

УДК 553.98.061

DOI: 10.15372/ChUR2021297

Пространственные закономерности и физико-химические свойства трудноизвлекаемых нефтей с высоким содержанием смол

И. Г. ЯЦЕНКО

*Институт химии нефти СО РАН,
Томск (Россия)**E-mail: sric@ipc.tsc.ru*

Аннотация

Рассмотрены закономерности географического распределения мировых запасов высокосмолистых нефтей как важного источника углеводородного сырья в будущем. На основе анализа информации из базы данных по физико-химическим свойствам нефтей мира показано, что треть всех нефтегазоносных бассейнов содержит запасы высокосмолистых нефтей. Исследованы особенности распределения запасов этих нефтей по странам. Показано, что около 90 % мировых запасов находятся в Канаде и России. Около 94 % всех российских запасов высокосмолистых нефтей располагаются в трех нефтегазоносных бассейнах – Тимано-Печорском, Западно-Сибирском и Волго-Уральском. Проведен статистический анализ физико-химических свойств высокосмолистых нефтей. Установлено, что нефти с высоким содержанием смол характеризуются высокой плотностью и вязкостью, высоким содержанием серы, азота и кислорода, а также ванадия и никеля.

Ключевые слова: высокосмолистая нефть, база данных, трудноизвлекаемые запасы, нефтегазоносный бассейн, нефтяное месторождение, физико-химические свойства нефти

ВВЕДЕНИЕ

Снижение запасов и объемов добычи “легких” нефтей в большинстве нефтедобывающих регионов мира вызывает в последнее время повышенный интерес к ресурсам трудноизвлекаемых нефтей, в первую очередь к добыче тяжелых и высоковязких нефтей [1–4]. Такие нефти имеют высокое содержание смол, что приводит к технологическим осложнениям как при добыче и транспортировке нефти, так и в процессах их переработки. Высокое содержание смол способствует образованию кокса на поверхности катализатора в процессе нефтепереработки, вызывая большие экономические ущербы.

Выявлено, что на современном этапе изучения смолисто-асфальтовых компонентов нефти в научной литературе широко освещены проблемы образования асфальто-смоло-пара-

финовых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования в процессе эксплуатации нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений [5–12]. Особую актуальность этот вопрос приобретает при разработке месторождений Крайнего Севера, Западной и Восточной Сибири как основных центров российской нефтедобычи ближайшего будущего. Низкие пластовые температуры, суровые климатические условия, наличие зон вечной мерзлоты приводят к интенсивному отложению смолисто-асфальтовых компонентов в стволах нефтедобывающих скважин, создавая сужение лифтовых труб и повышение перепада давления при добыче нефти. Кроме того, значительные технологические проблемы возникают при транспортировке и переработке таких нефтей.

Большой интерес вызывают вопросы рационального использования и поиска путей пере-

работки тяжелых нефтей и битумов с высоким содержанием смолисто-асфальтовых компонентов. Переработка такого сырья должна отличаться от обычных классических схем и основываться на знаниях о составе, строении и свойствах гетероциклических компонентов тяжелых нефтей и битумов [13–15]. Изучением коллоидного строения битумов занимается большое количество отечественных ученых, среди которых особо следует отметить сотрудников Института химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН, Томск) [14, 15].

Некоторые закономерности распределения высокосмолистых нефтей (ВСН), их запасы и физико-химические свойства рассмотрены в наших работах [16, 17]. Однако за прошедшее десятилетие объем собранной информации о ВСН увеличился почти на 40 %: наряду с Канадой и Россией, Венесуэла вышла в мировые лидеры по запасам ВСН; расширены перечни нефтегазоносных бассейнов (НГБ) с запасами ВСН и исследуемых показателей ВСН. Это подчеркивает новизну работы и актуальность изучения данного типа нефти в современных и прогнозных условиях нефтедобычи. В статье продолжают исследования по систематизации ресурсов ВСН, необходимые для решения технологических проблем как добычи, так и переработки нефтей с высоким содержанием смол.

Цель настоящей работы – оценка ресурсов нефтей с высоким содержанием смол в мире, анализ закономерностей их территориального размещения и особенностей их физико-химических свойств.

ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ МИРОВОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ ВЫСОКОСМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ

Согласно [18, 19], высокосмолистыми нефтями принято считать нефти с содержанием смол более 13 мас. %. Основой для проведения исследований в настоящей работе послужила информация из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей [16–19], созданной и активно развиваемой в ИХН СО РАН. К настоящему времени в БД ИХН СО РАН представлено 34 569 образцов нефти и газа из 6404 месторождений в 195 НГБ на территории 98 стран. Для проведения анализа использован массив данных объемом более 2600 образцов ВСН. Общая характеристика информации из БД, использованной в исследованиях свойств ВСН (содержание смол более 13 мас. %): объем выборки из БД – 2615, количество НГБ и месторождений – 60 и 825 соответственно.

Рассмотрим особенности мирового распределения нефтеносных бассейнов с ВСН. Нами установлено 60 НГБ, на территории которых добывается ВСН. Перечень таких бассейнов представлен в табл. 1.

Проведен географический анализ информации из БД о распределении запасов ВСН по странам мира с использованием программно-инструментальных средств геоинформационной системы ArcGIS (рис. 1 и табл. 2). Установлено, что запасы ВСН располагаются на территории 40 стран. Видно, что наибольшие запасы ВСН (более 86 %) сосредоточены на территории Канады и России [16, 17]. Около 12 % мировых за-

ТАБЛИЦА 1

Перечень нефтегазоносных бассейнов мира с высокосмолистой нефтью из базы данных ИХН СО РАН (Томск)

Континент	Нефтегазоносные бассейны мира
Северная Америка и Южная Америка	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 – Маракаибский, 11 – Оринокский, 12 – Баринас-Апуре
Африка	13 – Гвинейского залива, 14 – Альберта, 15 – Верхненильский, 16 – Сахаро-Ливийский, 17 – Западно-Тельский
Евразия	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-Виллойский, 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 – Хуабэйский, 58 – Ассамский, 59 – Вунг-Тау, 60 – Бутунгский

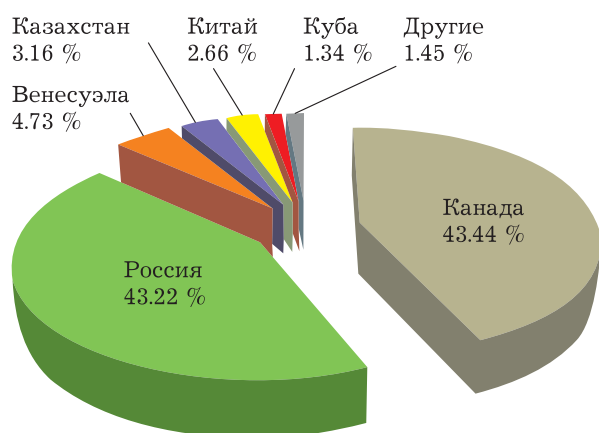


Рис. 1. Распределение запасов высокосмолистых нефтей по странам мира.

пасов ВСН сосредоточено в Венесуэле, Китае, Казахстане и Кубе. В табл. 2 приведен перечень уникальных по своим запасам месторождений

с ВСН, где также указаны средние значения концентрации смол в залежах месторождения. К сверхвысокосмолистым по классификации [18, 19] (более 30 мас. %) относятся нефти следующих месторождений: Шэнли (Бохайский НГБ), Ляохэ (Ляохэ НГБ), Хунин-3 (Ориноцкий НГБ), Колд-Лейк (Западно-Канадский НГБ) и Ярегского (Тимано-Печорский НГБ).

АНАЛИЗ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ РОССИЙСКИХ ЗАПАСОВ ВЫСОКОСМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ

На территории России находится 534 месторождения с ВСН, что составляет почти 65 % мирового количества таких месторождений. Наибольшая часть из них расположена в Волго-Уральском НГБ – более 67 % российских месторождений (табл. 3). Остальная часть месторож-

ТАБЛИЦА 2

Характеристика уникальных по запасам месторождений с высокосмолистой нефтью

Месторождение	Нефтегазоносный бассейн	Страна	Среднее по месторождению содержание смол в нефти, мас. %
Атабаска	Западно-Канадский	Канада	27.99
Кинзебулатовское	Волго-Уральский	Россия	14.10
Самотлорское	Западно-Сибирский	>>	7.44
Колд-Лейк	Западно-Канадский	Канада	30.68
Ромашкинское	Волго-Уральский	Россия	17.23
Церро-Негро	Ориноцкий	Венесуэла	23.30
Чайкинское	Волго-Уральский	Россия	10.55
Лянторское	Западно-Сибирский	>>	9.18
Федоровское	Западно-Сибирский	>>	9.12
Мамонтовское	Западно-Сибирский	>>	9.40
Ван-Еганское	Западно-Сибирский	>>	13.06
Тахэ	Таримский	Китай	13.46
Реформа	Центрально-Кубинский	Куба	15.10
Узень	Северо-Кавказский	Казахстан	13.14
Каламкас	Прикаспийский	>>	12.69
Бочакеро	Маракаибский	Венесуэла	19.70
Астраханское	Прикаспийский	Россия	5.48
Усинское	Тимано-Печорский	>>	16.87
Шэнли	Бохайский	Китай	37.80
Северо-Комсомольское	Западно-Сибирский	Россия	15.36
Русское	Западно-Сибирский	>>	11.66
Хунин-3	Ориноцкий	Венесуэла	31.57
Ляохэ	Ляохэ	Китай	34.21
Туймазинское	Волго-Уральский	Россия	11.00
Новоказинское	Волго-Уральский	>>	19.90
Арланское	Волго-Уральский	>>	18.83
Юрубчено-Тохомское	Лено-Тунгусский	>>	5.39
Тюб-Караган	Северо-Кавказский	Казахстан	27.40
Ярегское	Тимано-Печорский	Россия	30.25

ТАБЛИЦА 3

Распределение основных месторождений высокосмолистых нефтей России

Нефтегазоносный бассейн	Высокосмолистые нефти		Уникальные и крупные месторождения
	Количество месторождений	Количество образцов	
Балтийский	2	2	– ^a
Волго-Уральский	360	1446	Кинзебулатовское, Ромашкинское, Чайкинское, Ново-Елховское, Туймазинское, Новохазинское, Арланское, Оренбургское, Николоберезовское, Мухановское, Вятское, Юсуповское, Ишимбайское, Шкаповское, Чубовское, Гремихинское, Дмитриевское, Чутырско-Киенкопское, Манчаровское, Бавлинское, Радаевское, Степноозерское, Якушкинское, Мишкинское, Бондюжское, Аксеновское, Уньвинское, Осинское, Архангельское, Нурлатское, Павловское, Москудьинское
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, Малобалькское, Тагульское, Западно-Сургутское, Южно-Сургутское, Усть-Балькское, Первомайское, Ай-Яунское, Крапивинское, Фестивальное, Быстринское, Майское
Лено-Виллюйский	5	9	–
Лено-Тунгусский	31	109	Юрубчено-Тохомское, Верхнечонское, Куюмбинское, Талаканское, Даниловское, Чайядинское, Средне-Ботуобинское, Ербогаченское, Верхневиллючанское, Иреляхское
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, Пашнинское, Торавейское, Хасырейское

^a Нет данных.

дений ВСН распределяется следующим образом: более 13 % из них относятся к Западно-Сибирскому НГБ, около 6 % – в Лено-Тунгусском НГБ, примерно по 5 % – в Северо-Кавказском и Тимано-Печорском НГБ, около 4 % – в остальных НГБ.

Видно, что наибольшие запасы ВСН находятся в уникальных и крупных месторождениях двух бассейнов – Волго-Уральском и Западно-Сибирском НГБ (см. табл. 3) Общий объем запасов в этих месторождениях составляет около 91 % российских запасов ВСН. Наибольшее число уникальных и крупных месторождений по запасам сосредоточено в Волго-Уральском

НГБ (32 месторождения), в Западно-Сибирском НГБ их количество составило 21 (см. табл. 3).

Рассмотрим распределение запасов ВСН по нефтегазоносным бассейнам России (рис. 2). При анализе этого распределения выявлено, что запасы в Волго-Уральском НГБ наибольшие – почти 51 % общероссийских ресурсов ВСН. Выделяется своими запасами также Западно-Сибирский НГБ, в котором сосредоточено более 1/3 российских запасов ВСН. Тимано-Печорский, Лено-Тунгусский и Северо-Кавказский НГБ обладают приблизительно одинаковыми запасами (по 2–3 %). Наименьшие запасы находятся в недрах Охотского, Северо-Кавказско-

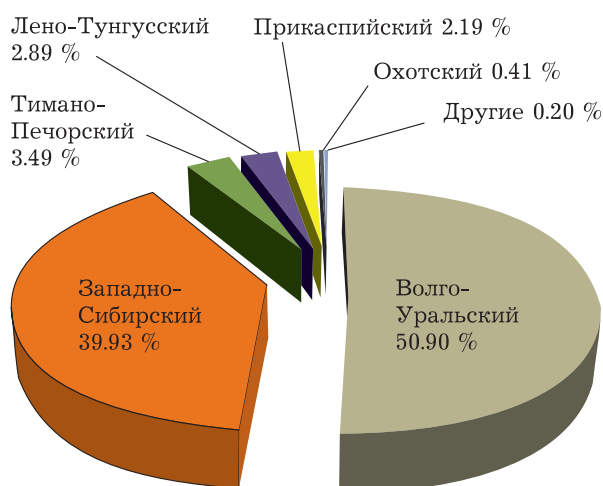


Рис. 2. Распределение запасов высокосмолистых нефтей по нефтегазовым бассейнам России.

го, Лено-Вилуйского, Притихоокеанского и Енисейско-Анабарского бассейнов, в которых располагаются в основном средние и мелкие по запасам месторождения.

Таким образом, основные запасы ВСН в России сосредоточены в Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском НГБ. На территории Волго-Уральского бассейна 360 месторождений содержат ВСН (см. табл. 3), что составляет 39 % месторождений бассейна (920), представленных в БД. Следовательно, каждое третье месторождение характеризуется высоким содержанием смол в нефти. Установлено, что наибольшими запасами обладают месторождения Башкортостана (Кинзебулатовское, Туймазинское, Новоказинское, 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, при этом особо выделяются по содержанию смол Ашальчинское, Ямашинское, Репьевское, Мухарметовское, Орлянское, Беркет-Ключевское, Екатериновское, Иглайкинское, Новосуксинское, Салаушское и другие месторождения.

На территории Западно-Сибирского НГБ наибольшими запасами ВСН обладают Самотлорское, Лянторское, Федоровское, Мамонтовское, Ван-Еганское месторождения Ханты-Мансийского автономного округа, Северо-Комсомольское и Русское месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа. Основой для этого вывода послужила информация из БД о ВСН Западной

Сибири общим объемом 162 образца из 70 месторождений (см. табл. 3), представляющих 7.6 % всех месторождений этого бассейна (918). Месторождения с ВСН размещены в основном в центральной части Западно-Сибирского НГБ – в Ханты-Мансийском автономном округе, где сосредоточено более 2/3 таких месторождений, и в Томской области (18 % месторождений). Выявлено, что к наиболее смолистым относятся нефти следующих месторождений: Южно-Сургутского, Удачного, Усть-Балыкского, Западно-Сургутского (в Ханты-Мансийском автономном округе) и Фестивального, Арчинского и Ньюльгинского (в Томской области).

В Тимано-Печорском НГБ находится около 3.5 % общероссийских запасов ВСН. Всего на территории бассейна выделяются 28 месторождений с ВСН (см. табл. 3), что составляет 16.6 % общего количества тимано-печорских месторождений (169). Месторождения с ВСН размещены в основном в южной и восточной частях бассейна. В Республике Коми и Ненецком автономном округе находятся по 14 месторождений с ВСН. Отметим, что наиболее смолистой оказалась нефть из Ярегского, Сидоровского, Усинского, Гансбергского, Южно-Торавейского и Западно-Тэбукского месторождений.

АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОСМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ

Проведем сравнительный анализ физико-химических свойств ВСН на нефтеносных территориях континентов и отдельно России. В табл. 4 представлена информация о средних значениях физико-химических характеристик ВСН. Видно, что ВСН как в России, так и в остальных странах мира относятся, согласно классификации [18, 19], к подклассу нефти “сверхвязкая” (вязкость более 500 мм²/с), но для российских ВСН средний показатель вязкости меньше почти в 6 раз. Высокосмолистые нефти по плотности практически не различаются и относятся к классу “с повышенной плотностью” (плотность 0.88–0.92 г/см³) на основе классификации [18, 19].

Рассмотрим различия ВСН в зависимости от их химического состава с использованием общепринятой классификации [18, 19] (см. табл. 4). Установлено, что для российских ВСН характерно меньшее содержание парафинов (почти в 1.7 раза), они относятся к классу “среднепарафинистая” (1.5–6 мас. %), а среднемировые ВСН относятся к классу “парафинистая” подкласс

ТАБЛИЦА 4

Физико-химические свойства мировых и российских высокосмолистых нефтей

Показатели	Мировые высокосмолистые нефти (кроме России)		Высокосмолистые нефти России	
	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки
Физические показатели				
Плотность, г/см ³	0.9179	607	0.9036	1634
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	3513.00	179	585.77	1027
Химические показатели				
Содержание, мас. %:				
парафинов	6.45	473	3.86	1245
смола	22.77	676	22.22	1910
асфальтенов	6.95	558	5.78	1834
серы	1.46	534	2.38	1486
кислорода	1.41	86	1.80	136
азота	0.46	206	0.34	470
фракции н.к. ^а 200 °С	11.48	164	15.80	308
фракции н.к. 300 °С	27.17	164	32.09	312
фракции н.к. 350 °С	32.10	119	38.51	247
Газосодержание в нефти, м ³ /т	89.55	134	48.01	522
Содержание, мас. %:				
ванадия	0.0430	124	0.0433	243
никеля	0.0149	99	0.0082	186
Коксуемость, мас. %	7.77	225	6.96	600

^а н.к. – начало кипения.

“умеренно парафинистая” (6–10 мас. %). Для российских ВСН характерно меньшее содержание смол, асфальтенов и пластовых газов (почти в 2 раза). В среднем все ВСН по концентрации асфальтенов относятся к классу “среднеасфальтеновая” (3–10 мас. %), а по содержанию смол – к классу “смолистая” подкласса “высокосмолистая” (20–30 мас. %). Элементный состав ВСН России заметно отличается от мировых ВСН по содержанию серы, кислорода и азота. В целом ВСН относятся к классу “сернистая нефть” (1–3 мас. %), однако российские ВСН более сернистые – содержание серы в 1.6 раз выше. Также ВСН России содержат в 1.2 раза больше кислорода, но на 26 % меньше азота по сравнению с элементным составом среднемировых ВСН. В среднем для всех ВСН характерны низкая насыщенность нефтяным газом, низкое содержание дизельных фракций и повышенное содержание ванадия и никеля.

В табл. 5 представлена информация из БД ИХН СО РАН о физико-химических свойствах ВСН на территории России на примере Западно-Сибирского, Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ. На территориях рассматриваемых бассейнов ВСН различаются по своим фи-

зическим и химическим свойствам. Видно, что наименьшее содержание смол характерно для ВСН Западно-Сибирского НГБ, тогда как количества смол в волго-уральских и тимано-печорских нефтях близки друг к другу. Установлено также, что нефти Западно-Сибирского НГБ наименее вязкие по сравнению с таковыми Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов.

Западно-сибирские ВСН имеют наименьшее содержание серы и асфальтенов, а волго-уральские – наибольшее их содержание. По содержанию парафинов, наоборот: для ВСН Западно-Сибирского НГБ отмечено максимальное количество парафинов, у тимано-печорских нефтей – самое низкое (почти в 2 раза меньше). Выявлено, что ВСН Западно-Сибирского бассейна отличаются большим содержанием газа в нефти (почти на порядок) и фракций н.к. 300 и 350 °С, но меньшим содержанием кислорода, азота, ванадия и никеля от образцов Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ. Коксуемость для ВСН Западно-Сибирского бассейна также самая низкая. Из приведенных данных можно заключить: чем меньше в нефти содержание смол, тем меньше вязкость и содержание в ней серы, асфальтенов, кислорода, азота, ме-

ТАБЛИЦА 5

Физико-химические свойства высокосмолистых нефтей (ВСН) основных нефтегазоносных бассейнов России

Показатели ВСН	Нефтегазоносный бассейн					
	Волго-Уральский		Западно-Сибирский		Тимано-Печорский	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Физические показатели						
Плотность, г/см ³	1267	0.9050	127	0.8916	84	0.8304
Вязкость, мм ² /с	886	442.90	60	76.00	28	2752.66
Химических показатели						
Содержание, мас. %:						
парафинов	942	4.08	134	4.14	52	2.29
смола	1446	22.73	162	17.60	101	21.54
асфальтенов	1394	6.17	156	3.00	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	0.20	21	0.50
фракции н.к. 200 °С	234	16.71	34	15.77	5	10.80
фракции н.к. 300 °С	235	32.54	34	33.25	6	26.20
фракции н.к. 350 °С	194	38.39	25	42.83	5	35.59
Газосодержание в нефти, м ³ /т	469	33.24	31	269.90	9	19.89
Содержание, мас. %:						
ванадия	195	0.0524	25	0.0046	15	0.0117
никеля	156	0.0094	15	0.0013	8	0.0043
Коксуемость, мас. %	534	7.18	25	5.12	5	8.50

таллов, но больше содержание дизельных фракций, твердых парафинов и газа.

Отметим, что нефти Тимано-Печорского НГБ являются самыми вязкими (см. табл. 5). Их вязкость выше вязкости нефтей Западно-Сибирского и Волго-Уральского НГБ в 36 и 6 раз соответственно. Тимано-печорские ВСН отличаются также пониженным содержанием фракций н.к. 200, 300, 350 °С и газа в нефти и характеризуются высокой коксуемостью и повышенным содержанием азота (почти в 2 раза по сравнению с ВСН Западно-Сибирского и Волго-Уральского НГБ).

Из данных табл. 5 следует, что ВСН Волго-Уральского бассейна являются самыми тяжелыми. Содержание серы и парафинов в них практически вдвое выше, чем в ВСН Тимано-Печорского бассейна, а содержание асфальтенов – вдвое больше, чем в ВСН Западно-Сибирского НГБ. Содержание кислорода и металлов также высокое по сравнению с аналогичными концентрациями в других ВСН.

Известно, что гетероатомы в основном сосредоточены в смолисто-асфальтеновых компонентах [5–7]. Количественный анализ содержания серы, кислорода и азота в ВСН трех приведенных в табл. 5 бассейнов подтверждает эту зако-

номерность. Так, концентрации серы, кислорода и азота, а также содержание смол и асфальтенов более высокое в ВСН Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ. Высокосмолистые нефти Западно-Сибирского НГБ характеризуются низкими показателями содержания смол, асфальтенов и гетероатомов (количество серы, кислорода и азота в 2 раза ниже по сравнению с ВСН Волго-Уральского НГБ).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследовано распределение ресурсов нефти с высоким содержанием смол. Показано, что количество НГБ, на территории которых есть ВСН, составляет примерно 1/3 общего их числа. Установлено, что более 43 % ВСН сосредоточено на территории Канады. Наибольшие запасы ВСН России (почти 51 %) находятся на территории Волго-Уральского НГБ.

Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств мировых и российских нефтей с высоким содержанием смол. Показано, что по усредненным данным ВСН являются тяжелыми (0.88–0.92 г/см³), высоковязкими (более 500 мм²/с), сернистыми (1–3 мас. %), среднепа-

рафинистыми (1,5–6 мас. %, Россия) и парафинистыми (более 6 мас. %, мировые), асфальтеновыми (3–10 мас. %) и высокосмолистыми (более 13 мас. %), имеют сравнительно низкое содержание дизельных фракций. Однако российские ВСН оказываются в среднем менее тяжелыми и вязкими, с меньшим содержанием парафинов, смол, асфальтенов и азота, но с большим – серы, кислорода, дизельных фракций и нефтяного попутного газа.

Выявлены особенности физико-химических свойств ВСН отдельных НГБ (с наибольшими запасами таких нефтей в России) – Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Дорохин В. П., Палий А. О. Состояние и перспективы добычи тяжелых и битуминозных нефтей в мире // Нефтепромышленное дело. 2004. № 5. С. 47–50.
- Гаврилов В. П. Концепция продления “нефтяной эры” России // Геология нефти и газа. 2005. № 1. С. 53–59.
- Запывалов Н. П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. 2005. № 6. С. 57–59.
- Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. 2005. № 6. С. 36–40.
- Борисова Л. С. Геохимия асфальтенов и смол рассеянного органического вещества пород и нефтей юры и нижнего мела Западно-Сибирского бассейна: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. Новосибирск, 2019. 33 с.
- Якубов М. Р., Якубова С. Г., Борисов Д. Н., Косачев И. П., Грязнов П. И., Усманова Г. Ш., Милордов Д. В., Романов Г. В. Состав и свойства оксидантов асфальтенов тяжелых нефтяных остатков // Химия и технология топлив и масел. 2015. № 2. С. 52–56.
- Иванова И. К. Физико-химические подходы к выбору эффективных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений: Дис. ... д-ра хим. наук. Якутск, 2019. 266 с.
- Валиев Д. З., Кемалов А. Ф., Кемалов Р. А. Анализ современного состояния проблемы предотвращения образования и утилизации отложений асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтяной отрасли // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 2 (69). С. 103–108.
- Блябляс А. Н. Повышение эффективности химических методов при удалении АСПО в нефтепромышленных трубопроводных системах (на примере Кенгепского месторождения) // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 6 (59). С. 52–55.
- Устькачкинцев Е. Н., Мелехин С. В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестн. Перм. нац. исслед. политех. ун-та. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15, № 18. С. 61–70.
- Антониади Д. Г., Гапоненко А. М., Вартумян Г. Т., Стрельцова Ю. Г. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: учебное пособие. Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 421 с.
- Ильин С. О., Пахманова О. А., Костюк А. В., Антонов С. В. Влияние содержания асфальтенов, смол и парафинов на физико-химические свойства и показатели качества природных нефтей (обзор) // Нефтехимия. 2017. Т. 57, № 6. С. 763–765.
- Галиуллин Э. А. Разработка технологии производства дорожных битумов из сверхвязкой нефти: дис. ... канд. тех. наук. Казань, 2020. 134 с.
- Свириденко Н. Н., Кривцов Е. Б., Головкин А. К. Крекинг битума Ашальчинского месторождения в присутствии микросфер зол ТЭЦ // Фундаментальные исследования. 2014. № 8-4. С. 854–858.
- Чешкова Т. В., Коваленко Е. Ю., Герасимова Н. Н., Сагаченко Т. А., Мин Р. С. Состав и строение смолистых компонентов тяжелой нефти месторождения Усинское // Нефтехимия. 2017. Т. 57, № 1. С. 33–40.
- Яценко И. Г., Полищук Ю. М. География высокосмолистых нефтей и особенности их физико-химических свойств // Изв. Томск. политех. ун-та. 2011. Т. 318, № 1. С. 99–102.
- Яценко И. Г. Распределение запасов высокосмолистой нефти // Горные ведомости. 2010. № 9. С. 12–23.
- Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А.А. Новикова. Томск: В-Спектр, 2014. 154 с.
- Polishchuk Yu. M., Yashchenko I. G. Statistical analysis of regional variation in the chemical composition of Eurasian crude oils // Petroleum Chemistry. 2001. Vol. 41, No. 4. P. 247–251.