

УДК 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108

Закономерности территориального размещения и физико-химические свойства нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол

© 2022 г. | И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук

ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук», Томск, Россия; sric@ipc.tsc.ru; yupolishchuk@gmail.com

Поступила 23.04.2021 г

Доработана 27.08.2021 г.

Принята к печати 29.10.2021 г.

Ключевые слова: *высокоасфальтеновая и высокосмолистая нефть; база данных; трудноизвлекаемые запасы; физико-химические свойства нефти.*

Аннотация: В статье приведена оценка ресурсов нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол как важного источника углеводородного сырья в будущем, а также анализ закономерностей их территориального размещения и особенностей физико-химических свойств в современных реалиях. На основе анализа информации из базы данных по физико-химическим свойствам нефтей мира и пространственного распределения мировых запасов нефти показано, что треть нефтегазоносных бассейнов мира содержит запасы высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей, что подчеркивает новизну данной статьи и актуальность изучения данного типа нефти в современных и прогнозируемых условиях нефтедобычи. В статье представлены результаты систематизации данных о высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтях и установлены особенности распределения их запасов по странам. Показано, что более 80 % мировых запасов высокоасфальтеновых нефтей сосредоточено в Канаде, Венесуэле и России и более 85 % мировых запасов высокосмолистых нефтей — в Канаде и России. Около 94 % всех российских запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей сосредоточено в 3 нефтегазоносных бассейнах: Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском. Проведен статистический анализ физико-химических свойств высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей. Установлено, что нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол характеризуются высокой плотностью и вязкостью, высоким содержанием серы, азота и кислорода, а также ванадия и никеля.

Финансирование: Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031500048-1).

Благодарности: Авторы выражают благодарность Л.С. Борисовой за ценные замечания и предложения, способствовавшие улучшению статьи.

Для цитирования: Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Закономерности территориального размещения и физико-химические свойства нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 95–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108.

Oils rich in asphaltenes and resins: common factors of spatial distribution, physical and chemical properties

© 2022 | I.G. Yashchenko, Yu.M. Polishchuk

VolgoUralNIPiGaz, Orenburg, Russia; info@vunipigaz.ru;

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Division of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia; sric@ipc.tsc.ru; yupolishchuk@gmail.com

Received 23.04.2021

Revised 27.08.2021

Accepted for publication 29.10.2021

Key words: *high-asphaltene and high-resin oil; database; difficult-to-recover reserves; physical and chemical properties of oil.*

Abstract: The authors present evaluation of high-asphaltene and high-resin oil resources as a key source of hydrocarbon raw materials in future, as well as analysis of common factors of their spatial distribution and special features of physical and chemical properties in present-day realities. Basing on the analysis of information from the database of physical and chemical properties of world oils and spatial distribution of world oil reserves, the authors show that one third of oil and gas bearing basins in the world contain high-asphaltene and high-resin oil reserves. This fact places an emphasis on the novelty of this paper and relevance of studies of this type of oil in modern and predicted future oil production scenarios. The paper presents the results of systematization of data related to high-asphaltene and high-resin oils and reveals specific features of their reserves distribution across countries. It is shown that more than 80% of world high-asphaltene oil reserves occur in Canada, Venezuela, and Russia; and more than 85% of high-resin oils — in Canada and Russia. About 94% of Russian high-asphaltene and high-resin oils occur in three petroleum basins, they are: Volga-Urals, West Siberian, and Timan-Pechora. Statistical analysis of the physical and chemical properties of high-asphaltene and high-resin oils was carried out. Asphaltene- and resin-rich oils are found to have high density and viscosity, high sulphur, nitrogen and oxygen, as well as vanadium and nickel content.

Funding: The work was carried out within the framework of the state task of the Institute of Chemical Sciences of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (NIOKTR 121031500048-1).

Acknowledgements: The authors are grateful to L.S. Borisova for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

For citation: Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Oils rich in asphaltenes and resins: common factors of spatial distribution, physical and chemical properties. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(1):95–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108. In Russ.

Введение

Снижение запасов и объемов добычи легких нефтей в большинстве нефтедобывающих регионов мира привлекает в последнее время повышенный интерес к трудноизвлекаемым нефтям, в первую очередь к тяжелым и высоковязким нефтям, отличающимся высоким содержанием асфальтенов и смол, что вызывает существенные технологические осложнения как при их добыче и транспортировке, так и при переработке [1–4]. Заметим, что транспортировка таких нефтей по трубопроводам требует разработки специальных мер по предотвращению выпадения асфальто-смолисто-парафиновых отложений.

В последние годы появилось много публикаций о свойствах нефтей с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов. Высокую актуальность представляют исследования в области геохимии асфальтенов и смол по направлению разработки и совершенствования общей теории нефтидогенеза. В работах А.Ф. Добрянского, В.А. Успенского, Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, А.А. Карцева, О.А. Радченко, И.В. Гончарова, Г.Н. Гордадзе, В.Ф. Камьянова, А.К. Головки, Ал.А. Петрова, Б. Тиссо и других авторов рассматривались структуры асфальтенов и смол нефтей. Однако до настоящего времени асфальтены и смолы из-за сложности строения остаются менее всего изученными компонентами нефтей и битумов. Среди научных публикаций, посвященных изучению геохимии гетероциклических (асфальтены и смолы) компонентов нефтей, битумов и рассеянного ОВ, можно упомянуть работы Л.С. Борисовой [5–7], в которых описаны некоторые геохимические особенности состава и структуры смолисто-асфальтовых компонентов и пространственные закономерности изменения состава нефтей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). В работах [8, 9] приведены исследования геохимических особенностей асфальтенов и смол в тяжелых нефтях.

Особую важность для разработки месторождений Крайнего Севера, Западной и Восточной Сибири как основных центров российской нефтедобычи ближайшего будущего приобретает проблема образования асфальто-смолисто-парафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования в процессе эксплуатации нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений [10–12], что также стимулирует исследования свойств нефтей с высоким содержанием смол и асфальтенов.

Большой интерес ученых и практиков вызывают вопросы рационального использования

и поиск путей переработки нефтей с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, способствующих образованию кокса в процессе нефтепереработки. Это приводит к закоксовыванию поверхности катализаторов, что приносит большой экономический ущерб предприятиям нефтехимии и нефтепереработки. Переработка такого сырья требует совершенствования технологий переработки нефтей, что должно основываться на знаниях о составе, строении и свойствах гетероциклических компонентов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей, изучению которых посвящены работы отечественных и зарубежных исследователей ([13–15] и др.).

Учитывая сказанное, исследование особенностей физико-химических свойств нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол и закономерностей территориального размещения их запасов представляет значительный интерес.

Географические закономерности мирового распределения запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей

Согласно [16], высокоасфальтеновыми нефтями принято считать нефти с содержанием асфальтенов более 10 %, а высокосмолистыми — с содержанием смол более 13 %. Для проведения исследований авторы статьи основой выбрали информацию из базы данных по физико-химическим свойствам нефтей [16–19], которую активно развивают сотрудники Института химии нефти СО РАН. В базе данных в настоящее время представлено 34 889 образцов из 6434 месторождений 195 НГБ. Для проведения анализа использован массив данных из 2947 образцов высокосмолистых нефтей и 575 образцов высокоасфальтеновых нефтей (табл. 1).

На рис. 1 приведена схематическая карта размещения НГБ мира, содержащих высокоасфальтеновые нефти. Бассейны с высокоасфальтеновыми нефтями (48 бассейнов, или 1/4 общего числа НГБ на карте) распространены повсеместно, за исключением Австралии. В России в Баренцево-Карском, Лено-Вилуйском и Охотском НГБ высокоасфальтеновые нефти не обнаружены.

Рассмотрим особенности мирового распределения НГБ с высокосмолистыми нефтями (рис. 2) [20, 21]. Сравнение схем на рис. 1, 2 показывает, что почти все НГБ с высокоасфальтеновыми нефтями вошли в перечень бассейнов с высокосмолистыми нефтями, за исключением бассейнов арктического склона Аляски, Биг-Хорн, Реконкаву в Америке, Суэцкого залива в Африке и Турфанского в

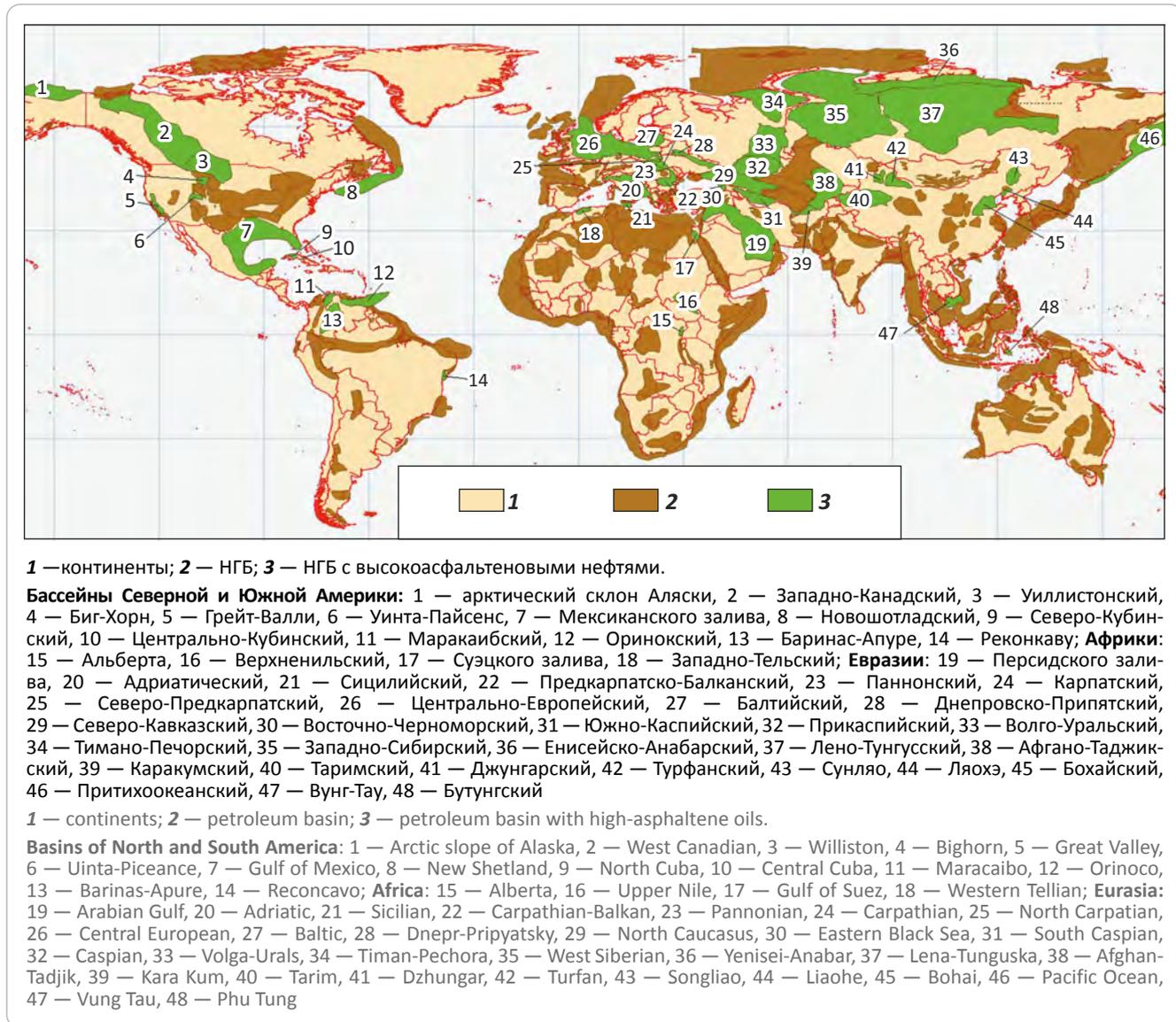
Табл. 1. Число описаний высокоасфальтеновой и высокосмолистой нефти в базе данных

Tab. 1. Number of high-asphaltene and high-resin oil descriptions in the database

Тип нефти	Объем выборки из базы данных	Число НГБ	Число месторождений
Высокоасфальтеновая (содержание асфальтенов > 10 %)	494	48	237
Высокосмолистая (содержание смол > 13 %)	2615	60	825

Рис. 1. Размещение НГБ с высокоасфальтеновыми нефтями

Fig. 1. Location of petroleum basins with high-asphaltene oils



Азии. Следовательно, бассейны с высокосмолистыми нефтями с большой вероятностью содержат и запасы высокоасфальтеновых нефтей.

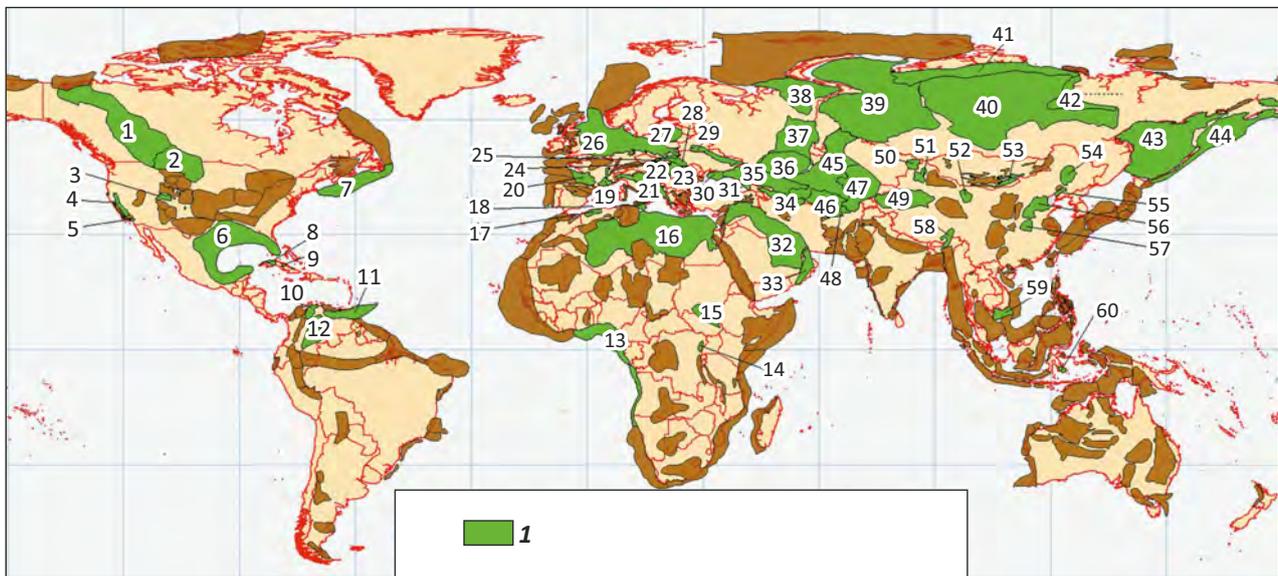
Проведен географический анализ информации из базы данных о распределении запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей по странам мира с использованием программно-инструментальных средств геинформационной системы ArcGIS (рис. 3, 4; табл. 2, 3). Установлено, что запасы высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей находятся на территории 36 и 40 стран соответ-

ственно. Канада — абсолютный лидер по объемам запасов таких нефтей, в Западно-Канадском НГБ выделяются уникальные месторождения: Атабаска, Пис-Ривер и Колд-Лейк (см. табл. 2). Далее следует Венесуэла с 1/10 мировых запасов высокоасфальтеновых нефтей, уникальные месторождения — Амака, Церро-Негро, Бочакеро, Тиа-Хуана и Хунин-3. Россия занимает третью позицию, здесь сосредоточено более 5 % мировых запасов. По запасам выделяются уникальные месторождения Федоровское и Северо-Комсомольское (Западно-Сибирский НГБ), Усинское и Ярегское (Тимано-Печорский НГБ)



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Размещение НГБ с высокосмолистыми нефтями
Fig. 2. Location of petroleum basins with high-resin oils



1 — НГБ с высокосмолистыми нефтями.

Бассейны Северной и Южной Америки: 1 — Западно-Канадский, 2 — Уиллистонский, 3 — Уинта-Пайсенс, 4 — Грейт-Валли, 5 — Лос-Анджелес, 6 — Мексиканского залива, 7 — Новошотландский, 8 — Северо-Кубинский, 9 — Центрально-Кубинский, 10 — Маракайбский, 11 — Оринокский, 12 — Баринас-Апуре; **Африки:** 13 — Гвинейского залива, 14 — Альберта, 15 — Верхненильский, 16 — Сахаро-Ливийский, 17 — Западно-Тельский; **Евразии:** 18 — Сицилийский, 19 — Ронский, 20 — Аквитанский, 21 — Адриатический, 22 — Паннонский, 23 — Предкарпатско-Балканский, 24 — Венский, 25 — Северо-Предкарпатский, 26 — Центрально-Европейский, 27 — Балтийский, 28 — Карпатский, 29 — Днепровско-Припятский, 30 — Северо-Крымский, 31 — Восточно-Черноморский, 32 — Персидского залива, 33 — Омано-Макранский, 34 — Южно-Каспийский, 35 — Северо-Кавказский, 36 — Прикаспийский, 37 — Волго-Уральский, 38 — Тимано-Печорский, 39 — Западно-Сибирский, 40 — Лено-Тунгусский, 41 — Енисейско-Анабарский, 42 — Лено-Вилнойский, 43 — Охотский, 44 — Притихоокеанский, 45 — Туранский, 46 — Амударьинский, 47 — Афгано-Таджикский, 48 — Каракумский, 49 — Таримский, 50 — Восточно-Казахстанский, 51 — Джунгарский, 52 — Преднанышанский, 53 — Восточно-Гобийский, 54 — Сунляо, 55 — Ляохэ, 56 — Бохайский, 57 — Хуаэйский, 58 — Ассамский, 59 — Вунг-Тау, 60 — Бутунгский.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — petroleum basins with high-resin oils.

Basins of North and South America: 1 — West Canadian, 2 — Williston, 3 — Uinta-Piceance, 4 — Great Valley, 5 — Los Angeles, 6 — Gulf of Mexico, 7 — New Shetland, 8 — North Cuba, 9 — Central Cuba, 10 — Maracaibo, 11 — Orinoco, 12 — Barinas-Apure; **Africa:** 13 — Gulf of Guinea, 14 — Alberta, 15 — Upper Nile, 16 — Sahara-Libyan, 17 — West Telsky; **Eurasia:** 18 — Sicilian, 19 — Rona, 20 — Akvitanian, 21 — Adriatic, 22 — Pannonian, 23 — Carpathian-Balkan, 24 — Viennese, 25 — North Carpatian, 26 — Central European, 27 — Baltic, 28 — Carpatian, 29 — Dnepr-Prityatsky, 30 — North Crimean, 31 — Eastern Black Sea, 32 — Arabian Gulf, 33 — Oman-Makran, 34 — South Caspian, 35 — North Caucasus, 36 — Caspian, 37 — Volga-Urals, 38 — Timan-Pechora, 39 — West Siberian, 40 — Lena-Tungusky, 41 — Yenisei-Anabarsky, 42 — Lena-Vilyuisky, 43 — Okhotsky, 44 — Pacific Ocean, 45 — Turansky, 46 — Amu Darya, 47 — Afghan-Tadjik, 48 — Kara Kum, 49 — Tarim, 50 — East Kazakhstan, 51 — Dzhungar, 52 — Nang Shan, 53 — Eastern Gobi, 54 — Songliao, 55 — Liaohe, 56 — Bohai, 57 — Huabei, 58 — Assam, 59 — Vung Tauy, 60 — Phu Tung.

For other Legend items see Fig. 1

и Арланское (Волго-Уральский НГБ) (см. табл. 2). В пятерку лидеров по запасам также вошли США и Казахстан (см. рис. 3). Указанные 5 стран обладают почти 95 % всех ресурсов высокоасфальтеновых нефтей в мире. Высокое содержание асфальтенов (более 10 %) в среднем отмечено в уникальных месторождениях: Атабаска, Пис-Ривер, Купарук-Ривер, Амака, Колд-Лейк и др. (см. табл. 2).

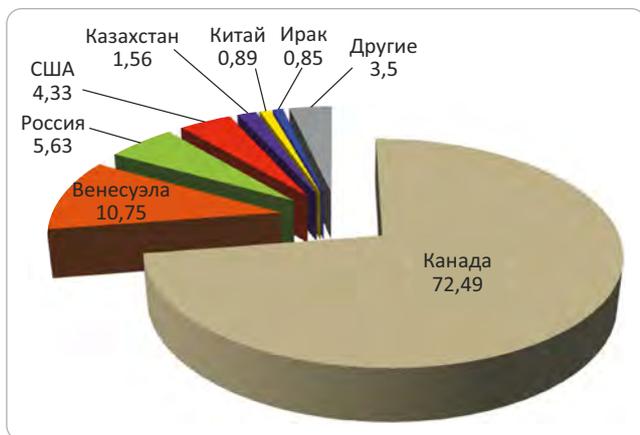
Наибольшие запасы высокосмолистых нефтей (более 86 %) сосредоточены на территории Канады и России (см. рис. 4). Около 12 % мировых запасов высокосмолистых нефтей — в Венесуэле, Китае, Казахстане и Кубе. В табл. 3 приведен перечень уникальных по своим запасам месторождений высокосмолистых нефтей, где также указаны

средние значения концентрации смол в залежах месторождения. В среднем сверхвысокосмолистые по классификации [16, 17] (содержание смол более 30 %) являются нефти месторождений Шэнли (Бохайский НГБ), Ляохэ (Ляохэ НГБ), Хунин-3 (Оринокский НГБ), Колд-Лейк (Западно-Канадский НГБ) и Ярегское (Тимано-Печорский НГБ).

Анализ закономерностей регионального размещения российских запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей

В России установлено 116 месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями из 7 НГБ: Волго-Уральского, Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Тунгусского, Притихоокеанского,

Рис. 3. Распределение запасов высокоасфальтеновых нефтей по странам мира, %
Fig. 3. Distribution of high-asphaltene oil reserves across the countries of the world, %



Северо-Кавказского и Тимано-Печорского. Лидерство по числу месторождений и образцов высокоасфальтеновых нефтей принадлежит Волго-Уральскому НГБ — 89 месторождений (более 76 % российских месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями), в Западно-Сибирском НГБ — 10 месторождений, в Тимано-Печорском НГБ — 9. Больше всего крупных месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями сосредоточено в Волго-Уральском НГБ. К уникальным месторождениям относятся Федоровское и Северо-Комсомольское (Западно-Сибирский НГБ), Усинское и Ярегское (Тимано-Печорский НГБ) и Арланское Волго-Уральского НГБ (табл. 4).

На территории Волго-Уральского НГБ 89 месторождений содержат высокоасфальтеновые нефти, что составляет 1/10 месторождений бассейна (920), представленных в базе данных (см. табл. 4). Установлено, что наибольшее число месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями находится в Татарстане (46 месторождений), по запасам они относятся в основном к средним и мелким. В Самарской области выявлено 14 месторождений (в том числе крупные по запасам Дмитриевское и Чубовское), в Пермском крае — 10 месторождений, в Ульяновской области — 6, в Башкортостане — 5, по 2 месторождения — в Удмуртии и Оренбургской области и по 1 месторождению — в Волгоградской, Кировской и Пензенской областях. Наибольшим содержанием асфальтенов в нефти в среднем характеризуются месторождения Татарстана и Самарской области, при этом особо выделяются Спиридоновское, Южно-Ромашкинское, Абдрахмановское, Репьевское, Мухарметовское, Дмитриевское и другие месторождения.

В Западно-Сибирском НГБ распределение месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями по регионам следующее: 6 месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (Верхне-Шапшинское, Ново-Ютымское, Угутское, Федоровское, Фроловское и Южно-Сургутское), 3 — Томской области (Восточно-Моисеевское, Нижне-Табаканское и Северное) и 1 — Ямало-Ненецкого автономного

Рис. 4. Распределение запасов высокосмолистых нефтей по странам мира, %
Fig. 4. Distribution of high-resin oil reserves across the countries of the world, %



округа (Северо-Комсомольское). Нефть Нижне-Табаканского месторождения отличается самым высоким по бассейну содержанием асфальтенов.

В Тимано-Печорском НГБ 6 из 9 месторождений находится в Ненецком автономном округе (Колвинское, Лапкотынское, Сихорейское, Тобойское, Хосолтинское и Южно-Торавейское), остальные 3 (Сидоровское, Усинское и Ярегское) — в Республике Коми.

На территории России выявлено 534 месторождения с высокосмолистыми нефтями, что составляет почти 65 % общего числа таких месторождений. Наибольшая часть расположена в Волго-Уральском НГБ — более 67 % (табл. 5). Остальная часть месторождений высокосмолистых нефтей распределяется следующим образом: более 13 % из них относится к Западно-Сибирскому НГБ, около 6 % — к Лено-Тунгусскому, примерно по 5 % — к Северо-Кавказскому и Тимано-Печорскому. Наибольшие запасы высокосмолистых нефтей и наибольшее число уникальных и крупных месторождений сосредоточено в двух НГБ — Волго-Уральском и Западно-Сибирском (см. табл. 5). Общий объем запасов в этих месторождениях составляет около 91 % российских запасов высокосмолистых нефтей.

На рис. 5, 6 представлены диаграммы распределения запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей по НГБ России, из которых видны различия в распределении запасов нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол. По запасам высокоасфальтеновых нефтей бассейны распределены следующим образом: в Западно-Сибирском НГБ находится более 55 % запасов российских высокоасфальтеновых нефтей, Тимано-Печорский и Волго-Уральский НГБ обладают практически одинаковыми запасами (по 22 %), в сумме запасы этих трех бассейнов составили 99 % российских запасов.

При анализе распределения запасов высокосмолистых нефтей по бассейнам России установлено (см. рис. 6), что их запасы в Волго-Уральском НГБ наибольшие — почти 51 % общероссийских ресур-

Табл. 2. Характеристика уникальных по запасам месторождений с высокоасфальтеновой нефтью

Tab. 2. Characteristics of high-asphaltene oil fields supergiant in terms of their reserves

Месторождение	НГБ	Страна	Среднее содержание асфальтенов в нефти, %
Амака	Ориноковский	Венесуэла	15,34
Хунин-3			14,27
Церро-Негро			11,25
Тиа-Хуана	Маракаибский		7,8
Бочакеро			7,62
Бач-Хо (Белый Тигр)	Вунг-Тау	Вьетнам	6,94
Ратави	Персидского залива	Ирак	10,4
Тюб-Караган	Северо-Кавказский	Казахстан	6,55
Каламкас	Прикаспийский		3,52
Пис-Ривер	Западно-Канадский	Канада	19,15
Атабаска			16,81
Колд-Лейк			14,32
Тахэ	Таримский	Китай	12,12
Ляохэ	Ляохэ		5,64
Арланское	Волго-Уральский	Россия	6,67
Северо-Комсомольское	Западно-Сибирский		4,38
Федоровское			2,32
Усинское	Тимано-Печорский		6,94
Ярегское			4,33
Купарук-Ривер	Арктического склона Аляски	США	18,96
Прадхо-Бей			5,86

сов высокосмолистых нефтей. В Западно-Сибирском бассейне сосредоточено более 1/3 российских запасов высокосмолистых нефтей. Тимано-Печорский, Лено-Тунгусский и Прикаспийский НГБ обладают приблизительно одинаковыми запасами (по 2–3 %). В остальных НГБ находятся в основном мелкие по запасам месторождения.

Как отмечено выше, основные запасы высокосмолистых нефтей в России сосредоточены в Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском НГБ. На территории Волго-Уральского НГБ 360 месторождений содержат высокосмолистые нефти (см. табл. 5), что составляет 39 % месторождений бассейна (920), представленных в базе данных. Следовательно, каждое третье месторождение характеризуется высоким содержанием смол в нефти. Наибольшими запасами обладают месторождения Башкортостана (Кинзебулатовское, Туймазинское, Новохазинское, Арланское, Николоберезовское, Юсуповское), Татарстана (Ромашкинское, Новоелховское, Бавлинское, Степноозерское, Бондюжное и др.), Пермского края, Удмуртии и Самарской области. Наиболее смолистыми в среднем являются нефти месторождений Татарстана и Самарской области (Ашальчинское, Ямашинское, Репьевское, Мухарметовское, Орлянокское, Беркет-Ключевское, Екатеринбургское, Иглайкинское, Новосуксинское, Салаушское и др.).

В Западно-Сибирском НГБ наибольшими запасами высокосмолистых нефтей обладают Самотлорское, Лянторское, Федоровское, Мамонтовское, Ван-Еганское месторождения Ханты-Мансийского автономного округа, Северо-Комсомольское и Русское месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа. Всего в базе данных содержится 162 образца высокосмолистых нефтей из 70 месторождений (см. табл. 5), что составило 7,6 % месторождений НГБ (918). Месторождения размещены в основном в центральной части Западно-Сибирского НГБ — в Ханты-Мансийском автономном округе и Томской области. Выявлено, что самыми смолистыми являются нефти Южно-Сургутского, Удачного, Усть-Балыкского, Западно-Сургутского месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе и Фестивального, Арчинского и Нюльгинского в Томской области.

В Тимано-Печорском НГБ находится около 3,5 % общероссийских запасов высокосмолистых нефтей. Всего на территории бассейна установлено 28 месторождений с высокосмолистыми нефтями (см. табл. 5), что составляет 16,6 % общего числа тимано-печорских месторождений (169). Месторождения размещены в основном в южной и восточной частях бассейна. Отметим, что наиболее смолистой оказалась нефть из Ярегского, Сидоровского, Усинского, Гансбергского,

Табл. 3. Характеристика уникальных по запасам месторождений с высокосмолистой нефтью

Tab. 3. Characteristics of high-resin oil fields supergiant in terms of their reserves

Месторождение	НГБ	Страна	Среднее содержание смол в нефти, %
Хунин-3	Ориноковский	Венесуэла	31,57
Церро-Негро			23,3
Бочакеро	Маракаибский		19,7
Тюб-Караган	Северо-Кавказский	Казахстан	27,4
Узень			13,14
Каламкас	Прикаспийский		12,69
Колд-Лейк	Западно-Канадский	Канада	30,68
Атабаска			27,99
Шэнли	Бохайский	Китай	37,8
Ляохэ	Ляохэ		34,21
Тахэ	Таримский		13,46
Реформа	Центрально-Кубинский	Куба	15,1
Новоказинское	Волго-Уральский	Россия	19,9
Арланское			18,83
Ромашкинское			17,23
Кинзебулатовское			14,1
Туймазинское			11
Чайкинское			10,55
Северо-Комсомольское	Западно-Сибирский		15,36
Ван-Еганское			13,06
Русское			11,66
Мамонтовское			9,4
Лянторское			9,18
Федоровское			9,12
Самотлорское	7,44		
Юрубчено-Тохомское	Лено-Тунгусский	5,39	
Астраханское	Прикаспийский	5,48	
Ярегское	Тимано-Печорский	30,25	
Усинское		16,87	

Южно-Торавейского и Западно-Тэбукского месторождений.

Анализ физико-химических свойств высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей

В табл. 6 приведен сравнительный анализ свойств и элементного состава мировых и российских высокоасфальтеновых нефтей. В целом высокоасфальтеновые нефти являются сверхтяжелы-

ми (изменение плотности от 0,92 до 0,96 г/см³) и сверхвязкими (> 500 мм²/с), относятся к классу нефтей с высоким содержанием смол, ванадия и никеля, со средним содержанием парафинов и серы, с низким содержанием фракций и нефтяного газа. Российские высокоасфальтеновые нефти отличаются более высоким содержанием смол, серы и кислорода, меньшим содержанием парафинов, асфальтенов, дизельных фракций, нефтяного газа, металлов.

Табл. 4. Распределение основных месторождений высокоасфальтеновых нефтей России**Tab. 4.** Occurrence of main high-asphaltene oil fields in Russia

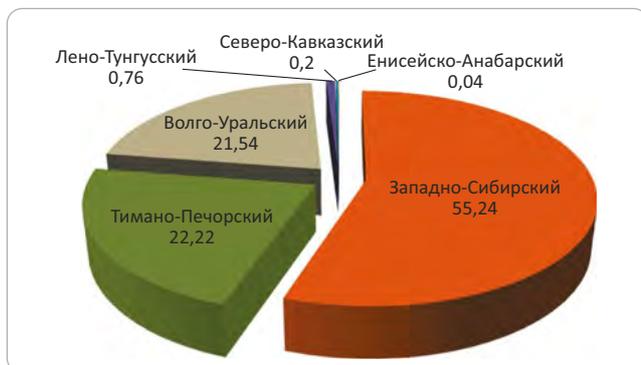
НГБ	Число месторождений с высокоасфальтеновой нефтью	Число образцов высокоасфальтеновой нефтью в базе данных	Уникальные и крупные месторождения
Волго-Уральский	89	193	Арланское, Чубовское, Аксубаево-Мокшинское, Дмитриевское, Бавлинское, Архангельское, Нурлатское, Павловское
Енисейско-Анабарский	1	3	–
Западно-Сибирский	10	10	Федоровское, Северо-Комсомольское, Южно-Сургутское
Лено-Тунгусский	5	28	Ербогаченское
Притихоокеанский	1	1	–
Северо-Кавказский	1	1	–
Тимано-Печорский	9	21	Усинское, Ярегское

Табл. 5. Распределение основных месторождений высокосмолистых нефтей России**Tab. 5.** Occurrence of main high-resin oil fields in Russia

НГБ	Число месторождений с высокосмолистыми нефтями	Число образцов высокосмолистых нефтей	Уникальные и крупные месторождения с высокосмолистыми нефтями
Балтийский	2	2	–
Волго-Уральский	360	1446	Кинзебулатовское, Ромашкинское, Чайкинское, Новоелховское, Туймазинское, Новогазинское, Арланское, Оренбургское, Николоберезовское, Мухановское, Вятское, Юсуповское, Ишимбайское, Шаповское, Чубовское, Гремихинское, Дмитриевское, Чутырско-Киенкопское, Манчаровское, Бавлинское, Радаевское, Степноозерское, Якушкинское, Мишкинское, Бондюжское, Аксеновское, Уньвинское, Осинское, Архангельское, Нурлатское, Павловское, Москудынское
Днепровско-Припятский (Россия)	1	1	–
Енисейско-Анабарский	3	6	–
Западно-Сибирский	70	162	Самотлорское, Лянторское, Федоровское, Мамонтовское, Ван-Еганское, Северо-Комсомольское, Русское, Сургутское, Новопортовское, Покачевское, Малобалыкское, Тагульское, Западно-Сургутское, Южно-Сургутское, Усть-Балыкское, Первомайское, Ай-Яунское, Крапивинское, Фестивальное, Быстринское, Майское
Лено-Вилюйский	5	9	–
Лено-Тунгусский	31	109	Юрубчено-Тохомское, Верхнечонское, Куюмбинское, Талаканское, Даниловское, Чаяндинское, Средне-Ботуобинское, Ербогаченское, Верхневилучанское, Иреляжское
Охотский	6	20	Чайво-море, Охинское
Прикаспийский (Россия)	3	4	Астраханское
Притихоокеанский	3	4	–
Северо-Кавказский (Россия)	22	46	Ахтырско-Бугундырское
Северо-Крымский	1	1	–
Тимано-Печорский	28	101	Усинское, Ярегское, Наульское, Западно-Тэбукское, Пашинское, Торавейское, Хасырейское

Рис. 5. Распределение запасов высокоасфальтеновых нефтей по НГБ России, %

Fig. 5. Distribution of high-asphaltene oil reserves across the Russian petroleum basins, %



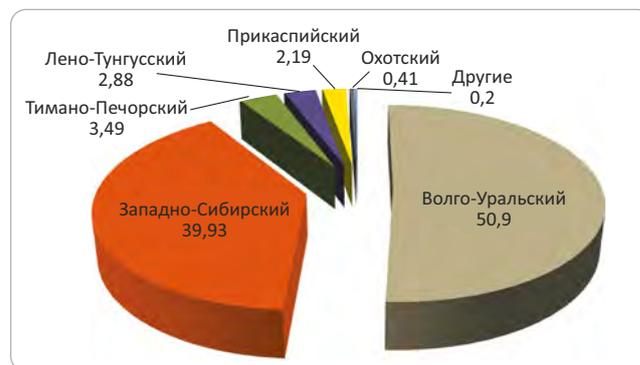
В табл. 7 представлена информация о средних значениях физико-химических характеристик высокосмолистых нефтей. Их плотности как в России, так и в остальном мире практически не отличаются и относятся к классу «повышенной плотности» (0,88–0,92 г/см³) и к подклассу «сверхвязкой нефти» (изменение вязкости > 500 мм²/с), но для российских высокосмолистых нефтей вязкость меньше почти в 6 раз. Установлено, что для российских высокосмолистых нефтей характерно меньшее содержание парафинов (почти в 1,7 раза), смол, асфальтенов и пластовых газов (почти в 2 раза). Элементный состав высокосмолистых нефтей России заметно отличается от среднемирового по содержанию серы, кислорода и азота: российские высокосмолистые нефти более сернистые — содержание серы в 1,6 раз выше, содержание кислорода в 1,2 раза выше, концентрация азота на 26 % ниже по сравнению с элементным составом среднемировых высокосмолистых нефтей. В среднем для всех высокосмолистых нефтей характерны: низкая насыщенность нефтяным газом, низкое содержание дизельных фракций и повышенное содержание ванадия и никеля.

В табл. 8 приведена общая характеристика информации из базы данных о физико-химических свойствах высокоасфальтеновых нефтей на территории России — в Западно-Сибирском, Волго-Уральском и Тимано-Печорском НГБ. Сравнительный анализ показал, что самыми тяжелыми и вязкими являются высокоасфальтеновые нефти Волго-Уральского НГБ. Содержание смол, асфальтенов, серы, кислорода, азота и металлов также самое высокое в нефти Волго-Уральского НГБ, однако отмечается низкое содержание дизельных фракций и нефтяного газа. Западно-сибирские высокоасфальтеновые нефти характеризуются более низкими значениями плотности и вязкости, концентраций парафинов, смол, асфальтенов, гетероатомов, повышенным содержанием фракций и газов. Для тимано-печорских высокоасфальтеновых нефтей типичны самые высокие содержания парафинов.

Высокосмолистые нефти рассматриваемых бассейнов по своим физическим и химическим свойствам отличаются тем, что западно-сибирские

Рис. 6. Распределение запасов высокосмолистых нефтей по НГБ России, %

Fig. 6. Distribution of high-resin oil reserves across the Russian petroleum basins, %



нефти наименее вязкие по сравнению с нефтями Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ, характеризуются наименьшим содержанием смол, серы и асфальтенов, кислорода, азота, ванадия и никеля (табл. 9). Однако содержание парафинов в высокосмолистой нефти Западно-Сибирского НГБ является самым высоким, а у тимано-печорских нефтей — самым низким (меньше почти в 2 раза по сравнению с высокосмолистыми нефтями Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ). Выявлено, что высокосмолистые нефти Западно-Сибирского НГБ отличаются большим содержанием фракций н. к. 300 и 350 °С и нефтяного газа (выше почти на порядок), но меньшим содержанием смол. Коксуемость также самая низкая. Следовательно, чем меньше смол в нефти (на примере западно-сибирских высокосмолистых нефтей), тем меньшую вязкость, концентрацию серы, асфальтенов, кислорода и азота, металлов, но большее содержание дизельных фракций, твердых парафинов и газа имеют эти нефти.

Отметим, что нефти Тимано-Печорского НГБ являются самыми вязкими. Вязкость тимано-печорских нефтей в 36 раз выше вязкости нефтей Западно-Сибирского НГБ и в 6 раз — волго-уральских нефтей. Тимано-печорские высокосмолистые нефти отличаются от волго-уральских и западно-сибирских высокосмолистых нефтей также тем, что они относятся к нефтям со средней плотностью, т. е. не являются тяжелыми и характеризуются обедненным содержанием фракций и нефтяного газа и высокой коксуемостью и повышенным содержанием азота (почти в 2 раза).

Особенность волго-уральских высокосмолистых нефтей в том, что они являются самыми тяжелыми, содержание серы и парафинов в них практически в 2 раза выше их содержания в тимано-печорских высокосмолистых нефтях, а содержание асфальтенов в 2 раза выше, чем в западно-сибирских высокосмолистых нефтях (см. табл. 9). Содержание кислорода и металлов также высокое.

Известно [5–7], что гетероатомы в основном сосредоточены в смолисто-асфальтеновых компонентах. Количественный анализ содержания

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 6. Физико-химические свойства мировых и российских высокоасфальтеновых нефтей

Tab. 6. Physical and chemical properties of world and Russian high-asphaltene oils

Физико-химические показатели	Высокоасфальтеновые нефти			
	среднемировые (кроме России)		России	
	среднее значение	объем выборки	среднее значение	объем выборки
<i>Физические показатели</i>				
Плотность, г/см ³	0,9543	202	0,9522	159
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	22372,81	42	3236,59	64
<i>Химические показатели</i>				
Содержание, %				
парафинов	4,22	101	3,30	81
смол	23,95	161	29,16	229
асфальтенов	17,87	236	16,31	257
серы	2,82	191	3,35	153
кислорода	3,10	11	5,37	27
азота	0,85	59	0,66	45
фракции н. к. 200 °С	11,63	14	9,64	20
фракции н. к. 300 °С	24,94	14	24,82	20
фракции н. к. 350 °С	28,82	12	29,81	15
ванадия	0,0551	52	0,0498	38
никеля	0,0082	47	0,0074	34
Газосодержание в нефти, м ³ /т	41,88	29	21,47	23
Коксуемость, %	16,16	68	13,92	33

Табл. 7. Физико-химические свойства мировых и российских высокосмолистых нефтей

Tab. 7. Physical and chemical properties of world and Russian high-resin oils

Физико-химические показатели	Среднемировые высокосмолистые нефти (кроме России)		Высокосмолистые нефти России	
	среднее значение	объем выборки	среднее значение	объем выборки
<i>Физические показатели</i>				
Плотность, г/см ³	0,9179	607	0,9036	1634
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	3513	179	585,77	1027
<i>Химические показатели</i>				
Содержание, %				
парафинов	6,45	473	3,86	1245
смол	22,77	676	22,22	1910
асфальтенов	6,95	558	5,78	1834
серы	1,46	534	2,38	1486
кислорода	1,41	86	1,8	136
азота	0,46	206	0,34	470
фракции н. к. 200 °С	11,48	164	15,8	308
фракции н. к. 300 °С	27,17	164	32,09	312
фракции н. к. 350 °С	32,1	119	38,51	247
ванадия	0,043	124	0,0433	243
никеля	0,0149	99	0,0082	186
Газосодержание в нефти, м ³ /т	89,55	134	48,01	522
Коксуемость, %	7,77	225	6,96	600

Табл. 8. Физико-химические свойства высокоасфальтеновых нефтей основных НГБ России
Tab. 8. Physical and chemical properties of high-asphaltene oils in main petroleum basins of Russia

Показатели	Волго-Уральский НГБ		Западно-Сибирский НГБ		Тимано-Печорский НГБ	
	объем выборки	среднее значение	объем выборки	среднее значение	объем выборки	среднее значение
<i>Физические показатели</i>						
Плотность, г/см ³	127	0,9581	7	0,9077	18	0,9419
Вязкость, мм ² /с	53	3785,34	2	40,78	7	813,52
<i>Химические показатели</i>						
Содержание, %						
парафинов	57	3,36	6	3,25	13	3,6
смол	167	30,58	9	13,84	21	20,21
асфальтенов	193	16,63	10	11,55	21	12,03
серы	112	3,91	10	1,39	18	2,1
кислорода	16	5,84	3	3,15	2	3,24
азота	29	0,72	5	0,22	5	0,52
фракции н. к. 200 °С	16	9,91	2	5,89	5	10,8
фракции н. к. 300 °С	16	21,76	2	45,89	6	26,2
фракции н. к. 350 °С	13	26,85	1	72,19	5	35,59
ванадия	30	0,0597	–	–	8	0,0125
никеля	27	0,0076	–	–	7	0,0064
Газосодержание в нефти, м ³ /т	20	17,27	1	57	1	22,4
Коксуемость, %	32	13,98	–	–	1	12,02

серы, кислорода и азота в высокосмолистых нефтях Волго-Уральского, Западно-Сибирского, Тимано-Печорского НГБ подтверждает эту закономерность, а именно: содержание смол и асфальтенов в высокосмолистых нефтях Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ более высокое по сравнению с западно-сибирскими высокоасфальтеновыми нефтями, концентрация серы, кислорода и азота в этих нефтях также высокое. Высокосмолистые нефти Западно-Сибирского НГБ характеризуются низкими содержаниями смол и асфальтенов, гетероатомы тоже отличаются низким содержанием (содержание

серы, кислорода и азота в 2 раза ниже по сравнению с волго-уральскими высокосмолистыми нефтями) (табл. 9).

Отметим, что во многих литературных источниках тяжелые нефти однозначно отождествляются с нефтями с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов. Однако приведенный в настоящей статье анализ показывает, что только 70,5 % высокоасфальтеновых и 64,7 % высокосмолистых нефтей являются одновременно и тяжелыми нефтями. Остальные нефти относятся в основном к нефтям со средней плотностью. Поэтому приве-

Табл. 9. Физико-химические свойства высокосмолистых нефтей основных НГБ России

Tab. 9. Physical and chemical properties of high-resin oils in main petroleum basins of Russia

Показатели	Высокосмолистые нефти					
	Волго-Уральский НГБ		Западно-Сибирский НГБ		Тимано-Печорский НГБ	
	объем выборки	среднее значение	объем выборки	среднее значение	объем выборки	среднее значение
<i>Физические показатели</i>						
Плотность, г/см ³	1267	0,905	27	0,8916	84	0,8304
Вязкость, мм ² /с	886	442,9	60	76	28	2752,66
<i>Химические показатели</i>						
Содержание, %						
парафинов	942	4,08	134	4,14	52	2,29
смол	1446	22,73	162	17,60	101	21,54
асфальтенов	1394	6,17	156	3	96	5,78
серы	820	2,74	130	1,38	65	1,63
кислорода	77	1,88	28	0,77	18	1,34
азота	364	0,35	65	0,2	21	0,5
фракции н. к. 200 °С	234	16,71	34	15,77	5	10,8
фракции н. к. 300 °С	235	32,54	34	33,25	6	26,2
фракции н. к. 350 °С	194	38,39	25	42,83	5	35,59
ванадия	195	0,0524	25	0,0046	15	0,0117
никеля	156	0,0094	15	0,0013	8	0,0043
Газосодержание в нефти, м ³ /т	469	33,24	31	269,9	9	19,89
Коксуемость, %	534	7,18	25	5,12	5	8,5

денные в статье результаты относятся к высокоасфальтеновым и высокосмолистым нефтям и лишь в определенной степени — к тяжелым нефтям.

Заключение

Исследовано распределение ресурсов нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол. Показано, что число НГБ, на территории которых есть высокоасфальтеновые и высокосмолистые нефти, составляет примерно 1/3 общего их числа. Установлено, что более 72 % мировых запасов высокоасфальтеновых и 43 % высокосмолистых нефтей сосредоточено на территории Канады. Наибольшие запасы российских высокоасфальтеновых нефтей находятся в Западно-Сибирском НГБ, а высокосмолистых нефтей (почти 51 %) — на территории Волго-Уральского НГБ.

Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств среднемировых и российских высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей. Показано, что эти нефти как в России, так и в мире

в среднем являются тяжелыми (0,88–0,92 г/см³), высоковязкими (> 500 мм²/с), сернистыми (1–3 %), среднепарафинистыми (1,5–6 %) и парафинистыми (> 6 %), асфальтеновыми (3–10 %) и высокосмолистыми (> 13 %), имеют сравнительно низкое содержание дизельных фракций. Однако российские высокоасфальтеновые и высокосмолистые нефти оказываются в среднем менее тяжелыми (а высокосмолистые нефти Тимано-Печорского НГБ имеют даже среднюю плотность) и менее вязкими, с меньшим содержанием парафинов, смол, асфальтенов и азота, но с большей концентрацией серы, дизельных фракций и нефтяного попутного газа.

Выявлены особенности физико-химических свойств высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей отдельных российских НГБ — Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского — обладающих наибольшими запасами российских нефтей с высоким содержанием асфальтосмолистых компонентов.

Литература

1. Дорохин В.П., Палий А.О. Состояние и перспективы добычи тяжелых и битуминозных нефтей в мире // Нефтепромышленное дело. – 2004. – № 5. – С. 47–50.
2. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. – 2005. – № 1. – С. 53–59.
3. Запивалов Н.П. Геолого-технологические особенности эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 57–59.

4. Максutow P.A., Орлов Г.И., Осипов А.В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.
5. Борисова Л.С. Геохимические особенности состава и структуры смолистых компонентов нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 120–128.
6. Борисова Л.С., Фурсенко Е.А. Влияние процессов биодеградациии на состав и строение асфальтенов нефтей Западной Сибири // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 4. – С. 301–307. DOI: 10.18599/grs.2018.4.301-307.
7. Borisova L.S. The origin of asphaltenes and main trends in evolution of their composition during lithogenesis // Petroleum Chemistry. – 2019. – Т. 59. – № 10. – С. 1118–1123. DOI: 10.1134/S0965544119100037.
8. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N., Yusupova T.N. Distribution features of biomarker hydrocarbons in asphaltene thermolysis products of different fractional compositions (using as an example oils from carbonate deposits of Tatarstan oilfields) // Petroleum Chemistry. – 2015. – Т. 55. – № 1. – С. 22–31. DOI: 10.1134/S0965544115010053.
9. Ok S., Rajasekaran N., Sabti M.A., Joseph G.A. Spectroscopic analysis of crude oil asphaltenes at molecular level // Petroleum Chemistry. – 2020. – Т. 60. – № 7. – С. 802–809. DOI: 10.1134/S0965544120070117.
10. Устькaчкинцев Е.Н., Мелехин С.В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 18. – С. 61–70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7.
11. Антониади Д.Г., Гапоненко А.М., Вартумян Г.Т., Стрельцова Ю.Г. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: учеб. пособие. – М-Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 421 с.
12. Ilyin S.O., Pakhmanova O.A., Kostyuk A.V., Antonov S.V. Effect of the asphaltene, resin, and wax contents on the physicochemical properties and quality parameters of crude oils // Petroleum Chemistry. – 2017. – Т. 57. – № 6. – С. 1141–1143. DOI: 10.1134/S0965544117060160.
13. Voronetskaya N.G., Pevneva G.S., Korneev D.S., Golovko A.K. Influence of asphaltenes on the direction of thermal transformations of heavy oil hydrocarbons // Petroleum Chemistry. – 2020. – Т. 60. – № 2. – С. 166–173. DOI: 10.1134/S0965544120020103.
14. Антипенко В.Р. Термические превращения высокосернистого природного асфальтита: геохимические и технологические аспекты. – Новосибирск : Наука, 2013. – 184 с.
15. Чешкова Т.В., Коваленко Е.Ю., Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин П.С. Состав и строение смолистых компонентов тяжелой нефти месторождения Усинское // Нефтехимия. – 2017. – Т. 57. – № 1. – С. 33–40. DOI: 10.1134/S0965544117010054.
16. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Classification Approach to Assay of Crude Oils with Different Physicochemical Properties and Quality Parameters // Petroleum Chemistry. – 2019. – Т. 59. – № 10. – С. 1161–1168. DOI: 10.1134/S0965544119100116.
17. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Classification of poorly recoverable oils and analysis of their quality characteristics (Reviews) // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2016. – Т. 52. – № 4. – С. 434–444. DOI: 10.1007/s10553-016-0727-9.
18. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. – 2000. – № 2. – С. 49–51.
19. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004. – № 2. – С. 18–28.
20. Polichtchouk Yu.M., Yashchenko I.G. The regular of variations in resin and asphaltene contents in Eurasian oils // Russian Geology and Geophysics. – 2003. – Т. 44. – № 7. – С. 695–701.
21. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. География высокосмолистых нефтей и особенности их физико-химических свойств // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 99–102.

References

1. Dorokhin V.P., Palii A.O. Sostoyanie i perspektivy dobychi tyazhelykh i bituminoznykh neftei v mire [Heavy and bituminous oil: current state and future trends of world oil production]. *Neftpromyslovoe delo*. 2004;(5):47–50. In Russ.
2. Gavrilov V.P. Conception of “petroleum era” extension of Russia. *Geologiya nefi i gaza*. 2005;(1):53–59. In Russ.
3. Zapivalov N.P. Geological and technological features of effective exploration of difficult to extract resources. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2005;(6):57–59. In Russ.
4. Maksutov R.A., Orlov G.I., Osipov A.V. Osvoenie zapasov vysokovязkikh neftei v Rossii. *Tekhnologii TEK*. 2005;(6):36–40. In Russ.
5. Borisova L.S. Geochemical features of composition and texture of resin components for oils of West Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2014;(1):120–128. In Russ.
6. Borisova L.S., Fursenko E.A. Effect of biodegradation processes on the composition and structure of asphaltenes in West Siberian oils. *Georesursy*. 2018;20(4):301–307. DOI:10.18599/grs.2018.4.301-307. In Russ.
7. Borisova L.S. The origin of asphaltenes and main trends in evolution of their composition during lithogenesis. *Petroleum Chemistry*. 2019;59(10):1118–1123. DOI: 10.1134/S0965544119100037.
8. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N., Yusupova T.N. Distribution features of biomarker hydrocarbons in asphaltene thermolysis products of different fractional compositions (using as an example oils from carbonate deposits of Tatarstan oilfields). *Petroleum Chemistry*. 2015;55(1):22–31. DOI: 10.1134/S0965544115010053.
9. Ok S., Rajasekaran N., Sabti M.A., Joseph G.A. Spectroscopic analysis of crude oil asphaltenes at molecular level. *Petroleum Chemistry*. 2020;60(7):802–809. DOI: 10.1134/S0965544120070117.
10. Ustkachintcev E.N., Melekhin S.V. Determination of the efficiency of wax deposition prevention methods. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2016;15(18):61–70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18. In Russ.
11. Antoniad D.G., Gaponenko A.M., Vartumyan G.T., Strel'tsova Yu.G. Sovremennye tekhnologii intensivatsii dobychi vysokovязkoi nefi i otsenka effektivnosti ikh primeneniya: ucheb. posobie [Modern technologies of enhancement of high-viscous oil production and their efficiency: textbook]. Moscow; Vologda: Infra-Inzheneriya; 2019. 421 p. In Russ.

12. Ilyin S.O., Pakhmanova O.A., Kostyuk A.V., Antonov S.V. Effect of the asphaltene, resin, and wax contents on the physicochemical properties and quality parameters of crude oils. *Petroleum Chemistry*. 2017;57(6):1141–1143. DOI: 10.1134/S0965544117060160.
13. Voronetskaya N.G., Pevneva G.S., Korneev D.S., Golovko A.K. Influence of asphaltenes on the direction of thermal transformations of heavy oil hydrocarbons. *Petroleum Chemistry*. 2020;60(2):166–173. DOI: 10.1134/S0965544120020103.
14. Antipenko V.R. Termicheskie prevrashcheniya vysokosernistogo prirodnogo asfal'tita: Geokhimicheskie i tekhnologicheskie aspekty [Thermal transformations of high-sulphur natural asphaltite: geochemical and technological aspects]. Novosibirsk: Nauka; 2013. 184 p. In Russ.
15. Cheshkova T.V., Kovalenko E.Y., Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Composition and structure of resinous components of heavy oil from the Usa oilfield. *Petroleum Chemistry*. 2017;57(1):31–38. DOI: 10.1134/S0965544117010054. In Russ.
16. Yashchenko I.G., Polishchuk Y.M. Classification Approach to Assay of Crude Oils with Different Physicochemical Properties and Quality Parameters. *Petroleum Chemistry*. 2019;59(10):1161–1168. DOI: 10.1134/S0965544119100116.
17. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Classification of poorly recoverable oils and analysis of their quality characteristics (Reviews). *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2016;52(4):434–444. DOI: 10.1007/s10553-016-0727-9.
18. An V.V., Kozin E.S., Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Baza dannykh po khimii nefti i perspektivy ee primeneniya v geokhimicheskikh issledovaniyakh [Database of petroleum chemistry and future trends of its use in geochemical investigations]. *Geologiya nefi i gaza*. 2000;(2):49–51. In Russ.
19. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Geostatisticheskii analiz raspredeleniya neftei po ikh fiziko-khimicheskim svoistvam [Geostatistical analysis of oils classification according to their physical and chemical properties]. *Geoinformatika*. 2004;(2):18–28. In Russ.
20. Polichtchouk Yu.M., Yashchenko I.G. The regular of variations in resin and asphaltene contents in Eurasian oils. *Russian Geology and Geophysics*. 2003;44(7):695–701.
21. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Geografiya vysokosmolistykh neftei i osobennosti ikh fiziko-khimicheskikh svoistv [High-resin oils: geography and special features of their physical and chemical properties // Izvestiya Tomskogo Politekhnikheskogo Universiteta (Bulletin of Tomsk Polytechnic University)]. *Izvestiya Tomskogo politekhnikheskogo universiteta*. 2011;318(1):99–102. In Russ.

Информация об авторах

Ященко Ирина Германовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения
Российской академии наук»,

634055 Томск, пр-т Академический, д. 4

e-mail: sric@ipc.tsc.ru

ORCID ID: 0000-0001-6736-8780

Scopus ID: 650 656 4857

Researcher ID: D-9401-2014

Полищук Юрий Михайлович

Доктор физико-математических наук, профессор,
главный научный сотрудник

ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения Россий-
ской академии наук»,

634055 Томск, пр-т Академический, д. 4

e-mail: yupolishchuk@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-4944-4919

Scopus ID: 670 174 4203

ResearcherID: D-5649-2014

Information about authors

Irina G. Yashchenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Division
of the Russian Academy of Sciences,

4, Akademicheskyy prospekt, Tomsk, 634055, Russia

e-mail: sric@ipc.tsc.ru

ORCID ID: 0000-0001-6736-8780

Scopus ID: 650 656 4857

ResearcherID: D-9401-2014

Yurii M. Polishchuk

Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor,
Chief Researcher

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Division of the Russian
Academy of Sciences,

4, Akademicheskyy prospekt, Tomsk, 634055, Russia

e-mail: yupolishchuk@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-4944-4919

Scopus ID: 670 174 4203

ResearcherID: D-5649-2014