УДК 550. 361:553.982

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СЕРНИСТЫХ НЕФТЕЙ МИРА

PHISICO-CHEMICAL PROPERTIES OF SULFUR OILS OF WORLD

Ященко Ирина Германовна
кандидат геолого-минералогических наук,
заведующая лабораторией «Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефти»,
Институт химии нефти,
Сибирское отделение Российской академии наук
sric@ipc.tsc.ru

Аннотация. Приведены результаты анализа физико-химических свойств высокосернистых нефтей и особенностей географии их размещения в планетарном масштабе. Использована информация о свойствах 965 образцов нефтей с повышенным содержанием серы, полученная из мировой базы данных по физико-химическим свойствам нефтей. Показано, что нефти с высоким содержанием серы являются сверхтяжелыми и сверхвязкими, с повышенным содержанием асфальто-смолистых веществ и пониженным содержанием топливных фракций. Результаты исследования могут быть использованы при разработке новых и усовершенствовании существующих методов и технологий переработки нефтей с повышенным содержанием серы.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые нефти, физико-химические свойства нефти, сернистые нефти, нефтегазоносные бассейны.

Yashchenko Irina Germanovna
Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Manager of laboratory «Research information center with the museum of oil»,
Institute of chemistry of oil,
Siberian Branch
of the Russian Academy of Sciences
sric@ipc.tsc.ru

Annotation. The results of the analysis of physical-chemical properties of high-sulfur crude oils and features of the geography of their location on a planetary scale. The information about the properties of 965 samples of oils with high sulfur content was used, which was obtained from the global database of physical and chemical properties of oil. It is shown that oil with high sulfur content are super heavy and extra-viscous, with high content of asphalt-resinous substances and a low content of fuel fractions. The results can be used to develop new and improve existing methods and technologies of processing oils with high sulfur content.

Keywords: hard-to-recover oils, physical and chemical oil properties, heavy oils, viscous oils, sulfur oils, oil-bearing basins.

Введение

В условиях роста объемов добычи углеводородного сырья во всем мире при существенном истощении запасов нефти средней и малой плотности и вязкости в относительно неглубоко залегающих горизонтах становятся актуальными вопросы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. Речь идет о сложных геологических условиях залегания (большие глубины, сложное строение залежи и др.) и характеристиках самих нефтей с аномальными физико-химическими свойствами, в частности, сернистых нефтей. Именно сернистые нефти, являясь одним из видов трудноизвлекаемых нефтей [1], кроме негативных признаков – высокая плотность и вязкость – обладают еще одним параметром, существенно затрудняющим процессы освоения их запасов. В связи с высочайшей коррозионной способностью сероводорода сернистых нефтей затрудняется реализация всех этапов их освоения, особенно разработки залежей и переработки сернистых нефтей на нефтехимических предприятиях.

Известно, что высокое содержание серы в нефти влияет не только на технологию ее освоения, транспорта, переработки и утилизации, но и на степень неблагоприятного воздействия на окружающую среду. Все это вынуждает исследовать размещение сернистых нефтей, содержание серы в этих нефтях и особенности физико-химических свойств и условий их залегания более детально.

Полагаю, что даже выделение основных особенностей распространения, условий нахождения и физико-химических свойств сернистых нефтей будет полезным на стадиях активного освоения их ресурсов. Во всем мире запасы сернистых нефтей очень велики. Так, для Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна проблема сернистых нефтей имеет особое значение. Здесь имеются миллиарды тонн разведанных запасов сернистых нефтей, что требует особого отношения к их производству и существенного изменения политики в подготовке запасов рассматриваемых нефтей как в этом бассейне, так и в новых центрах нефтедобычи [2–5].

1. Особенности размещения, свойств и условий залегания сернистых нефтей

Для проведения исследований путем анализа многочисленных литературных источников в Институте химии нефти СО РАН собран обширный фактический материал по физическим свойствам и химическому составу нефтей мира, а также о геологических характеристиках нефтеносных бассейнов. На основе этого материала была сформирована база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей мира. При формировании этой базы данных в качестве источников информации используются практически все доступные справочники, монографии, научные статьи и др.

В настоящее время в базе данных представлено описание более 23300 образцов нефтей из 300 нефтегазоносных бассейнов мира. Для исследования особенностей физико-химических свойств сернистой нефти (СН) на основе информации из БД был сформирован массив данных. К сернистой нефти в соответствии с классификацией [6] относим образцы нефти с содержанием серы 3 масс. % и выше. Сформированный массив данных о свойствах СН составил 900 записей из 370 месторождений 38 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на нефтегазоносных территориях Азии, Европы, Северной и Южной Америки и Африки. На территории Евразии находится 24 НГБ с сернистой нефтью, в Америке – 12 бассейнов, а на территории Африки – 2 бассейна с СН. Как видно из таблицы 1, скопления сернистых нефтей довольно широко распространены в земной коре и свойственны почти всем геотектоническим типам НГБ (бассейны подвижных поясов, платформенные бассейны и бассейны переходных зон [7]). В таблице 1 приведен перечень основных НГБ двух геотектонических типов, также указано количество месторождений с СН и средние (по территории НГБ) значения содержания серы в сернистых нефтях бассейна. Выявлено, что бассейн Гвинейского залива в единственном числе принадлежит к переходным зонам, поэтому в таблице 1 не представлен. Наибольшее количество скоплений сернистых нефтей связано с НГБ платформенного типа (древние и молодые платформы) – почти 79 % месторождений, в то время как на месторождениях НГБ древних и молодых платформ в целом средне-бассейновое содержание серы ниже по сравнению с сернистостью нефтей бассейнов подвижных поясов. Высокие значения сернистости отмечены на многих месторождениях НГБ подвижных поясов – Англо-Парижский, Венский, Карпатский, Ронский, Северо-Предкарпатский, Сицилийский и Эбро (табл. 1).

Таблица 1 – Данные о сернистых нефтях основных НГБ мира

Тип нефтегазоносного бассейна	Нефтегазоносный бассейн	Количество месторождений с СН	Средне-бассейновое содержание серы в СН, масс. %
Бассейны подвижных поясов	Адриатический	5	5,12
	Аквитанский	2	4,40
	Афгано-Таджикский	11	4,71
	Биг-Хорн	4	3,27
	Карпатский	3	6,70
	Маракаибский	4	4,78
	Оринокский	7	4,43
	Санта-Мария	3	4,75
	Северо-Кавказский	2	14,50
	Северо-Кубинский	4	5,65
Платформенные бассейны	Волго-Уральский	203	3,77
	Днепровско-Припятский	2	4,93
	Западно-Канадский	5	4,72
	Западно-Сибирский	6	4,45
	Лено-Тунгусский	4	6,34
	Мексиканского залива	24	4,16
	Персидского залива	24	5,72
	Прикаспийский	5	4,41
	Суэцкого залива	8	3,75
	Тимано-Печорский	6	3,35
	Уиллистонский	4	3,23

На рисунке 1а приведена диаграмма распределения количества месторождений с СН в нефтегазоносных бассейнах, которая показывает, что более половины месторождений сернистой нефти размещаются в Волго-Уральском НГБ (около 55 %). Однако запасы СН бассейна составляют всего 3,6 % запасов сернистых нефтей мира (рис. 1б). Наибольшие запасы СН сосредоточены в Западно-Канадском НГБ, бассейне Персидского залива и Оринокском НГБ, их доли мировых запасов сернистой нефти составляет почти 70; 14 и 6 % соответственно. Как видно из рисунка 1, запасы СН этих трех бассейнов в сумме составляют почти 90 % мировых запасов.

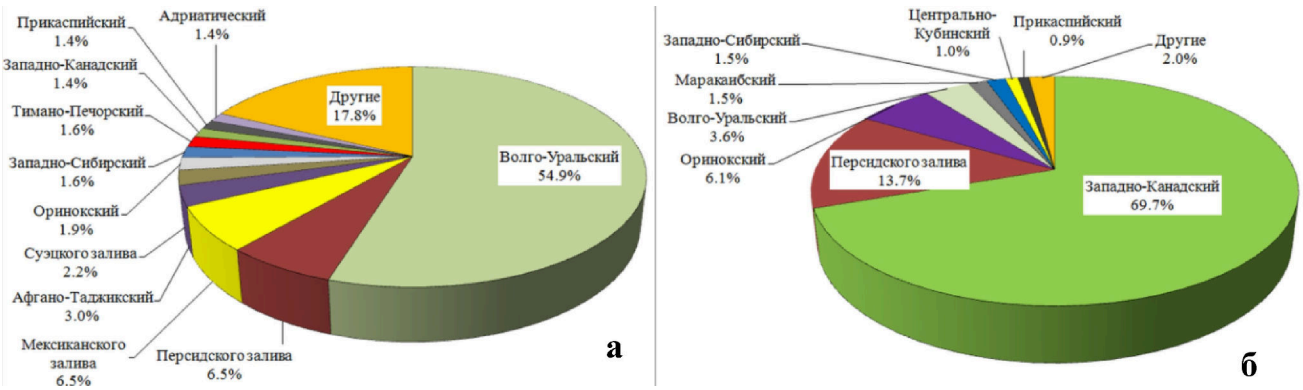

Рисунок 1 – Распределение числа месторождений (а) и основных запасов (б) сернистой нефти по нефтегазоносным бассейнам

В таблице 2, где приведен перечень уникальных по своим запасам месторождений с СН (запасы более 300 млн тонн), также указано среднее (по территории месторождения) содержание серы. К очень сернистым нефтям (7–20 %) относятся нефти бассейнов подвижных поясов (Афгано-Таджикский, Карпатский, Оринокский, Северо-Кавказский, Северо-Кубинский, Северо-Предкарпатский, Сицилийский) и платформенных бассейнов (Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Западно-Сибирский, Лено-Тунгусский, Персидского залива, Прикаспийский и Центрально-Европейский). На территории России самыми сернистыми (7,8–16 %) являются нефти месторождений Олейниковское и Красно-Камышанское (Северо-Кавказский НГБ), Алинское (Лено-Тунгусский НГБ), Садкинское (Волго-Уральский НГБ) и Самбургское (Западно-Сибирский НГБ).

Таблица 2 – Характеристика уникальных по запасам месторождений сернистой нефти

Месторождение	Нефтегазоносный бассейн	Страна	Среднее по месторождению содержание серы, мас. %
Атабаска	Западно-Канадский	Канада	4,38
Пис-Ривер	Западно-Канадский	Канада	5,56
Уобаска	Западно-Канадский	Канада	4,10
Колд-Лейк	Западно-Канадский	Канада	4,11
Сафания	Персидского залива	Саудовская Аравия	2,93
Хамака	Оринокский	Венесуэла	3,48
Румейла	Персидского залива	Ирак	2,75
Церро-Негро	Оринокский	Венесуэла	4,10
Ромашкинское	Волго-Уральский	Россия	1,92
Манифа	Персидского залива	Саудовская Аравия	2,88
Раудатейн	Персидского залива	Кувейт	4,92
Зулуф	Персидского залива	Иран	2,88
Самотлорское	Западно-Сибирский	Россия	1,01
Реформа	Центрально-Кубинское	Куба	3,13
Зубейр	Персидского залива	Ирак	4,00
Каламкас	Прикаспийский	Казахстан	1,63
Бочакеро	Маракаибский	Венесуэла	2,68
Вафра	Персидского залива	Нейтральная зона	4,98
Шэнли	Бохайский	Китай	2,83
Ратави	Персидского залива	Ирак	4,68
Тиа-Хуана	Маракаибский	Венесуэла	2,08
Новоелховское	Волго-Уральский	Россия	2,17
Сирри	Персидского залива	Иран	3,70
Самбургское	Западно-Сибирский	Россия	9,16
Арланское	Волго-Уральский	Россия	3,20
Бай-Хассан	Персидского залива	Ирак	3,23

Кратко рассмотрим основные характеристики сернистых нефтей. В таблице 3 представлена информация о средних значениях физико-химических характеристик СН, пластовые температуры и давления.

Таблица 3 – Физико-химические свойства сернистых нефтей

Характеристики нефти	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см^3	861	0,9318
Вязкость при 20 °С, мм^2/с	410	3187,98
Содержание серы, % масс.	900	4,14
Содержание парафинов, % масс.	463	3,89
Содержание смол, % масс.	494	23,55
Содержание асфальтенов, % масс.	560	8,46
Газосодержание в нефти, м^3/т	222	22,29
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, °С	220	34,16
Пластовое давление, МПа	214	14,55

Плотность

Сернистые нефти обладают в среднем высокой плотностью (табл. 3) и относятся к классу «сверхтяжелая» (изменение плотности по классификации [6] – 0,92–0,96 г/см^3), что является одним из важных факторов отнесения сернистых нефтей к трудноизвлекаемым. Плотность изменяется в диапазоне 0,79–1,08 г/см^3. Величина более 1,00 г/см^3 характерна для плотности нефти класса «битуминозная» (более 0,96 г/см^3 по классификации [6]) месторождений бассейнов подвижных поясов – Патос и Селеница (Адриатический НГБ), Боскан, Бочакеро и Тиа-Хуана (Маракаибского НГБ), Амударьинское (Афгано-Таджикский НГБ), Зуата, Церро-Негро и Хамака (Оринокский НГБ), Джела (Сицилийский НГБ), Судово-Вишнянское (Карпатский НГБ), а также месторождений бассейнов платформенного типа – Атабаска, Сон-Лейк и Ллойдминстер (Западно-Канадский НГБ), Майя и Монте (бассейн Мексиканского залива), Рас-Бакр (бассейн Суэцкого залива), Шэнли (Бохайский НГБ), Каламкас (Прикаспийский НГБ) и Беркет-Ключевское, Арланское, Сидкинское, Ашальчинское, Екатериновское, Северо-Ашальчинское, Шунгурское (Волго-Уральский НГБ).

Сернистые нефти в среднем являются сверхвязкими (вязкость более 500 мм^2/с по классификации [6]), усугубляя тем самым свою трудноизвлекаемость. Наиболее вязкими являются нефти месторождений в пределах бассейнов платформенного типа – Волго-Уральского, Западно-Канадского, Прикаспийского, Персидского залива, Тимано-Печорского. Высокая вязкость сернистых нефтей в пределах НГБ подвижных поясов характерна для месторождений Патос – 1400 мм^2/с (Адриатический НГБ) и Хамака – более 495000 мм^2/с (Оринокский НГБ).

Содержание парафинов

Этот компонент является одной из важнейших характеристик сернистых нефтей. Во многих из них парафины содержатся в незначительных количествах, в целом содержание парафинов сернистых нефтей изменяется от минимальных значений (менее 1 %) до 19 %, в среднем СН относятся к классу «среднепарафинистая нефть» (содержание парафинов 1,5–6 % по классификации [6]). Максимальное содержание парафинов (18,6 %) определено для СН месторождения Акбаш-Адыр (Афгано-Таджикский НГБ), к классу «парафинистая нефть» (содержание парафинов более 6 %) относятся в основном тяжелые нефти месторождений бассейнов платформенного типа (древние платформы) – это нефти месторождений Рас-Гариб и Рас-Амер (бассейн Суэцкого залива), Западно-Хоседаюское (Тимано-Печорский НГБ) и Ножовское, Радаевское, Вишенское, Правдинское, Сосновское, Тананыкское, Нурлатское, Карача-Елгинское, Графское, Новобесовсое и др. (Волго-Уральский НГБ). В НГБ подвижных поясов отмечены парафинистые нефти в следующих месторождениях – Красно-Камышанское, Олейниковское (Северо-Кавказский НГБ), Коштар (Амударьинский НГБ), Ляль-Микар, Кокайты, Шаамбары, Кичик-Бель, Северный Канибадам и Амударьинское (Афгано-Таджикский НГБ).

Содержание смол

Концентрация смол изменяется в очень широких пределах. Максимальное содержание смол (около 78 %) отмечается на месторождении Волго-Уральского НГБ – Ашальчинское. Чрезвычайно высокие концентрации смол (более 30 %, нефть класса «сверхвысокосмолистая» по классификации [6]) характерны для многих волго-уральских месторождений и других месторождений платформенных бассейнов – Атабаска и Ллойдминстер (Западно-Канадский НГБ), Южно-Тигянское (Енисейско-Анабарский НГБ), Кайяра (бассейн Персидского залива), Шэнли (Бохайский НГБ). Отмечены месторождения со сверхвысокосмолистыми нефтями и в пределах НГБ подвижных поясов, это в основном нефти Афгано-Таджикского бассейна, а также месторождений Джела (Сицилийский НГБ), Варадеро (Северо-Кубинский НГБ), Питч Лейк (Оринокский НГБ).

Содержание асфальтенов

В среднем СН относятся к классу «среднеасфальтеновая нефть» (табл. 3). Высокое содержание асфальтенов (более 10 %, нефть класса «высокоасфальтеновая») характерно для сернистых нефтей бассейнов платформенного типа, таких как Волго-Уральский, Персидского залива, Суэцкого залива, Мексиканского залива, Западно-Канадский, Западно-Сибирский, Енисейско-Анабарский, Уиллистонский и Бохайский. Высокие значения содержания асфальтенов отмечены в месторождениях НГБ подвижных поясов, в основном Адриатического, Афгано-Таджикского, Маракаибского, Оринокского, Севро-Кубинского и Сицилийского бассейнов. Максимальные концентрации асфальтенов (30–60 %) наблюдаются в нефтях месторождений Атабаска, Питч Лейк, Селеница, Спиридоновское и Шэнли. Данные нефти обеднены содержанием легких и дизельных фракций.

Газосодержание

Содержание нефтяного газа в СН очень низкое, изменяется от 2 до 198 $м^3$/т, что является еще одним фактором отнесения сернистых нефтей к трудноизвлекаемым. Повышение газосодержания отмечено для НГБ подвижных поясов – Биг-Хорн, Вентура-Санта-Барбара и Санта-Мария.

Пластовая температура

В залежах, содержащих сернистые нефти, температура в среднем не достигает 35 ºС, что также влияет на трудноизвлекаемость данных нефтей. Температура залежей изменяется в широких пределах – от 8 ºС для волго-уральских месторождений до более 100 ºС. Самые «горячие»пласты отмечены на глубине 1500–3800 м в месторождениях бассейна Персидского залива (Бузурган, Карачок, Ратави, Румела, Сафания, Суэдия), Мексиканского залива (Талко), Сицилийского (Джела) и Юта-Невадинского (Курант).

Распределение по глубине

Отложения, содержащие залежи сернистых нефтей, характеризуются широким глубинным диапазоном – от поверхности до почти 4000 м. Частота встречаемости СН по глубине следующая: до 1000 м – 27,8 % сернистых нефтей, от 1000 до 2000 м – 63,7 %, от 2000 до 3000 м – 7,7 % и более 3000 м – всего 0,8 % сернистых нефтей, что свидетельствует о резком снижении количества СН ниже 2000 м. Установлено, что до 200 м залегают нефти месторождения Атабаска (Западно-Канадский НГБ), Хаудагское (Афгано-Таджикский НГБ), Оленекское (Лено-Тунгусский НГБ) и волго-уральских месторождений Аверьяновское, Северо-Ашальчинское, Спиридоновское и Мордово-Кармальское. Волго-уральские СН в большинстве случаев залегают до 2000 м, от 2000 м – это в основном нефти Афгано-Таджикского, Персидского залива, Тимано-Печорского, Западно-Сибирского НГБ. Глубокозалегающими нефтями (более 3000 м) являются нефти следующих месторождений – Воляблажевское (Карпатский НГБ), Западно-Хоседаюское и Урернырдское (Тимано-Печорский НГБ), Северный Канибадам (Афгано-Таджикский НГБ), Бузурган и Сирри (бассейн Персидского залива) и Джела (Сицилийский НГБ).

Стратиграфическое распределение

Сернистые нефти характеризуются широким возрастным диапазоном: в кайнозойских отложениях – 20 % образцов СН, в мезозойских отложениях – 30,6 %, в палеозойских – их больше всего и составляет почти 50 %. Молодые отложения (палеогеновые и неогеновые) характерны для бассейнов подвижных поясов. Отложения мезозойской эратемы встречаются как в платформенных бассейнах, так и бассейнах подвижных поясов, самыми крупными по своим запасам являются месторождения Атабаска (Западно-Канадский НГБ), Бай-Хассан, Вафра, Зубейр, Манифа, Ратави, Раудатейн, Румейла, Сафания, Сирри (бассейн Персидского залива), Самотлорское (Западно-Сибирский НГБ), Эбано-Пануко и Наранхос (бассейн Мексиканского залива), Реформа (Центрально-Кубинский НГБ) и Наульское (Тимано-Печорский НГБ). Пермские и более древние (каменноугольные и девонские образования) палеозойской эратемы характерны только для бассейнов платформенного типа (древние платформы) – Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Биг-Хорн, Суэцкого залива, Прикаспийский и Ханна-Ларами.

2. Особенности сернистых нефтей Волго-Уральского бассейна

Как было показано выше, на территории России наибольшим количеством сернистых нефтей обладает Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (ВУНГБ) – более 50 % образцов СН мира. Сформирован массив данных о свойствах волго-уральских СН, объем которого составил 562 образца из 203 месторождений. Уникальными и крупными по запасам являются месторождения: Ромашкинское, Новоелховское, Арланское, Юсуповское, Аксубаево-Мокшинское, Гремихинское, Чутырско-Киенгопсинское, Радаевское и Степноозерское. Нефти залегают в основном до 2000 м (98 % волго-уральских СН) и только нефти 6 месторождений (Елгачихинское, Репьевское, Сергеевское, Султангулов-Заглядинское, Тананыкское и Шафрановское) залегают ниже 2000 м. Сернистые нефти являются палеозойскими, в основном находятся в каменноугольных отложениях (76,2 % образцов), в пермских и девонских отложениях – 13,8 и 10 % соответственно.

Кратко рассмотрим основные характеристики сернистых нефтей ВУНГБ. В табл. 4 представлена информация о средних значениях физико-химических свойств СН, пластовых температуры и давления. По сравнению со свойствами средне-мировых сернистых нефтей, волго-уральские менее тяжелые и вязкие, с меньшим содержанием серы, парафинов, смол и асфальтенов. Очень обеднены нефтяным газом и залегают в пластах с еще более низкой температурой.

Таблица 4 – Физико-химические свойства сернистых нефтей Волго-Уральского бассейна

Характеристики нефти	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см^3	542	0,9226
Вязкость при 20 °С, мм^2/с	343	612,40
Содержание серы, % масс.	562	3,77
Содержание парафинов, % масс.	375	3,60
Содержание смол, % масс.	393	23,28
Содержание асфальтенов, % масс.	427	7,32
Газосодержание в нефти, м^3/т	176	16,56
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, °С	160	27,28
Пластовое давление, МПа	159	14,58

Максимальное количество серы 7,8 % отмечено в природных битумах месторождения Садкинское (Средне-Волжская нефтегазоносная область). Сернистость нефти в диапазоне 5–7 % характерна в основном для СН месторождений Мелекесско-Абдулинской и Татарской нефтегазоносных областей.

Сернистые Волго-уральские нефти обладают в среднем высокой плотностью (табл. 4) и относятся к классу «сверхтяжелая» (плотность выше 0,92 г/см^3). Плотность изменяется в диапазоне 0,83–1,03 г/см^3. Величина более 1,00 г/см^3 характерна для плотности нефтей месторождений Татарской нефтегазоносной области (Аверьяновское, Беркет-Ключевское, Горское, Екатериновское, Нагорное, Северо-Ашальчинское и Шугуровское), в Уфимской НГО – месторождение Арланское, Пермско-Башкирской НГО – Осинское месторождение и Средне-Волжской области – это месторождение Садкинское.

Сверхвязкими сернистыми нефтями (вязкость при 20 ºС более 500 мм^2/с) являются нефти Аксубаево-Мокшинского, Ашальчинского, Бавлинского, Вишнево-Полянского, Горского, Нагорного (Татарская нефтегазоносная область) и Аканского, Западно-Радужного, Правдинского месторождений Мелекесско-Абдулинской области. Самыми вязкими являются залежи Ашальчинского и Горского месторождений.

Во многих сернистых нефтях ВУНГБ парафины практически отсутствуют или содержаться в незначительных количествах, в среднем нефти относятся к классу «среднепарафинистая нефть». Парафинистые нефти (содержание парафинов более 6 %) составляют из общей выборки волго-уральских СН всего 8,6 %, в основном это нефти месторождений Мелекесско-Абдулинской области (Аллагуловское, Вишенское, Мордовоозерское, Новобесовское, Правдинское, Радаевское, Северо-Каменское, Сосновское), а максимальное содержание парафинов 15,6 % отмечено на месторождении Новобесовское, глубина 1670–1680 м.

Концентрация асфальто-смолистых компонентов изменяется в очень широких пределах. Максимальное содержание смол, более 60 %, отмечено на месторождениях Ашальчинское и Репьевское, минимальное – 2 % на месторождении Вишенское, глубина 1500–1514 м. Максимальное содержание асфальтенов (около 30 %) отмечено в природных битумах месторождений Абдрахмановское, Репьевское и Спиридоновское, минимальное – до 2 % характерно для нефтей Березовского, Верхнечусовского, Калиновского и Шугурского месторождений.

Заключение

Запасы сернистых нефтей во всем мире очень велики. Показано, что их скопления из Западно-Канадского, Персидского залива и Оринокского бассейнов в сумме составляют почти 90 % мировых запасов сернистых нефтей. В России подобные нефти сосредоточены более чем в 230 месторождениях, большинство из которых приходится на Волго-Уральский НГБ.

Проведенный анализ по составу и размещению сернистых нефтей в различных НГБ мира позволил определить, что скопления сернистых нефтей довольно широко распространены в Земной коре. Эти скопления свойственны почти всем геотектоническим типам НГБ (подвижных поясов, древним и молодым платформам). Установлено, что сернистые нефти бассейнов платформенного типа характеризуются в среднем меньшей сернистостью.

Сернистые нефти относятся к одному из видов трудноизвлекаемых нефтей, в среднем являются сверхтяжелыми и высоковязкими, что еще более усугубляет их трудноизвлекаемость и существенно затрудняет процессы освоения их запасов. Установлено малое газосодержаниеи низкие пластовые температуры сернистых отложений, что также характеризует сернистые нефти как трудноизвлекаемые.

Более подробно рассмотрены физико-химические свойства сернистых нефтей Волго-Уральского НГБ, как центра скопления сернистых залежей на территории России. По сравнению со свой-

ствами средне-мировых сернистых нефтей, волго-уральские менее тяжелые и вязкие, с меньшим содержанием серы, парафинов, смол и асфальтенов. Очень обеднены нефтяным газом и залегают в пластах с еще более низкой температуры.

Литература*:*

1. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.
2. Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 21–26.
3. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007 (2). – С. 1–11. – URL : www.ngtp.ru
4. Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.
5. Рыльков А.В., Потеряев В.В. Нафтеновые нефти мира (распространение, генезис, применение) // Известия высших учебных заведений : Нефть и газ. – 2013. – № 1. – С. 32–43.
6. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / под ред. А.А. Новикова. – Томск : В-Спектр, 2014. – 154 с.
7. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Ханин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа : учебник / под ред. Б.А. Соколова. – М. : Изд-во МГУ; Изд. центр «Академия», 2004. – 415 с.

Reference:

1. Lisovsky N.N., Halimov E.M. About classification of hardly removable stocks // the TsKR Rosnedra Bulletin. – 2009. – № 6. – P. 33–35.
2. Purtova I.P., Varichenko A.I., Spurov I. Hardly removable reserves of oil. Terminology. Problems and a condition of development in Russia // Science and energy industry. – 2011. – № 6. – P. 21–26.
3. Yakutseni V.P., Petrov Yu.E., Sukhanov A.A. Dynamic of a share of relative maintenance of hardly removable reserves of oil in overall balance // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2007 (2). – P. 1–11. – URL : www.ngtp.ru
4. Maksutov R., Orlov G., Osipov A. Development of stocks high-viscosity oils in Russia // Technologies of energy industry. – 2005. – № 6. – P. 36–40.
5. Rylkov A.V., Poteryaev V.V. Naftenovye of world oil (distribution, genesis, application) // News of higher educational institutions : Oil and gas. – 2013. – № 1. – P. 32–43.
6. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Hardly removable oil: physical and chemical properties and regularities of placement / under the editorship of A.A. Novikov. – Tomsk : V-Spektr, 2014. – 154 p.
7. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khanin V.E. Geology and geochemistry of oil and gas : the textbook / under the editorship of B.A. Sokolov. – M. : MSU publishing house; Prod. center «Akademiya», 2004. – 415 p.