

И. Г. Ященко (к.г.-м.н., в.н.с.), Ю. М. Полищук (д.ф.-м.н., проф., гл.н.с.)

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ

*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской Академии наук,
Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефтей
634055, г. Томск, Академический пр., 4; e-mail: sric@ipc.tsc.ru*

I. G. Yashchenko, Yu. M. Polishchuk

PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES OF OILS WITH HIGH PARAFFIN CONTENT IN THE RUSSIAN ARCTIC ZONE

*Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Science
4, Akademicheskij Prospekt Str., 634055, Tomsk, Russia; e-mail: e-mail: sric@ipc.tsc.ru*

Проведен анализ особенностей свойств парафинистых нефтей в Арктике и на неарктической территории России. Показано, что арктические нефти по химическим характеристикам отличаются от неарктических более низким (приблизительно в 2 раза) содержанием серы, смол, асфальтенов и азота. Сопоставление свойств парафинистых нефтей, залегающих в европейской и азиатской частях Российской Арктики, показало, что европейские нефти имеют более высокое содержание серы, асфальтенов, азота и металлов, а азиатские – большее содержание парафинов. Рассмотрены физико-химические свойства парафинистой нефти Арктики в зависимости от проницаемости и пористости продуктивных пластов. Показано, что нефти в среднепроницаемых коллекторах по сравнению с нефтями из низкопроницаемых пластов имеют меньшее содержание серы (в 1.5 раза), парафинов (на 11%), смол (на 26%) и асфальтенов (на 13%).

Ключевые слова: Арктическая зона России; высокопарафинистые нефти; запасы; месторождение; нефтегазоносный бассейн; трудноизвлекаемые нефти; физико-химические свойства нефти.

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

Для России Арктика становится одной из главных движущих сил развития энергетических и других секторов экономики. В государственной политике Российской Федерации разработка перспективных арктических месторождений нефти и газа признается основой стабильного экономического роста, а также драйвером разработки и вне-

The analysis of the properties of paraffinic oils in the Arctic and non-Arctic territory of Russia has been carried out. It is shown that the chemical characteristics of arctic oils differ from non-arctic ones by a lower content (approximately 2 times) of sulfur, resins, asphaltene and nitrogen. A comparison of the properties of paraffinic oils occurring in the European and Asian parts of the Russian Arctic showed that European oils have a higher content of sulfur, asphaltene, nitrogen and metals, and Asian oils have a higher content of paraffins. The physicochemical properties of paraffinic oil from the Arctic are considered depending on the permeability and porosity of productive formations. It is shown that oils in medium-permeable reservoirs, compared with oils from low-permeability reservoirs, have a lower content of sulfur (by 1.5 times), paraffins (by 11%), resins (by 26%) and asphaltene (by 13%).

Key words: Arctic zone of Russia; hard-to-recover oils; high-paraffin oils; reserves; oilfield; oil-bearing basin; physico-chemical properties of oils.

The work was carried out within the framework of the state task of the Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project no.121031500048-1).

дрения инновационных технологических решений^{1, 2}. Крупномасштабное освоение нефтегазовых ресурсов, являясь ключевым фактором развития регионов Арктической зоны России (АЗР), позволяет не только решать отраслевые и инфраструктурные задачи, но и способствовать социально-экономическому развитию арктических территорий³.

Дата поступления 12.11.22

Суровые погодно-климатические и сложные горно-геологические условия предопределяют и сложность реализации проектов по освоению отечественных ресурсов углеводородов в Арктике⁴. Нефть арктических месторождений по физико-химическим свойствам и/или условиям залегания относится к виду трудноизвлекаемых запасов⁴⁻⁶ и требует принципиально новых технологических решений и значительных финансовых вложений для ее добычи. При разработке месторождений в Арктической зоне России (АЗР) в условиях низких температур особенно высоки риски возникновения осложнений при добыче и транспортировке. Одним из значимых рисков является образование парафиновых отложений на элементах погружного и наземного оборудования, что ухудшает технологические параметры работы оборудования, тем самым увеличивая себестоимость добычи парафинистых нефтей (ПН) и создавая значительные риски производства, в т. ч. экологические⁷⁻⁹.

Основную часть нефтяных ресурсов АЗР составляют тяжелые и парафинистые нефти, последние из которых являются наименее изученными. Их свойства рассматриваются лишь в единичных публикациях, в частности^{5,6}, и недостаточно полно, что затрудняет оценку как их запасов, перспектив и условий освоения, так и разработку технологических решений в области добычи и транспортировки арктической нефти. Поэтому важной задачей становится более полное и последовательное исследование особенностей физико-химических свойств арктических ПН. В связи с этим целью работы является изучение особенностей физико-химических свойств располагающихся в Арктической зоне России нефтей с высоким содержанием парафинов.

Материалы и методы исследования

Для изучения особенностей физико-химических свойств нефтей применялись методы статистического анализа данных и геоинформационных систем. Исследования проведены на основе информации из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей мира¹⁰, в которой в настоящее время содержатся информационные описания 40 000 образцов нефти из 6631 месторождений 195 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на разных континентах. Объектом исследования явилась арктическая нефть с высоким содержанием парафинов (более 6% мас.), которую в соответствии с классификацией нефтей^{10,11} будем далее называть парафинистой нефтью.

Для исследования особенностей свойств парафинистых нефтей нами на основе информации из указанной выше БД сформирована выборка из 1578 образцов парафинистых нефтей России.

Рассмотрим соотношение числа месторождений с ПН в АЗР и на территории вне Российской Арктики, которую будем для определенности называть неарктической зоной, а нефти и месторождения в этой зоне – неарктическими. Согласно информации из БД, в АЗР в границах Баренцево-Карского, Восточно-Арктического, Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Виллюйского, Лено-Тунгусского, Пенжинского, Притихоокеанского, Тимано-Печорского, Усть-Индигоирского и Южно-Чукотского нефтегазоносных бассейнов располагаются 802 месторождения углеводородов. Больше всего арктических месторождений находится в Западно-Сибирском бассейне – 578, 165 – в Тимано-Печорском НГБ, 29 – в Енисейско-Анабарском бассейне, 15 – в Лено-Тунгусском НГБ, 7 месторождений в Притихоокеанском, 6 – в Баренцево-Карском и 2 месторождения в Лено-Виллюйском НГБ.

Всего в России установлено по данным БД 550 месторождений с парафинистыми нефтями из 11 НГБ: Балтийского, Волго-Уральского (ВУНГБ), Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского (ЗСНГБ), Лено-Виллюйского, Лено-Тунгусского, Охотского, Прикаспийского (Россия), Притихоокеанского, Северо-Кавказского (Россия) и Тимано-Печорского (ТПНГБ). Согласно информации из БД, в АЗР находится 97 месторождений с ПН: 2 – в Енисейско-Анабарском, 46 – в Западно-Сибирском, 1 – в Лено-Виллюйском, 3 – в Притихоокеанском, 45 – в Тимано-Печорском НГБ. Распределение месторождений с ПН по бассейнам и административным регионам на территории российской Арктики представлено в табл. 1.

Результаты и их обсуждение

Сравнительный анализ физико-химических свойств парафинистых нефтей арктических и неарктических месторождений.

В табл. 2 представлена информация о средних значениях физико-химических параметров ПН из арктических и неарктических месторождений. Как видно из табл. 2, нефти из АЗР имеют значимые отличия по физико-химическим свойствам.

Всего в БД имеется 379 образцов ПН из 97 арктических месторождений и 917 ПН из 345 неарктических месторождений других регионов.

Установлено, что, согласно классификации нефтей^{10,11}, арктические ПН отличаются от неарктических пониженным содержанием серы (более, чем в 2 раза), смол (почти в 2 раза), асфальтенов (на 33%), азота (в 2 раза), ванадия (в 3 раза). Арктические ПН являются более вязкими как при 20 °С, так и при 50 °С на 24 и 26 % соответственно, имеют в среднем положительную температуру застывания, что однозначно ухудшает реологи-

Таблица 1

Распределение арктических месторождений с ПН по нефтегазоносным бассейнам

Нефтегазоносный бассейн	Нефтегазоносная область	Количество месторождений	Регион
Енисейско-Анабарский	Енисей-Хатангская	2 (Хабейское и Южно-Соленинское)	Таймырский а.о. и Ямало-Ненецкий а.о.
Западно-Сибирский	Гыданская	3 (Геофизическое, Парусовое, Средне-Мессояхское)	Ямало-Ненецкий а.о.
	Надым-Пурская	23	Ямало-Ненецкий а.о.
	Пур-Тазовская	10	Красноярский край и Ямало-Ненецкий а.о.
	Среднеобская	1 (Сугмутское)	Ямало-Ненецкий а.о.
	Ямальская	8	Ямало-Ненецкий а.о.
Лено-Вилуйский	Вилуйская	1 (Средне-Тюнгское)	Якутия
Притихоокеанский	Анадырско-Наваринская	3 (Верхне-Телекайское, Верхне-Эчинское, Изменное)	Чукотка
Тимано-Печорский	Варандей-Адзвинская	15	Шельф Печорского моря и Ненецкий а.о.
	Восточно-Поморское	1 (Приразломное)	Шельф Печорского моря
	Малозельско-Колгуевская	2 (Песчаноозерское, Таркское)	остров Колгуев
	Печора-Колвинская	14	Республика Коми и Ненецкий а.о.
	Хорейверская	13	Ненецкий а.о.

Таблица 2

Физико-химические свойства парафинистых нефтей арктических и неарктических месторождений

Показатель	Россия (без АЗР)	Количество образцов	Арктическая зона России	Количество образцов
Плотность, г/см ³	0.8480	830	0.8431	343
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	71.90	543	94.47	136
Вязкость при 50 °С, мм ² /с	7.40	349	11.67	38
Температура застывания, °С	-3.28	283	11.56	85
Содержание серы, % мас. %	0.98	710	0.41	312
Содержание парафинов, % мас.	10.80	917	10.25	379
Содержание смол, % мас.	7.40	792	4.13	295
Содержание асфальтенов, % мас.	1.81	724	1.22	260
Содержание азота, % мас.	0.16	210	0.08	44
Газосодержание, м ³ /т	108.32	305	133.01	99
Коксуемость, % мас.	3.22	170	1.12	11
Содержание ванадия, % мас.	0.0046	42	0.0013	29
Содержание никеля, % мас.	0.0008	17	0.0017	28

ческие параметры нефти и ведет к проблемам при разработке, добыче и транспортировке. Нефти АЗР малосернистые, более насыщены нефтяным газом (больше на 23%) и имеют высокое содержание никеля – более чем в 2 раза по сравнению с неарктической нефтью. В среднем все ПН характеризуются в соответствии с классификацией нефтей ^{10, 11} средней плотностью, повышенной вязкостью, содержанием парафинов (на 10% выше) и являются мало-смолистыми (содержание смол менее 8%), малоасфальтеновыми (содержание асфальтенов менее 3%), с низким газосодержанием (менее 200 м³/т) и обеднены металлами.

В АЗР наиболее высоким содержанием парафинов отличаются нефти следующих месторожде-

ний: Харьягинское, Восточно-Сарутаюское, имени Юрия Россихина, Восточно-Харьягинское и др. (содержание парафинов от 16 до 43 %) из ТПНГБ; Бованенковское, Северо-Толькинское, Северо-Варьганское, Ярудейское, Каракатаевское и др. (содержание парафинов от 17 до 25 %) из ЗСНГБ; в Притихоокеанском НГБ – Изменное, Верхне-Телекайское и Верхне-Эчинское (содержание парафинов от 19 до 28 %).

Сравнительный анализ свойств парафинистых нефтей в европейской и азиатской частях АЗР

Азиатская часть АЗР включает нефтегазоносные территории Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Вилуйского, Лено-Тунгусского, Притихоокеанского бассейнов, а евро-

Физико-химические свойства арктических парафинистых нефтей

Физико-химические показатели	Азиатская часть Арктики					Европейская часть Арктики
	Енисейско-Анабарский	Западно-Сибирский	Лено-Виллюйский	Притихо-океанский	Среднее значение	Тимано-Печорский
Плотность, г/см ³	0.8425	0.8417	0.8614	0.8371	0.8457	0.8448
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	36.10	11.04	-	4.04	17.06	141.96
Температура застывания, °С	-	1.05	-	23.60	12.33	14.57
Содержание серы, % мас.	0.08	0.15	0.05	0.11	0.10	0.71
Содержание парафинов, % мас.	9.52	9.01	12.31	17.25	12.02	11.14
Содержание смол, % мас.	2.71	3.27	7.58	5.30	4.72	4.89
Содержание асфальтенов, % мас.	0.95	0.36	0.34	1.25	0.73	2.02
Содержание азота, % мас.	0.11	0.08	-	-	0.10	0.15
Газосодержание, м ³ /т	-	254.82	-	67.18	161.00	121.92
Коксуемость, % мас.	-	0.66	-	1.90	1.28	1.78
Содержание ванадия, % мас.	-	0.0001	-	0.00001	0.00006	0.0020
Содержание никеля, % мас.	-	0.00005	-	0.00002	0.00004	0.0026

пейскую часть представляет Тимано-Печорский НГБ. Физико-химические свойства нефтей азиатской и европейской частей Российской Арктики представлены в табл. 3.

Как видно из таблицы, нефти обеих частей АЗР имеют среднюю (по классификации ^{10, 11} плотность (от 0.84 до 0.88 г/см³), в Лено-Виллюйском бассейне ПН более тяжелые, чем в остальных НГБ. По вязкости нефти Тимано-Печорского бассейна соответствуют высоковязким нефтям, повышенной вязкостью отличаются нефти Енисейско-Анабарского НГБ, нефти Западно-Сибирского являются средневязкими (вязкость от 10 до 35 мм²/с), а в Притихоокеанском бассейне – маловязкими (вязкость менее 10 мм²/с). В среднем все арктические ПН имеют положительную температуру застывания, причем притихоокеанские нефти отличаются наиболее высокими ее значениями.

По содержанию серы арктические нефти ЗСНГБ характеризуются как малосернистые (менее 0.5% мас.), а нефти в ТПНГБ – среднесернистые (содержание серы от 0.5 до 1 %). К парафинистым нефтям с наиболее высоким содержанием парафинов относятся нефти Притихоокеанского и Лено-Виллюйского НГБ, меньшее содержание парафина характерно для западно-сибирских ПН. Содержание смол и асфальтенов самое минимальное в нефти Енисей-Анабарского бассейна. Содержание азота наименьшее у западно-сибирской нефти. Газонасыщенность самая высокая в ЗСНГБ, в остальных бассейнах газосодержание низкое (менее 200 м³/т). Металлонасыщенность самая высокая у тимано-печорских ПН.

В целом европейские арктические ПН более вязкие, с большим содержанием серы и асфальтенов, азота и металлов. Месторождений с высоким содержанием в нефти ванадия и никеля в азиатской Арктической зоне не установлено, однако, такие месторождения находятся в европейской час-

ти Арктики. ПН ЗСНГБ в среднем более парафинистые, газонасыщенные. По плотности, по содержанию смол и коксуемости нефти этих двух частей АЗР практически не отличаются.

Анализ свойств арктических парафинистых нефтей в зависимости от проницаемости и пористости нефтемещающих пород

Проведен анализ свойств нефтей в зависимости от условий их залегания. В табл. 4 приведены пластовые характеристики нефтемещающих пород.

Таблица 4

Пластовые характеристики залегания арктических парафинистых нефтей в низко- и среднепроницаемых продуктивных пластах

Пластовые характеристики	Низко-проницаемый коллектор	Средне-проницаемый коллектор
Температура пласта, °С	74.87	67.98
Давление пласта, МПа	29.01	30.44
Проницаемость, мкм ²	0.025	0.15
Пористость, %	14.58	15.71

Как видно из табл. 4, разность значений температуры и пористости пластов в разных коллекторах составляет приблизительно 10%, а проницаемость отличается практически на порядок.

Наиболее значимыми пластовыми характеристиками для отнесения запасов нефти к классу трудноизвлекаемых являются параметры, непосредственно связанные с коллекторскими свойствами вмещающих залежей и условиями залегания: проницаемость и пористость пород, пластовая температура и глубина залегания.

Проницаемость и пористость оказывают непосредственное влияние на режим разработки и используемые технологии извлечения нефти. По проницаемости продуктивные пласты делятся на низкопроницаемые (менее 0.05 мкм²), среднепроницаемые (от 0.05 до 0.5 мкм²) и высокопроницаемые (более 0.5 мкм²). Установлено, что в АЗР

**Физико-химические свойства арктических парафинистых нефтей
в низко- и среднепроницаемых пластах**

Показатель	Низкопроницаемый коллектор	Среднепроницаемый коллектор
Плотность, г/см ³	0.8383	0.8348
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	8.09	12.60
Температура застывания, °С	4.50	- 7
Содержание серы, % мас. %	0.63	0.38
Содержание парафинов, % мас.	11.95	10.62
Содержание смол, % мас.	4.78	3.52
Содержание асфальтенов, % мас.	1.49	1.30
Содержание азота, % мас.	0.07	0.04
Газосодержание, м ³ /т	142.22	171.92
Коксуемость, % мас.	0.89	-
Содержание ванадия, % мас.	-	0.0001
Содержание никеля, % мас.	-	0.00005

Таблица 6

**Пластовые характеристики залегания арктических парафинистых нефтей
в продуктивных пластах с разной пористостью**

Пластовые характеристики	Низкопористый коллектор	Среднепористый коллектор	Высокопористый коллектор
Температура пласта, °С	81.00	82.52	44.74
Давление пласта, МПа	41.85	36.374	20.24
Проницаемость, мкм ²	-	0.096	0.16
Пористость, %	3.00	12.01	21.10

большинство коллекторов (52.6%) относится к низкопроницаемым, 40.7% – к среднепроницаемым и всего 6.7% являются высокопроницаемыми коллекторами. По нашим данным из БД, в низкопроницаемых пластах находится 20 образцов арктических ПН из месторождений ТПНГБ (Верхнегубешорское, Имени Р. Требса, Полярное, Усть-Талотинское, Харьягинское и Южно-Шапкинское) и ЗСНГБ (Ен-Яхинское, Новопортовское, Северо-Варьганское и Уренгойское), в среднепроницаемых – 21 образец. В табл. 5 приведены результаты анализа свойств ПН, залегающих в продуктивных пластах с разной проницаемостью. Видно, что в среднепроницаемых коллекторах нефти характеризуются меньшим содержанием серы (в 1.5 раза), парафинов (на 11%), смол (на 26%), асфальтенов (на 13%) и азота (на 57%), но с большими значениями вязкости (на 35%) и газосодержания (на 13%). Для ПН в среднепроницаемых коллекторах температура застывания нефти находится в отрицательном диапазоне. По значению плотности в обоих типах коллекторов ПН относятся к легким и мало- или средневязким нефтям.

Анализ свойств нефтей в зависимости от пористости пород показал, что по степени пористости горных пород эффективная емкость коллекторов разделяется на малую (при пористости менее 5%), среднюю (при пористости от 5 до 15 %) и большую (более 15%). Установлено, что всего 0.2% нефти из АЗР расположены в низкопористых коллекторах (пористость менее 5%), более 16% арктической нефти находится в среднепорис-

тых пластах и абсолютное большинство нефти (более 83%) залегает в высокопористых пластах с пористостью более 15%.

В табл. 6 представлены пластовые характеристики коллекторов различной пористости. Заметим, что средне- и высокопористые коллекторы одновременно являются и среднепроницаемыми. Видно, что значения пластовых температуры и давления в среднем уменьшаются по мере возрастания пористости пластов.

Результаты анализа свойств парафинистых нефтей в пластах разной пористости представлены в табл. 7, где показано, что в низкопористых коллекторах залегают ПН со средней плотностью, со средним содержанием серы и асфальтенов и высоким содержанием нефтяного газа. В средне- и высокопористых пластах ПН являются легкими, со средней вязкостью, малосернистыми, малосмолистыми и малоасфальтеновыми, с низким газосодержанием (менее 200 м³/т) и имеют отрицательную температуру застывания.

Анализ зависимости свойств парафинистых нефтей от глубины залегания в АЗР

Согласно данными из БД, в Российской Арктике более половины ПН (52%) находятся на средних глубинах от 2000 до 3000 м, имеются образцы и парафинистых нефтей, например в ТПНГБ (из месторождений Верхнегубешорское, Полярное, Тобойское, Харьягинское) или в ЗСНГБ (из Медвежьего и Уренгойского месторождений), залегающие на глубинах 3700–4000 м. Проведены исследования изменения физико-хи-

**Физико-химические свойства арктических парафинистых нефтей
в продуктивных пластах с разной пористостью**

Показатель	Низкопористый коллектор	Среднепористый коллектор	Высокопористый коллектор
Плотность, г/см ³	0.8645	0.8318	0.8371
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	-	11.49	17.21
Температура застывания, °С	-	-8	-7
Содержание серы, % мас. %	0.63	0.34	0.48
Содержание парафинов, % мас.	9.92	12.63	9.66
Содержание смол, % мас.	4.99	3.96	4.20
Содержание асфальтенов, % мас.	7.30	1.25	0.91
Газосодержание, м ³ /т	490.05	167.04	112.08

мических свойств арктических ПН в зависимости от глубины залегания, которые показали наличие этой зависимости. Для иллюстрации на рис. 1 представлено изменение содержания парафинов в арктических ПН с ростом глубины залегания, из которого видно, что в среднем содержание парафинов с увеличением глубины возрастает от 7% на малых глубинах до 12% на глубинах 3000–4000 м.

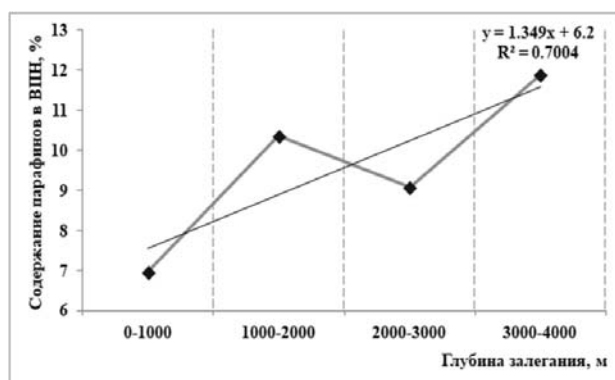


Рис. 1. Изменение содержание парафинов в арктических ПН в зависимости от глубины залегания

Таким образом, результаты исследований свойств ПН из 97 месторождений с парафинистой нефтью, выявленных на нефтеносных территориях Арктической зоны России, показали, что наибольшее количество их сосредоточено в Западно-Сибирском и Тимано-Печорском бассейнах. Арктические ПН по химическим характеристикам отличаются от неарктических более низким

содержанием серы (приблизительно в 2 раза), смол (почти в 2 раза), асфальтенов (на 33%), азота (в 2 раза), ванадия (больше в 3 раза). Арктические ПН по сравнению с неарктическими более вязкие и имеют положительную температуру застывания. Сравнительный анализ свойств арктических ПН европейской и азиатской частей АЗР показал, что европейские нефти более вязкие, с большим содержанием серы, асфальтенов, азота, и металлов, а азиатские арктические ПН имеют большее содержание парафинов и большую газонасыщенность.

Арктические ПН в основном находятся в низко- или среднепроницаемых, средне- или высокопористых коллекторах. По сравнению с нефтями из низкопроницаемых пластов, нефти в среднепроницаемых коллекторах характеризуются меньшим содержанием серы (в 1.5 раза), парафинов (на 11%), смол (на 26%), асфальтенов (на 13%) и азота (на 57%), но с большей вязкостью (на 35%) и газосодержанием (на 13%), имеют отрицательную температуру застывания. Нефти в средне- и высокопористых пластах ПН являются легкими, средне-вязкими, малосернистыми, мало-смолистыми и малоасфальтеновыми, с низким газосодержанием (менее 200 м³/т) и с отрицательной температурой застывания.

Приведенные в работе особенности физико-химических свойств и условий залегания арктических парафинистых нефтей могут быть востребованы в задачах совершенствования технологий добычи и транспортировки таких нефтей, актуальных для развития современной российской Арктики.

Литература

1. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Ibatullin A.K. Raw material source of hydrocarbons of the arctic zone of Russia // *Periodico Tche Quimica*.— 2020.— V.17, №36.— Pp.506-526.
2. Прищепа О.М., Меткин Д.М., Боровиков И.С. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*.— 2019.— №3 (166).— С.14-28.
3. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Дякун А.Я. Восточная Сибирь и Дальний Восток как

References

1. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Ibatullin A.K. [Raw material source of hydrocarbons of the arctic zone of Russia]. *Periodico Tche Quimica*, 2020, no.17 (36), pp.506-526.
2. Prishchepa O.M., Metkin D.M., Borovikov I.S. *Uglevodorodnyi potentsial Arkticheskoy zony Rossii i perspektivy ego osvoeniya* [Hydrocarbon potential of the Arctic zone of Russia and prospects for its development]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie* [Mineral resources of Russia. Economics and Management], 2019, no.3 (166), pp.14-28.

- основа устойчивого развития нефтегазового комплекса России // Вестник ТГУ. Экономика. – 2016. – №3 (35). – С.159-172.
4. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов / Под. ред. Е.С. Мельникова и С.Е. Гречищева. – М.: ГЕОС, 2002. – 402 с.
5. Yashchenko I.G. Specific Features of the Arctic Hard-to-Recover Oil of Siberia // Chemistry for Sustainable Development. – 2019. – №27. – Pp.92-100.
6. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Hard-to-recover, high quality oils in the Russian Arctic // Arctic Environmental Research. – 2018. – V.18, №4. – Pp.155-161.
7. Туманян Б.П., Романов Г.В., Нургалиев Д.К., Каюкова Г.П., Петрухина Н.Н. Перспективные аспекты преобразования высоковязких нефтей и природных битумов в промысловых условиях // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – №3 (583). – С.6-8.
8. Петрухина Н.Н., Каюкова Г.П., Романов Г.В., Туманян Б.П., Фосс Л.Е., Косачев И.П., Мусин Р.З., Рамазанова А.И., Вахин А.В. Превращения высоковязкой нефти при каталитическом и некаталитическом акватермоллизе // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – №4 (584). – С.30-37.
9. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Исследование фазового поведения парафинов в пластовых углеводородных флюидах // Вестн. Сев. (Арктич.) федер. ун-та. Сер. Естеств. науки. – 2016. – №4 (596). – С.75-83.
10. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. – Томск: В-Спектр, 2014. – 154 с.
11. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Классификация трудноизвлекаемых нефтей и анализ их качественных свойств // Химия и технология топлив и масел. – 2016. – №4. – С.50-56.
12. Прищепа О.М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – №5(168). – С.14-20.
13. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.E. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia // Periodico Tche Quimica. – 2020. – №17 (34). – Pp.915-924.
14. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Географические особенности размещения трудноизвлекаемых нефтей на территории России // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – 2018. – №21. – С.33-39.
15. Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // Фундаментальные исследования. – 2015. – №2-16. – С.3593-3597.
3. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Dyakun A.Ya. *Vostochnaya Sibir' i Dal'nii Vostok kak osnova ustoychivogo razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii* [Eastern Siberia and the Far East as the basis for the sustainable development of the Russian Oil and Gas Complex]. *Vestnik TGU. Ekonomika* [Bulletin of TSU. Economy], 2016, no.3 (35), pp.159-172.
4. *Vechnaya merzlota i osvoenie neftegazonosnykh rajonov* [Permafrost and development of oil and gas-bearing areas]. Ed. E.S. Melnikov, S.E. Grechishev. Moscow, GEOS Publ., 2002, 402 p.
5. Yashchenko I.G. [Specific Features of the Arctic Hard-to-Recover Oil of Siberia]. *Chemistry for Sustainable Development*, 2019, no.27, pp.92-100.
6. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. [Hard-to-recover, high quality oils in the Russian Arctic]. *Arctic Environmental Research*, 2018, no.18(4), pp.155-161.
7. Tumanyan B.P., Petrukhina N.N., Romanov G.V., Kayukova G.P., Nurgaliev D.K. [Promising Aspects of Heavy Oil and Native Asphalt Conversion under Field Conditions]. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2014, vol.50, no.3, pp.185-188.
8. Petrukhina N.N., Tumanyan B.P., Kayukova G.P., Romanov G.V., Foss L.E., Kosachev I.P., Musin R.Z., Ramazanova A.I., Vakhin A.V. [Conversion Processes for High-Viscosity Heavy Crude Oil in Catalytic and Non-catalytic Aquathermolysis]. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2014, vol.50, no.4, pp.315-326.
9. Lobanov A.A., Pustova E.Yu., Zolotukhin A.B. *Issledovanie fazovogo povedeniya parafinov v plastovykh uglevodorodnykh flyuidakh* [Investigation of the phase behavior of paraffins in reservoir hydrocarbon fluids]. *Vestn. Sev. (Arktich.) feder. un-ta. Ser. Estestv. Nauki* [Bulletin of the Northern (Arctic) Feder. university. Natural Sci.], 2016, no.4, pp.75-83.
10. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. *Trudnoizvlekaemye nefti: fiziko-khimicheskie svoystva i zakonomernosti razmeshcheniya* [Hard-to-recover oil: physico-chemical properties and patterns of placement]. Tomsk, V-Spektr Publ., 2014, 154 p.
11. Yashchenko I.G., Polishchuk Y.M. [Classification of Poorly Recoverable Oils and Analysis of Their Quality Characteristics]. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2016, vol.52, no.4, pp.434-444.
12. Prischepa O.M. *Sostoyaniye syr'yevo yazy i dobychi trudnoizvlekayemykh zapasov nefti v Rossii* [The state of the raw material base and production of hard-to-recover oil reserves in Russia]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie* [Mineral resources of Russia. Economics and Management], 2019, no. 5(168), pp. 14-20.
13. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.E. [Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia]. *Periodico Tche Quimica*, 2020, no.17(34), pp.915-924.
14. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. *Geograficheskie osobennosti razmeshcheniya trudnoizvlekaemykh neftej na territorii Rossii* [Geographical features of the placement of hard-to-recover oil on the territory of Russia]. *Vestnik Rossiyskoj akademii estestvennykh nauk. Zapadno-Sibirskoe otdelenie* [Bulletin of the Russian Academy of Natural Sciences. West Siberian Branch], 2018, no.21, pp.33-39.
15. Sharf I.V., Borzenkova D.N. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefti: ponyatie, klassifikatsionnye podkhody i stimulirovanie razrabotki* [Hard-to-recover oil reserves: concept, classification approaches and stimulation of development]. *Fundamental'nye issledovaniya* [Basic Research], 2015, no.2-16, pp.3593-3597.