к публикации.

### Authors' contributions

**A.I. Nikolaev** – formulation of the problem, planning and conducting experimental studies, determination of the physicochemical characteristics of the research objects and resulting products, processing the data obtained, preparation of the data obtained for publication.

**B.V. Peshnev** – formulation of the problem, planning and conducting experimental studies, processing the data obtained, preparation of the data obtained for publication.

**E.V. Egorova** – determination of the physicochemical characteristics of the research objects and the resulting products, processing the data obtained, preparation of the data obtained for publication.

*Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
The authors declare no conflicts of interest.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Щуров В.И. *Технология и техника добычи нефти*. М.: Альянс; 2009. 509 с. ISBN 978-5-903034-51-2
2. Щелкачев В.Н. *Отечественная и мировая нефтедобыча. История развития, современное состояние и прогнозы*. М.: Институт компьютерных исследований; 2002. 132 с. ISBN 5-93972-189-3
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. *Заканчивание скважин*. М.: Недра-Бизнесцентр; 2002. 667 с. ISBN 5-8365-0053-3
4. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Назаров А.Г. *Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин*. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр»; 2003. 303 с.
5. Форест Г. *Добыча нефти: пер с. англ.* М.: Олимп-Бизнес; 2001. 416 с. ISBN 5-901028-38-4
6. Коршак А.А. *Основы нефтегазового дела*. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис»; 2005. 528 с. ISBN 5-94423-066-5
7. Желтов Ю.П. *Разработка нефтяных месторождений*. М.: Недра; 1986. 332 с.

## REFERENCES

1. Shchurov V.I. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi (Technology and technology of oil production)*. Moscow: Al'yanS; 2009. 509 p. (in Russ.). ISBN 978-5-903034-51-2
2. Shchelkachev V.N. *Otechestvennaya i mirovaya neftedobycha. Istoriya razvitiya, sovremennoe sostoyanie i prognozy (Domestic and world oil production-history of development, current state and forecasts)*. Moscow: Inst. Komp'yuter. Issled.; 2002. 132 p. (in Russ.). ISBN 5-93972-189-3
3. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. *Zakanчивание skvazhin (Well completions)*. Moscow: Nedra-Biznestsentr; 2002. 667 p. (in Russ.). ISBN 5-8365-0053-3
4. Urazakov K.R., Bogomol'nyi E.I., Seitpagambetov Zh.S., Nazarov A.G. *Nasosnaya dobycha vysokovязkoi nefi iz naklonnykh i obvodnennykh skvazhin (Pumping production of high-viscosity oil from inclined and watered wells)*. Moscow: Nedra-Biznestsentr; 2003. 303 p. (in Russ.).

8. Степанов В.А., Арчegov В.Б., Козлов А.В., Смыслов А.А. Современные технологии разработки залежей сверхтяжелых нефтей и битумов, перспективы их применения в России. В сб.: *Природные битумы и тяжелые нефти*. Материалы Международной научно-практической конф. к 100-летию со дня рождения В.А. Успенского. СПб; 2006. С. 54–68.

9. Барэт Э. О возможностях коммерческой эксплуатации природного битума. В сб. трудов Международной конференции: *Проблемы комплексного освоения трудно извлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)*. Казань. 1994;1:78–85.

10. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: Издательство ГЕОС; 2015. 341 с.

11. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Петров С.М. Перспективы тяжелых нефтей. *Всероссийский экономический журнал ЭКО*. 2012;(1):35–40.

12. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. *Технология переработки нефти*. В 2-х частях. Часть первая. М.: Химия. КолосС; 2007. 400 с.

13. Капустин В.М. *Технология переработки нефти*. В 4-х частях. Часть первая. *Первичная переработка нефти*. М.: КолосС; 2019. 451 с. ISBN 978-5-9933-0164-8

14. Солодова Н.Л., Терентьева Н.А. Современное состояние и тенденции развития каталитического крекинга нефтяного сырья. *Вестник Казанского технологического университета*. 2012;15(1):141–147.

15. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. *Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан*. Казань: ФЭН; 2007: 295 с.

16. Гимаев Р.Н., Кузеев И.Р., Абызгильдин Ю.М. *Нефтяной кокс*. М.: Химия; 1992. 80 с. ISBN 5-7245-0483-9

5. Forest G. *Dobycha nefi (Oil production)*, transl. from Eng. Moscow: Olimp-Biznes; 2001. 416 p. (in Russ.). ISBN 5-901028-38-4

6. Korshak A.A. *Osnovy neftegazovogo dela (Fundamentals of oil and gas business)*. Ufa: DizainPoligrafServis; 2005. 528 p. (in Russ.). ISBN 5-94423-066-5

7. Zheltov Yu.P. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii (Development of oil fields)*. Moscow: Nedra; 1986. 332 p. (in Russ.).

8. Stepanov V.A., Archegov V.B., Kozlov A.V., Smyslov A.A. Modern technologies for the development of deposits of super-heavy oil and bitumen, prospects for their application in Russia. In: *Natural Bitumen and Heavy Oil*. Collection of materials of the International scientific and practical conference on the 100th anniversary of the birth of V.A. Uspensky. St. Petersburg; 2006. P. 54–68 (in Russ.).

9. Baret E. On the possibilities of commercial exploitation of natural bitumen. In: *Proceedings of the International conference Problems of complex development of hard-to-recover oil and natural bitumen reserves (production and processing)*. Kazan: 1994;1:78–85 (in Russ.).

10. Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspenskii B.V. Svoistva tyazhelykh neftei i bitumov permskikh otlozhenii Tatarstana v prirodnykh i tekhnogennykh protsessakh (*Properties of heavy oils and bitumen of Permian deposits of Tatarstan in natural and technogenic processes*). Moscow: GEOS; 2015. 341 p. (in Russ.).

11. Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Kayukova G.P., Yusupova T.N., Petrov S.M. Oil production prospects. *Vserossiiskii ekonomicheskii zhurnal EKO = ECO Journal*. 2012;(1):35–40 (in Russ.).

12. Glagoleva O.F., Kapustin V.M. *Tekhnologiya pererabotki nefi (Oil refining technology)*. In 2 v. V. 1. Moscow: Khimiya. KolosS; 2007. 400 p. (in Russ.).

13. Kapustin V.M. *Tekhnologiya pererabotki nefi. Pervichnaya pererabotka nefi (Oil refining technology. Primary oil refining)*. In 4 v. V. 1. Moscow: KolosS; 2019. 451 p. ISBN 978-5-9933-0164-8

14. Solodova N.L., Terenteva N.A. Current state and development trends of catalytic petroleum cracking. *Vestnik Kazanskogo Tehnologicheskogo Universiteta = Bulletin of the Kazan Technological University*. 2012;15(1):141–147 (in Russ.).

15. Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodskii I.E., Voitovich E.D., Voitovich S.E. *Geologiya i osvoenie zalezhei prirodnykh bitumov Respubliki Tatarstan (Geology and development of natural bitumen deposits in the Republic of Tatarstan)*. Kazan: FEN; 2007. 295 p. (in Russ.).

16. Gimaev R.N., Kuzeev I.R., Abyzgil'din Yu.M. *Neftyanoi koks (Oil coke)*. Moscow: Khimiya; 1992. 80 p. (in Russ.). ISBN 5-7245-0483-9

### Об авторах:

**Николаев Александр Игоревич**, д.т.н., профессор кафедры технологии нефтехимического синтеза и искусственного жидкого топлива им. А.Н. Башкирова Института тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова ФГБОУ ВО «МИРЭА – Российский технологический университет» (119571, Россия, Москва, пр-т Вернадского, д. 86). E-mail: nikolaev\_a@mirea.ru. <https://orcid.org/0000-0001-8594-2985>

**Пешнев Борис Владимирович**, д.т.н., профессор кафедры технологии нефтехимического синтеза и искусственного жидкого топлива им. А.Н. Башкирова Института тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова ФГБОУ ВО «МИРЭА – Российский технологический университет» (119571, Россия, Москва, пр-т Вернадского, д. 86). E-mail: peshnev@mirea.ru. <https://orcid.org/0000-0002-0507-2754>

**Егорова Екатерина Владимировна**, к.т.н., доцент кафедры технологии нефтехимического синтеза и искусственного жидкого топлива им. А.Н. Башкирова Института тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова ФГБОУ ВО «МИРЭА – Российский технологический университет» (119571, Россия, Москва, пр-т Вернадского, д. 86). E-mail: egorova1412@mail.ru. <https://orcid.org/0000-0002-7520-832X>

**About the authors:**

**Alexander I. Nikolaev**, Dr. Sci. (Tech.), Professor, A.N. Bashkirov Department of Petrochemical Synthesis and Artificial Liquid Fuel Technology, M.V. Lomonosov Institute of Fine Chemical Technologies, MIREA – Russian Technological University (86, Vernadskogo pr., Moscow, 119571, Russia). E-mail: nikolaev\_a@mirea.ru. <https://orcid.org/0000-0001-8594-2985>

**Boris V. Peshnev**, Dr. Sci. (Tech.), Professor, A.N. Bashkirov Department of Petrochemical Synthesis and Artificial Liquid Fuel Technology, M.V. Lomonosov Institute of Fine Chemical Technologies, MIREA – Russian Technological University (86, Vernadskogo pr., Moscow, 119571, Russia). E-mail: peshnev@mirea.ru. <https://orcid.org/0000-0002-0507-2754>

**Ekaterina V. Egorova**, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, A.N. Bashkirov Department of Petrochemical Synthesis and Artificial Liquid Fuel Technology, M.V. Lomonosov Institute of Fine Chemical Technologies, MIREA – Russian Technological University (86, Vernadskogo pr., Moscow, 119571, Russia). E-mail: egorova1412@mail.ru. <https://orcid.org/0000-0002-7520-832X>

*Поступила: 23.10.2020; получена после доработки: 11.12.2020; принята к опубликованию: 04.02.2022.  
The article was submitted: October 23, 2020; approved after reviewing: December 11, 2020; accepted for publication: February 04, 2022.*