

О РОЛИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ КАК ИСТОЧНИКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В БУДУЩЕМ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННО- ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ПО НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ГЕОЛОГИИ МУЗЕЯ НЕФТЕЙ ИХН СО РАН

Яценко И.Г.

Учреждение Российской академии наук Институт химии нефти
Сибирского отделения РАН 634021, пр. Академический, 4, г. Томск, Россия,

Факс: (3822)-49-14-57, E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Необходимость изыскания новых путей поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов в связи с ростом нефтепотребления и увеличения запасов трудноизвлекаемой (тяжелой, вязкой, высокосмолистой малопарафинистой и высокопарафинистой) нефти определяет актуальность изучения физико-химических свойств и состава нефти. Для выполнения указанных исследований разработана и развивается созданная в Институте химии нефти СО РАН мировая база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающая описания более 19000 образцов нефти. Рассмотрены методические вопросы комплексного анализа пространственных и количественных изменений физико-химических свойств трудноизвлекаемой нефти с применением методов статистического и пространственного анализа данных. Целью комплексного анализа свойств тяжелой, вязкой, высокосмолистой, малопарафинистой и высокопарафинистой нефти является установление географических закономерностей распределения этой нефти, зависимости изменения ее физико-химических свойств от глубины залегания, возраста нефтемещающих пород, литологических характеристик коллекторов и термобарических условий ее залегания. Пространственный анализ осуществлен на основе использования средств геоинформационных систем (ГИС) и ГИС-технологий. Приведены результаты сравнительного анализа пространственных изменений физико-химических свойств вязкой нефти континентов, стран и нефтегазоносных бассейнов.

Введение

Трудноизвлекаемые нефти определяются достаточно большим числом геолого-физических, геологопромысловых и физико-химических характеристик нефти и условий ее залегания. Одним из первых факторов отнесения нефти к трудноизвлекаемым является аномальность ее физических свойств, в частности, высокая плотность и вязкость, и химических свойств, а именно, высокое содержание смол и парафинов.

По данным [1 - 5] мировые запасы трудноизвлекаемой нефти с особыми свойствами (тяжелая, вязкая, парафинистая, смолистая) значительно превышают запасы легкой нефти. В России также большую часть запасов составляют трудноизвлекаемые нефти, в частности вязкие нефти (ВН), к которой принято относить нефть с вязкостью 30 мПа*с или 35 мм²/с и выше [1 - 3]. Мировые запасы такой нефти значительно превышают запасы нефти малой и средней вязкости (162 млрд. т) и составляют по оценкам специалистов около 1 трлн. т [3]. Наиболее крупные запасы вязкой нефти находятся в Канаде, Венесуэле, Мексике, США, России, Кувейте и Китае. Значительными запасами ВН обладает Россия – около 6,2 млрд. т. Так, по данным [5] в Тюменской области (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн) расположено остаточных балансовых запасов вязкой нефти категории А+В+С₁ около 2,3 млрд. т, что составляет 37, 3 % запасов ВН России. В Волго-Уральском

регионе доля от запасов вязкой нефти России составляет 34,1 %, в Тимано-Печорском – 22,4 % [5]. В совокупности эти три региона обладают более 93 % запасов ВН России.

Развитие базы данных физико-химических свойств трудноизвлекаемой нефти мира

Огромный объем информации, необходимой для исследования распределения трудноизвлекаемой нефти по физико-химическим свойствам поставил необходимость создания в Институте химии нефти СО РАН базы данных по химии нефти, описанной в наших работах [6 - 9]. БД постоянно развивается и совершенствуется (табл. 1), пополняется новой информацией о физико-химических и геохимических свойствах нефти, ее географическом местоположении, геологических и термобарических условиях залегания.

Таблица 1 - Развитие базы данных физико-химических свойств нефти

Количество нефтегазоносных бассейнов		Количество месторождений		Объем данных из БД	
2005 г.	2010 г.	2005 г.	2010 г.	2005 г.	2010 г.
150	180	4068	4990	15387	19072
Увеличение на 20 %		Увеличение на 23 %		Увеличение на 24 %	

Как было сказано выше, в мире запасы тяжелой и высоковязкой нефти примерно в 5 раз превышают объем извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости, трудноизвлекаемая нефть рассматривается в качестве основного резерва мировой добычи нефти. В связи с этим объектами исследования стали тяжелые, высоковязкие высокосмолистые, высокопарафинистые и малопарафинистые нефти. В настоящее время мировая база данных по физико-химическим свойствам нефтей включает описания более 19000 образцов нефти, в которой содержится 4120 описаний тяжелой нефти, 1934 образцов нефтей, относящихся к высоковязкой (вязкость более 35 мм²/с) нефти, более 1185 образцов малопарафинистой (содержание парафинов менее 1,5 %) нефти, 2040 описаний высокопарафинистой и более 1810 образцов высокосмолистой (содержание смол более 13 %) нефти. Более подробно данная информация представлена в табл. 2.

Таблица 2 - Число описаний вязкой, тяжелой, высокосмолистой, малопарафинистой и высокопарафинистой нефти в БД

Класс нефти	Объем выборки из БД	Количество нефтегазоносных бассейнов	Количество месторождений
Тяжелая (плотность более 0,88 г/см ³)	4120	104	1476
Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с)	1934	40	689
Высокосмолистая (содержание смол более 13 %)	1810	51	646

Малопарафинистая (содержание парафинов менее 1,5 %)	1185	31	448
Высокопарафинистая (содержание парафинов более 6 %)	2040	47	715

Методические вопросы комплексного анализа свойств трудноизвлекаемой нефти

Известно, что в анализе закономерностей пространственного размещения природных объектов, таких как нефтегазовые месторождения и нефтегазоносные бассейны, приходится учитывать их пространственные свойства, связанные с их размерами, взаиморасположением и др. Включение в анализ пространственных свойств вносит разнородность в информационные массивы, что требует проведения комплексного анализа данных на основе сочетания методов пространственного и статистического анализа. Общие вопросы проведения такого комплексного анализа изменений физико-химических свойств нефти, основанного на сочетании методов пространственного и статистического анализа, разработаны в наших работах и в наиболее полном виде изложены в научной монографии (авторы Ю.М.Полищук и И.Г. Яценко) «Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений» [9].

Вследствие пространственного характера влияния геологических факторов на формирование залежей углеводородов исследования закономерностей распределения трудноизвлекаемой нефти проводились на основе сочетания методов статистического и пространственного анализов. Пространственный анализ требует применения картографических материалов и может быть осуществлен с использованием средств геоинформационных систем и ГИС-технологий. При этом картографические материалы используются как для проведения пространственного анализа данных, так и для картографического отображения результатов анализа. Важными для проведения наших исследований являются тематические карты, в качестве которых в нашей работе использованы карты нефтегазоносности, карты тектонического, геотермического районирования и др.

Трудноизвлекаемая нефть определяется достаточно большим числом геолого-физических, геологопромысловых и физико-химических характеристик нефти и условий ее залегания. Однако, в зарубежной и отечественной литературе нет единых определений и количественных граничных значений таких понятий, как вязкая и высоковязкая, малосмолистая и высокосмолистая, малопарафинистая и высокопарафинистая нефть, а, следовательно, не существует и единой общепринятой классификации нефти по ее вязкости и содержанию смол и парафинов. Эти показатели являются важными классификационными признаками при отнесении образцов нефти к трудноизвлекаемой.

Для проведения статистического анализа данных и для отображения на цифровых картах статистических характеристик исследуемых показателей необходимо классифицировать тяжелую, вязкую, высокосмолистую, высокопарафинистую и малопарафинистую нефть. Для этих целей пригодна разработанная авторами обобщенная классификация нефти, которая представлена в табл. 3.

Таблица 3 – Классификация нефти по плотности, вязкости и содержанию смол и парафинов

Физико-химические показатели	Класс нефти		Пределы изменения классификационных интервалов
Плотность (г/см ³)	легкая	очень легкая	< 0,80
		легкая	0,80÷0,84
	со средней плотностью		0,84÷0,88
	тяжелая	нефть с повышенной плотностью	0,88÷0,92
		сверхтяжелая	0,92÷0,96
		битуминозная	более 0,96
Вязкость при 20 °С, (мм ² /с)	маловязкая		< 10
	средневязкая		10 ÷ 35
	вязкая	нефть с повышенной вязкостью	35÷100
		высоковязкая	100÷500
		сверхвязкая	более 500
Содержание смол (% мас.)	малосмолистая		< 8
	смолистая		8÷13
	высокосмолистая		более 13
Содержание парафинов (% мас.)	малопарафинистая		< 1,5
	среднепарафинистая		1,5 ÷ 6
	парафинистая	умеренно парафинистая	6 ÷ 10
		высокопарафинистая	10 ÷ 20
		сверхвысокопарафинистая	более 20

Так, к вязкой нефти принято [3] относить образцы нефтей с вязкостью более 30 мПа*с или 35 мм²/с при температуре 20 °С. Эти значения вязкости нефти соответствуют пределу, за которым начинаются осложнения при добыче, транспортировке и переработке нефти, приводящие к росту ее себестоимости. Интервалы изменения плотности, вязкости нефтей в классификации табл. 3 определены и согласованы на основе анализа классификаций других исследователей и информации из БД. В соответствии с классификацией табл. 3 далее будем считать нефть малопарафинистой, если содержание парафинов в них не более 1,5 %, парафинистой – содержание парафинов более 6 %, высокосмолистой – содержание смол превышает значение 13 %.

На рис. 1 в качестве примера приведены гистограммы распределения нефти из месторождений мира путем анализа из БД с применением статистических методов соответ-

ственно около 12631 образцов нефти с известной плотностью (рис. 1а), 5800 образцов с известной вязкостью (рис. 1б), 6493 образцов с известным содержанием смол (рис. 1в) и 7000 образцов с известным содержанием парафинов (рис. 1г) по предложенной классификации (табл. 3). По значению плотности нефть разделена на 6 классов, вязкости и содержанию парафинов - на 5 классов.

На рис. 1 выделены штриховкой области тяжелой, вязкой, высокосмолистой, малопарафинистой нефти. Как видно из рис. 1а и 1б, количество тяжелой и вязкой нефти распределилось почти одинаково – примерно по 1/3 общей выборки (32,7 и 32,3 % соответственно). На рис. 1в, где представлено распределение нефти по содержанию смол, видно, что около половины от всей выборки составляют малосмолистая нефть, количество смолистой и высокосмолистой нефти практически одинаково (24 и 27 % соответственно). На рис. 1г представлено распределение нефти с различным содержанием парафинов по классам. Как видно из рис. 1г, доля малопарафинистой нефти составляет более 1/6 всей выборки, а доля парафинистой – около 30 %. Наибольшее количество нефти относится к классу среднепарафинистой (почти 55 %).

Распределение ресурсов нефти по классам классификации табл. 3 представлено на

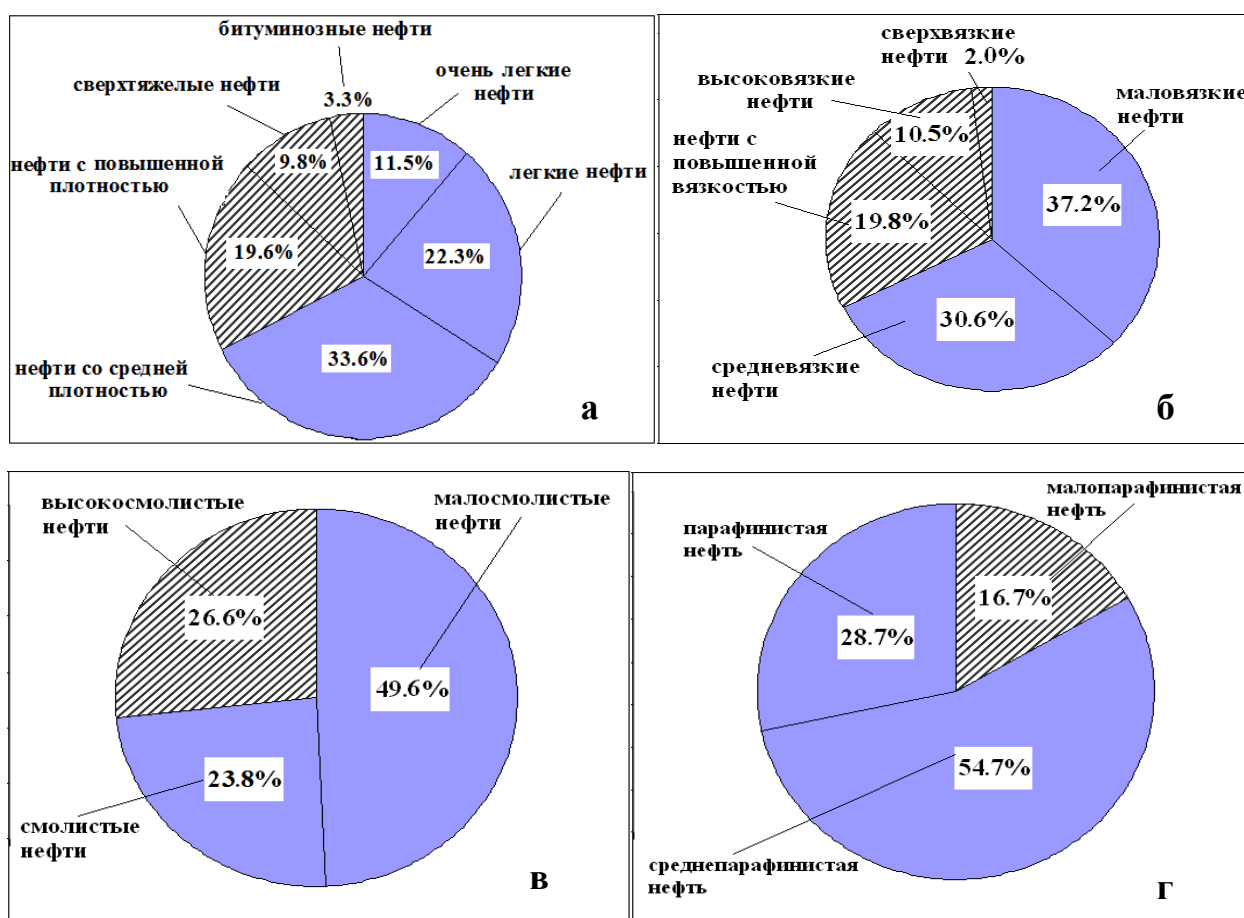


Рис. 1 - Распределение количества нефти по плотности (а), вязкости (б) и концентрации смол (в) и парафинов (г) согласно классификации табл. 3

рис. 2, из которого видно, что по данным из БД запасы тяжелой, вязкой и высокосмолистой нефти велики и превышают 40 % общемировых ресурсов, ресурсы парафинистой нефти составляют примерно ¼ долю. Тот факт, что эти данные не показывают превышение запасов трудноизвлекаемой нефти в разы по сравнению с запасами нефти низкой плотности, малой и средней вязкости, небольшой концентрации смол и парафинов, как об этом говорилось во введении, говорит о том, БД создавалась в то время, когда проблемы добычи, транспортировки и переработки трудноизвлекаемой нефти особо остро не стояли, в настоящее время БД развивается в этом направлении и более полно пополняется информацией о трудноизвлекаемой нефти.

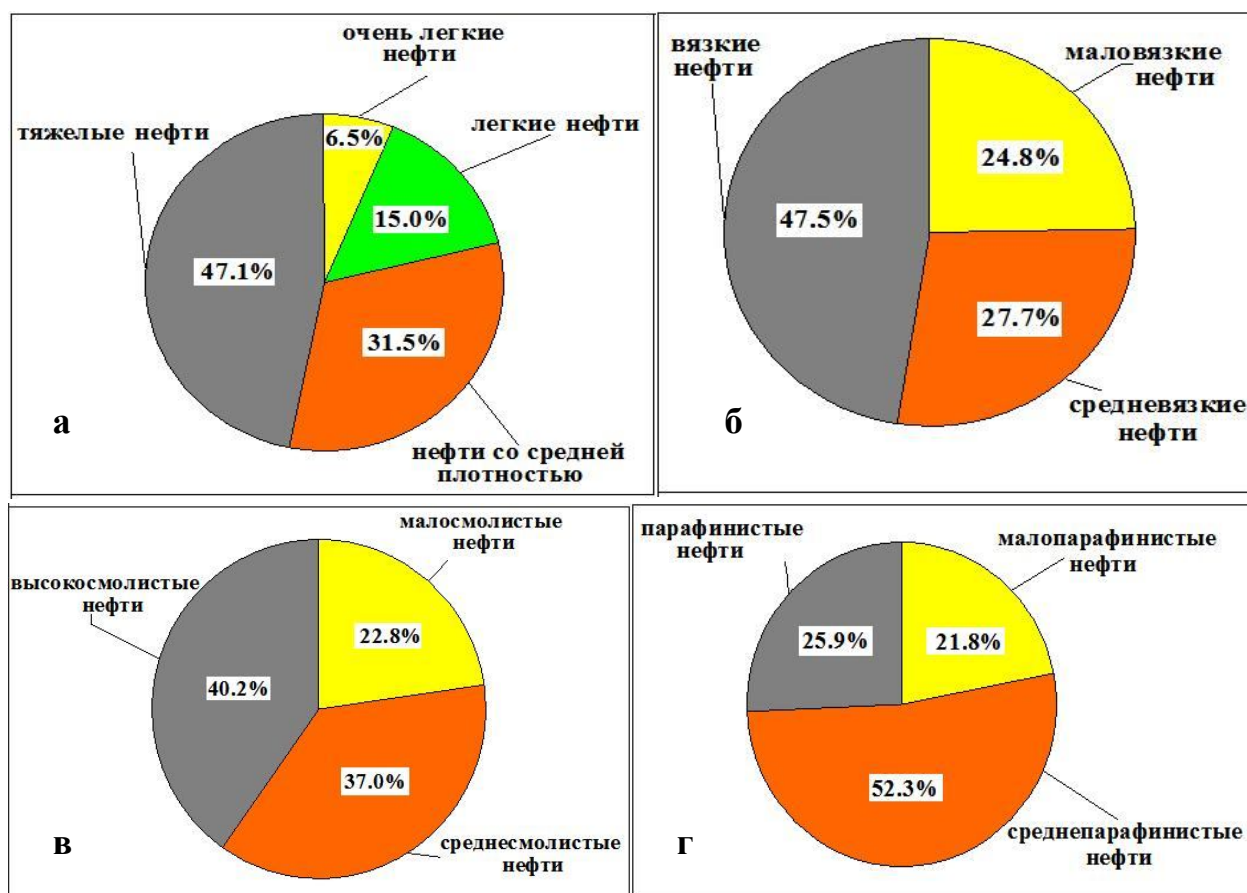


Рис. 2 - Распределение запасов нефти по плотности (а), вязкости (б) и концентрации смол (в) и парафинов (г) согласно классификации табл. 3

Таким образом, в этом разделе представлены вопросы методологии комплексного анализа свойств тяжелой, вязкой, высокосмолистой, малопарафинистой и парафинистой нефти с использованием методов пространственного и статистического анализа. Представлена разработанная классификация нефти по плотности, вязкости, содержанию смол и парафинов, которая будет использоваться в дальнейшем анализе нефти. Показано распределение нефти и ее ресурсов по классам разработанной классификации.

Комплексный анализ распределения вязкой нефти и ее свойств

Примером комплексного анализа свойств трудноизвлекаемой нефти может служить изучение закономерности пространственных и количественных изменений свойств вязкой нефти.

Исследования свойств ВН проводились для нефтеносных территории мира. Из рис. 3, на котором приведены результаты геоzonирования нефтегазоносной территории, видно, что бассейны с вязкой нефтью распространены повсеместно - 39 нефтегазоносных бассейнов содержат ВН, что составляет более 1/5 части от общего числа бассейнов мира. Больше всего бассейнов с ВН находится на территории Евразии. Информация о распределении ВН по континентам представлена в табл. 4.

Анализ информации из базы данных показал, что большинство ресурсов вязкой нефти сосредоточено между тремя континентами – Северная Америка, Южная Америка и Евразия (табл. 4). Так, основные запасы ВН (более 82 %) размещаются в Западно-Канадском (Канада) и Оринокском бассейнах (Венесуэла). Россия обладает большими ресурсами вязкой нефти, где их общая доля составляет более 11 % общемировых ресурсов. Для этих территорий установлены далее пространственные закономерности размеще-

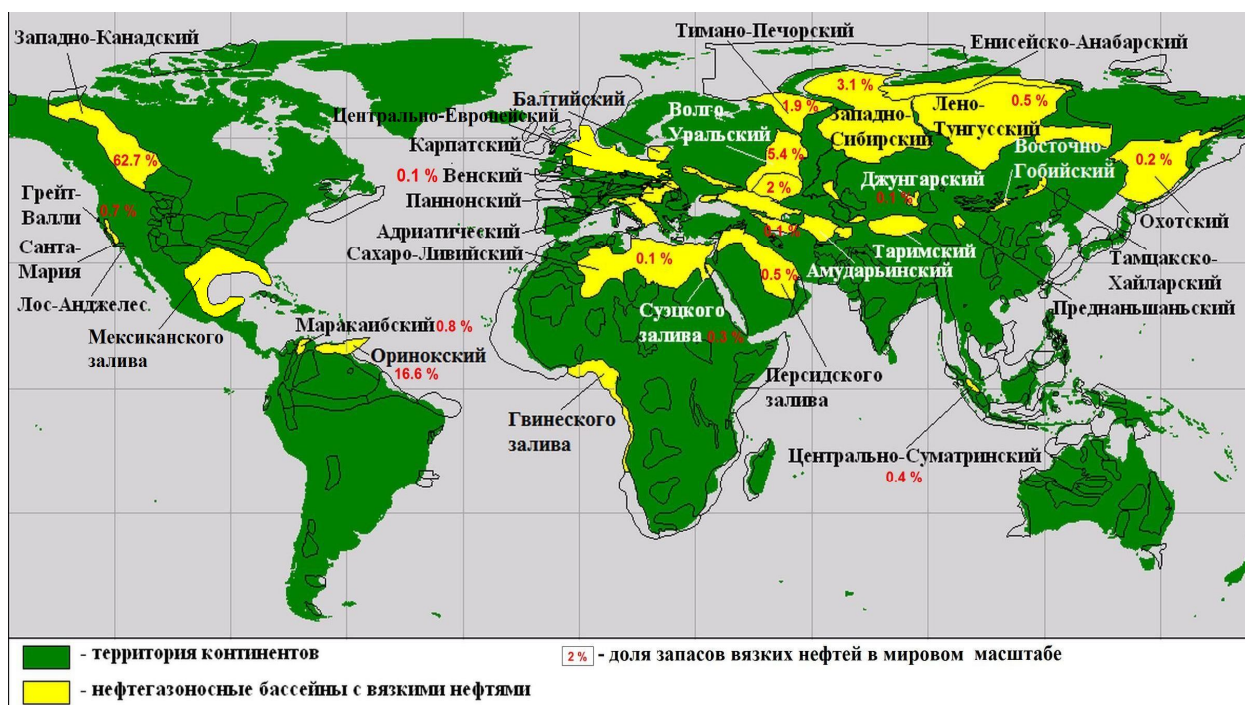


Рис. 3 - Размещение нефтегазоносных бассейнов с вязкой нефтью на территории континентов с указанием доли их ресурсов от мировых

ния ВН.

Таблица 4 - Распределение вязкой нефти по континентам мира

Местоположение	Объем выборки	Количество НГБ с ВН	Количество месторождений	Количество образцов ВН	Доля запасов ВН от общемировых
----------------	---------------	---------------------	--------------------------	------------------------	--------------------------------

	из БД		с ВН	в БД	(%)
Австралия, Новая Зеландия и Океания	259	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Африка	434	3	5	5	0,45
Евразия	17059	29	662	1903	17,61
Америка	1445	7	22	26	81,94

В табл. 5 представлена информация о распределении ВН по некоторым нефтеносным бассейнам мира, в которых среднебассейновое значение вязкости превышает 35 мм²/с. Здесь в качестве среднебассейнового значения вязкости использовано среднеарифметическое значение, а для нефтегазоносных бассейнов с менее чем десятью образцами ВН использовано медианное значение. Сверхвязкой является нефть Западно-Канадского (месторождение Атабаска), Санта-Мария, Лос-Анджелес, Грейт-Валли бассейнов в Северной Америке, Маракайбского и Оринокского НГБ в Южной Америке, Тимано-Печорского в Евразии и бассейнов Гвинейского залива и Сахаро-Ливийского в Африке. На территории Евразии самой вязкой является нефть Тимано-Печорского и Прикаспийского бассейнов.

Таблица 5 - Распределение вязкой нефти по основным нефтегазоносным бассейнам мира

Нефтегазоносный бассейн	Общее количество образцов	Количество образцов с ВН	Среднебассейновая вязкость нефти, мм ² /с
Афгано-Таджикский	219	5	40,30
Венский	44	2	63,57
Волго-Уральский	2661	545	67,02
Грейт-Валли	56	5	2070,40
Днепровско-Припятский	662	33	37,21
Енисейско-Анабарский	65	2	84,50
Западно-Канадский	165	3	74730,7
Оринокский	72	2	2164,50
Охотский	301	16	63,94
Персидского залива	207	5	63,52
Прикаспийский	460	101	241,33
Северо-Кавказский	1518	26	38,68
Тимано-Печорский	342	13	1290,75
Ферганский	211	9	129,77
Южно-Каспийский	410	60	57,32

Выявлено, что почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Вилуйского, Анадырско-Наваринского и Пенжинского) встречаются месторождения с ВН и из них выделено 7 бассейнов, на территории которых среднебассейновая вязкость нефти превышает уровень 35 мм²/с – это Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Енисейско-Анабарский, Охотский, Прикаспийский, Северо-Кавказский и Тимано-Печорский бассейны, в среднем самой вязкой в России является нефть Тимано-Печорского бассейна.

Таблица 6 – Распределение по запасам месторождений с вязкой нефтью на территории России

Месторождение	Нефтегазоносный бассейн	Среднее значение вязкости нефти по месторождению, мм ² /с
Уникальные (более 300 млн. т нефти)		
Ромашкинское	Волго-Уральский	24,19
Усинское	Тимано-Печорский	377,44
Русское	Западно-Сибирский	693,65
Федоровское	Западно-Сибирский	36,32
Крупные (от 30 до 300 млн. т нефти)		
Верхнечонское	Лено-Тунгусский	27,83
Ярегское	Тимано-Печорский	10584,56
Торавейское	Тимано-Печорский	11210,92
Аксубаево-Мокшинское	Волго-Уральский	438,5
Гремихинское	Волго-Уральский	79,02
Даниловское	Лено-Тунгусский	46,32
Охинское	Охотский	87,55
Радаевское	Волго-Уральский	90,10
Тагульское	Западно-Сибирский	58,2
Степноозерское	Волго-Уральский	132,17
Якушинское	Волго-Уральский	58,99
Мишкинское	Волго-Уральский	74,00
Имени Р. Требса	Тимано-Печорский	87,85
Новошешминское	Волго-Уральский	74,72
Архангельское (Татарстан)	Волго-Уральский	74,71
Быстринское	Западно-Сибирский	44,39
Нурлатское	Волго-Уральский	74,61
Средние (от 3 до 30 млн. т нефти)		
Катанглинское	Охотский	244,22
Султангулово-Заглядинское	Волго-Уральский	32,21
Урненское	Западно-Сибирский	312,00
Горбуновское	Волго-Уральский	98,85
Никольское (Томская)	Западно-Сибирский	101,0
Южно-Торавеское	Тимано-Печорский	171,20
Уньвинское	Волго-Уральский	24,77
Ярактинское	Лено-Тунгусский	12,23
Славкинское (Самарская)	Волго-Уральский	76,29
Озеркинское (Самарская)	Волго-Уральский	116,61
Красноярское (Оренбургская)	Волго-Уральский	187,63
Мелкие (от 1 до 3 млн. т нефти)		
Красногородецкое	Волго-Уральский	35,41
Новосуксинское	Волго-Уральский	75,43
Шумолгинское	Волго-Уральский	151,85
Зыбза-Глубокий Яр	Северо-Кавказский	42,96
Смагинское	Волго-Уральский	91,07
Восточно-Сихорейское	Тимано-Печорский	368,95
Очень мелкие (менее 1 млн. т нефти)		
Павлова Гора	Северо-Кавказский	216,45
Джьерское	Тимано-Печорский	195,15
Большепурговское	Тимано-Печорский	71,72
Наульское	Тимано-Печорский	123,61
Чайво-Море	Охотский	46,32

Варандейское	Тимано-Печорский	25790,82
Лобановское	Тимано-Печорский	20,65
Саитовское	Волго-Уральский	83,98
Западно-Хоседаюское	Тимано-Печорский	364,73
Уйглекутское	Охотский	274,18
Восточно-Эхабинское	Охотский	77,00
Северо-Ошкотыньское	Тимано-Печорский	267,55
Падимейское	Тимано-Печорский	188,00
Суборское	Тимано-Печорский	58,09
Шхунное	Охотский	61,45
Северо-Сихорейское	Тимано-Печорский	160,50
Мухнинское	Охотский	19,78
Чедтыйское	Тимано-Печорский	72,5
Нельминское	Охотский	21,64
Седьягинское	Тимано-Печорский	227,75
Малое Сабо	Охотский	117,00
Южный Вал	Охотский	62,00
Прибрежное (Сахалинская)	Охотский	95,00

Распределение разведанных ресурсов вязкой нефти по административным регионам России представлено на рис. 4. Например, ресурсы ВН в Татарстане составляют 1/3 всех российских запасов, Тюменской области – примерно 1/5, а ресурсы Республики Коми – около 1/8. Соответственно основными российскими центрами добычи вязкой нефти являются Волго-Уральский, Западно-Сибирский и Тимано-Печорский нефтегазоносные бассейны. Так, по нашим данным ресурсы вязкой нефти ВУНГБ составляют 48,8 % общероссийских запасов, в ЗСНГБ – 27,5 %, в ТПНГБ – 16,9 % ресурсов ВН на территории России. Суммарные ресурсы вязкой нефти Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов составляют около 93 % общероссийских ресурсов ВН как по нашим оценкам, так и по оценкам экспертов [5].

Рассмотрим изменение свойств вязкой нефти в зависимости от пространственных

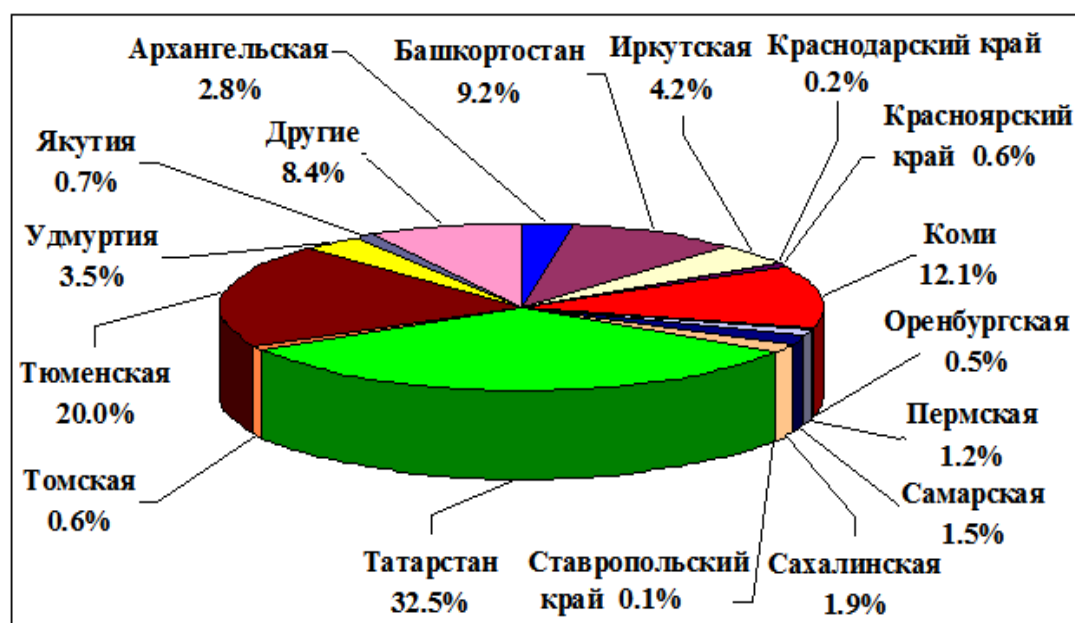


Рис. 4 - Распределение ресурсов вязкой нефти по административным регионам России

характеристик – местоположения и глубины залегания нефти с учетом разномасштабных нефтеносных территорий – от континента к стране, от страны – к нефтегазосному бассейну.

В табл. 7 представлена информация о средних значениях изменения физико-химических свойств ВН, пластовых температур и давлений в соответствии с глубиной залегания Евразии, Северной и Южной Америки, как мировых центров скопления вязкой нефти. Как видно из табл. 7, ВН континентов отличается плотностью - в Евразии вязкая нефть относится к подклассу «нефть с повышенной плотностью», в Южной Америке – к подклассу «сверхтяжелая», а в Северной Америке – «битуминозная». По вязкости евразийская вязкая нефть является высоковязкой, а в Америке – сверхвязкой. По содержанию серы ВН является в среднем сернистой (1÷3 %) в Евразии и Южной Америке, асфальтеновой (3÷10 %) в Евразии и высокоасфальтеновой (> 10 %) в Америке, высокосмолистой (> 10 %). Показано, что на территории Евразии вязкая нефть залегает в пластах с более высокими пластовыми температурой и давлением по среднему значению, чем в Америке. В то же время, для вязкой нефти Евразии характерно более глубокое ее залегание – большинство ВН залегает на глубинах до 2000 м, большинство вязкой нефти Южной Америки залегают всего до 500 м, в Северной Америке глубина залегания еще меньше – до 400 м. Показано, что физико-химические характеристики ВН изменяются в зависимости от географического местоположения – менее тяжелой и вязкой, с меньшим содержанием в нефти серы, смол и асфальтенов является ВН Евразии. Таким образом установлено, что для нефтеносных территорий континентов подтверждается ранее выявленная закономерность – чем ниже глубина залегания, тем меньше плотность и вязкость в ВН, уменьшаются концентрации серы, смол и асфальтенов. Аналогичная зависимость изменения свойств ВН выявлена при изменении значений пластовых температур и давлений – чем выше температура и давление в пласте, тем плотность, вязкость, содержание серы, смол и асфальтенов в ВН меньше.

Таблица 7 – Свойства вязкой нефти континентов, глубина и термобарические условия ее залегания

Физико-химические показатели	Евразия	Южная Америка	Северная Америка
Плотность, г/см ³	0,9095	0,9483	0,9656
Вязкость, мм ² /с	370,52	85193,83	24235,17
Содержание серы, %	1,90	2,06	-
Содержание парафинов, %	3,69	-	-
Содержание смол, %	16,27	-	44,80
Содержание асфальтенов, %	4,52	12,5	17,20
Термобарические условия залегания			

Температура пласта, °С	38,58	31,50	28,86
Пластовое давление, МПа	14,84	2,46	1,10
Глубина залегания, м			
	Более 85 % находится на глубине до 2000 м	Большинство находится на глубине 400 – 500 м	Более 60 % находится на глубине до 400 м

В табл. 8 представлена информация о средних значениях изменения физико-химических свойств ВН, пластовых температур и давлений в соответствии с глубиной залегания для России и Канады. Проведен сравнительный анализ свойств ВН на территории России и Канады и установлено, что российская ВН по сравнению с канадской не такая тяжелая и вязкая, с меньшим содержанием смол и асфальтенов, залегает в пластах с более высокими температурой и давлением и на глубине гораздо ниже канадских ВН. Сравнительный анализ свойств ВН России и Канады подтверждает ранее сделанные выводы, а именно - чем ниже глубина залегания, тем меньше плотность и вязкость в вязкой нефти, уменьшаются концентрации серы, смол и асфальтенов и чем выше температура и давление в пласте, тем плотность, вязкость, содержание серы, смол и асфальтенов вязкой нефти меньше.

Таблица 8 - Свойства вязкой нефти России и Канады

Физико-химические показатели	Россия	Канада
Плотность, г/см ³	0,9097	1,0087
Вязкость, мм ² /с	309,32	99634,80
Содержание серы, %	2,27	-
Содержание парафинов, %	3,65	-
Содержание смол, %	17,08	44,80
Содержание асфальтенов, %	4,75	17,20
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, °С	36,79	14,75
Пластовое давление, МПа	15,87	3,35
Глубина залегания, м		
	Более 82 % вязкой нефти находится на глубине до 2000 м	Более 60 % находится на глубине до 400 м

Как было сказано выше, в России основные ресурсы ВН сосредоточены в Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском нефтегазоносных бассейнах. Характеристики ВН этих бассейнов показаны в табл. 9.

Как видно из табл. 9, западно-сибирская вязкая нефть находится в пластах с повышенными температурой и давлением, пласты в основном приурочены к глубине от 2000 до 3000 м. Западно-сибирская ВН по своим характеристикам отличается от тимано-печорской и волго-уральской – менее тяжелая и вязкая, с меньшим содержанием серы,

смола и асфальтенов. Значит, что для ВН рассматриваемых НГБ сравнительный анализ изменений ее свойств подтверждает ранее выявленную закономерность – чем ниже глубина залегания, тем меньше плотность и вязкость, концентрация серы, смола и асфальтенов уменьшается. Показана обратная зависимость для концентрации парафинов в ВН – чем ниже залежь и выше температура и давление в пласте, тем содержание парафинов увеличивается, как это видно для западно-сибирских нефтей.

Таблица 9 – Свойства вязкой нефти российских НГБ, глубина и термобарические условия ее залегания

Физико-химические показатели	Западно-Сибирский НГБ	Тимано-Печорский НГБ	Волго-Уральский НГБ
Плотность, г/см ³	0,8899	0,9275	0,9120
Вязкость, мм ² /с	120,90	4035,97	137,97
Содержание серы, %	1,27	1,80	2,87
Содержание парафинов, %	4,28	3,15	3,94
Содержание смол, %	10,47	15,31	19,48
Содержание асфальтенов, %	2,40	7,30	5,71
Термобарические условия залегания			
Температура пласта, °С	74,64	30,29	29,41
Пластовое давление, МПа	22,53	15,72	14,35
Глубина залегания, м			
	Более 90 % находится на глубине от 2000 м до 3000 м	Более 75 % находится на глубине от 1000 м до 2000 м	Более 78 % находится на глубине до 1000 м

Таким образом, приведены результаты сравнительного анализа пространственных изменений физико-химических свойств вязкой нефти континентов, стран и нефтегазоносных бассейнов. Установленные и подтвержденные зависимости изменения свойств ВН в зависимости от глубины залегания и термобарических условий в пласте на нефтеносных территориях разного масштаба (континент – страна – нефтегазоносный бассейн) расширяют представления о пространственных закономерностях распределения ВН и изменениях ее свойств.

Заключение

Таким образом, необходимость изыскания новых путей поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов в связи с ростом нефтепотребления и увеличения запасов трудноизвлекаемой нефти определяет актуальность изучения физико-химических свойств и состава нефти. Для выполнения указанных исследований разработана и развивается база данных по химии нефти, с использованием которой в течение ряда лет про-

проводится комплексный анализ свойств трудноизвлекаемой нефти в зависимости от их географического положения, глубины залегания, возраста пород.

С помощью комплексного анализа вязкой нефти выявлены пространственные закономерности ее распределения. Так, количество нефтегазоносных бассейнов, на территории которых есть вязкая нефть, значительно и составляет примерно 1/5 общего количества бассейнов в БД. Расположены эти бассейны на нефтегазоносных территориях Евразии, Африки и Америки, однако на территории Евразии они составляют большинство. Более 82 % запасов вязкой нефти сосредоточено на территориях Северной и Южной Америки.

Показано, что для нефтеносных территорий разных масштабов (континент – страна – нефтегазоносный бассейн) подтверждаются выявленные закономерности – чем ниже глубина залегания и чем выше температура и давление в пласте, тем меньше плотность и вязкость в ВН, уменьшаются концентрации серы, смол и асфальтенов. На примере изменения свойств российской ВН показана обратная зависимость для концентрации парафинов в ВН – чем ниже залежь и выше температура и давление в пласте, тем содержание парафинов увеличивается, как это видно для западно-сибирской нефти.

Выявленные закономерности пространственных изменений физико-химических свойств вязкой нефти могут быть использованы с целью повышения прогнозов физико-химических свойств нефти вновь открываемых месторождений на новых территориях, в совершенствовании геохимических методов поиска месторождений и при решении других задач нефтяной геологии, в частности, при определении оптимальных схем и условий транспортировки нефти.

Литература

1. Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. – 1999. - № 1. – С. 16 –23.
2. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. - № 3. – С. 21 – 22.
3. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. – 2005. - № 1. – С. 53 – 59.
4. Запывалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. – 2005. - № 6. – С. 57 – 59.
5. Максutow Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. - № 6. – С. 36 – 40.
6. 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.
7. Яценко И.Г. , Козин Е.С. Разработка компьютерного комплекса на основе ГИС-технологий для исследования физико-химических свойств нефтей // «Информационно-вычислительные технологии в решении фундаментальных научных проблем и при-

- кладных задач химии, биологии, фармацевтики, медицины», апрель-май 2003 г. - http://www.ivtn.ru/2-session/enter/r_pdf/dok_54.pdf
8. Ященко И.Г., Козин Е.С. Исследовательский геоинформационный комплекс анализа распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // «Информационно-вычислительные технологии в решении фундаментальных научных проблем и прикладных задач химии, биологии, фармацевтики, медицины», март 2006 г. - http://www.ivtn.ru/2006/biomedchem/enter/r_pdf/db06_59.pdf
 9. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.