

Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко

ГЕОСТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НЕФТЕПОЯСНОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

Введение

В практике нефтяной геологии районирование нефтегазоносных территорий является одной из важных проблем, привлекающих внимание специалистов. Вопросами нефтепоясного районирования занимались многие ученые нефтяной геологии, в частности, О.К. Баженова, А.А. Бакиров, И.О. Брод, В.П. Гаврилов, Б.А. Соколов, О.А. Радченко, Н.Ю. Успенская, В.Е. Хаин и др. [1-3]. Под поясом нефтенакопления понимается ассоциация нефтегазоносных бассейнов, связанных со сходными по свойствам крупными тектоническими элементами земной коры, в пределах которых образование и накопление нефти и газа протекало в одно время под влиянием определенного геодинамического режима недр. Поэтому в основе большинства схем поясного районирования лежит тектоническая характеристика недр и их геологическая история. Интерес представляет исследование зависимости физико-химических свойств нефтей от нефтепоясного районирования территории. Целью настоящей работы является изучение вопросов применения геостатистического подхода для исследования показателей химического состава нефтей в зависимости от нефтепоясного районирования.

Результаты геостатистического анализа свойств нефтей в зависимости от поясного районирования, изложенные в настоящей работе, получены с использованием средств геоинформационной системы на основе анализа информации, накопленной в базе данных (БД) по химии нефти [4], созданной в Томском институте химии нефти СО РАН и имеющая в настоящее время около 14000 записей по всем основным нефтегазоносным бассейнам (НГБ) мира.

1. Сравнительный анализ схем поясного районирования нефтеносных территорий

На рис. 1 представлена карта-схема поясного районирования нефтеносных территорий земного

шара, разработанная О.А. Радченко в 1965 г. [1]. Как видно из этой карты, Палеозойский пояс нефтенакопления в основном занимает северные территории Евразии и Северной Америки. Мезо-кайнозойский пояс нефтенакопления – самый крупный по площади пояс – занимает территорию центра и юга Европы, Средиземноморье, Аравийский полуостров, Карпаты и Кавказ, Центральную и Среднюю Азию, север Южной Америки, Кубу, Мексиканский залив и северные территории Северной Америки. Западный Тихоокеанский пояс нефтенакопления обрамляет Евразию с востока и юго-востока – это нефтегазоносные территории Дальнего Востока, Курильских и Японских островов, Филиппин, Индонезии, Малайзии, Лаоса, Бирмы, Таиланда. И наконец, Восточный Тихоокеанский пояс обрамляет Америку с юга на север по западному побережью.

Как видно из рис. 1, пояса нефтенакопления очень обширны по площади. Так, самый крупный Мезо-кайнозойский пояс занимает территорию общей площадью 70 млн. км², Западный Тихоокеанский – 27 млн. км², Палеозойский – 21 млн. км² и, наконец, Восточный Тихоокеанский – около 15 млн. км². В Мезо-кайнозойском поясе альпийская складчатость охватывает большую часть территории пояса, области древних складчатостей (позднепротерозойской, каледонской, герцинской, киммерийской) расположены в Центральной и Юго-Восточной Азии, Западной Европе, на восточном и западном побережьях Северной Америки. Также на территории пояса расположены области Сибирской, Таримской, Северо- и Южно-Китайских, Аравийской, Южно- и Северо-Американских древних платформ. Палеозойский пояс располагается на Сибирской и Восточно-Европейской древних платформах Евразии и охватывает часть Северо-Американской платформы в Северной Америке, а также позднепротерозойские складчатости Сибири, герциниды Западной Сибири, Западной Европы и восточного побережья Северной Америки. Следует заметить,

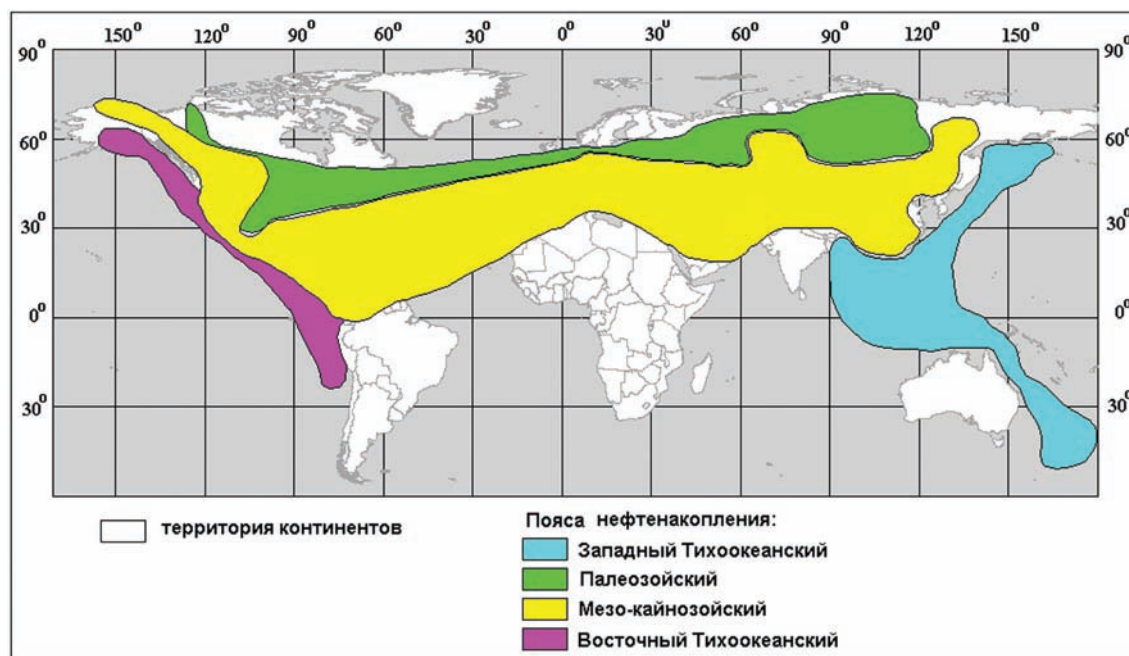


Рис. 1. Карта поясного районирования нефтеносных территорий по Радченко

что Западный и Восточный Тихоокеанские пояса простираются по окраинам Тихого океана со стороны Евразии и Америки, они схожи по своему тектоническому строению и, как нам кажется, могут быть объединены в один пояс нефтенакопления с общим названием – Тихоокеанский пояс.

На рис. 2 представлена карта нефтепоясного районирования территории земного шара, разработанная В.П. Гавриловым в 1999 г. [2]. По схеме Гаврилова, в основе которой лежит тектоническая характеристика территории, выделяется 24 пояса нефтенакопления, которые относятся к 3 типам: субдукционный, рифтогенный и депрессионный. Согласно этой концепции нефтегазоносные регионы формируются под влиянием трех основных геодинамических режимов: субдукционного, рифтогенного и депрессионного. Субдукционный режим характеризуется закрытием океана и возникновением на его месте континентальной структуры. Субдукционные пояса располагаются по окраинам современных платформ. Например, Восточно-Азиатский пояс огибает Сибирскую, Южно-Китайскую и Австралийскую древние платформы, Западно-Американский – Северо- и Южно-Американские платформы, Африкано-Индийский – Африкано-Аравийскую, Аравийскую и Индостанскую платформы и др. (рис. 2).

Рифтогенный режим присущ внутри- или окраинноконтинентальным системам рифтов. Рифтогенный пояс протягивается в основном либо по окраинам современных материков (например, Восточно-Североамериканский, Восточно-Южноамериканский, Западно-Африканский пояса), либо располагаются внутри них (например, Красноморский и Западно-Сибирский пояса).

Депрессионный режим характерен для ряда крупных внутриплатформенных впадин. Депрессионные пояса нефтенакопления выделяются во внутренних областях древних платформ – Центрально-Североамериканский пояс в Северо-Американской платформе, Центрально-Африканский – в Африкано-Аравийской и Южно-Африканской платформах и Центрально-Китайский пояс – в Северо-Китайской древней платформе. Субдукционные, рифтогенные и депрессионные пояса нефтенакопления формировались и развивались в разные периоды геологического времени, но по тектоническим характеристикам более однородны по сравнению с поясами по Радченко.

Как видно на рис. 2, пояса нефтенакопления (по Гаврилову) имеют значительно меньшие площади территории: самые крупные пояса – это Восточно-Азиатский (34 млн. км²) и Западно-Американский (около 20 млн. км²) субдукционные пояса, а самые мелкие – это Западно- и Восточно-Индийские пояса рифтогенного типа (0,08 и 0,09 млн. км² соответственно). Хотя общая площадь поясов по Радченко и Гаврилову приблизительно одинакова (133,4 млн. км² и 129,6 млн. км² соответственно), география распространения поясов по Гаврилову намного шире и охватывает нефтегазоносные территории Австралии, Африки и Южной Америки.

В табл. 1 представлена общая информация о распределении поясов нефтенакопления по Гаврилову [2] и распределение нефтей из БД соответствующих поясов нефтенакопления по геологическому возрасту. Так, в поясах субдукционного типа большинство составляют нефти палеозоя (41%), а мезозойские и кайнозойские нефти в поясах этого типа представ-

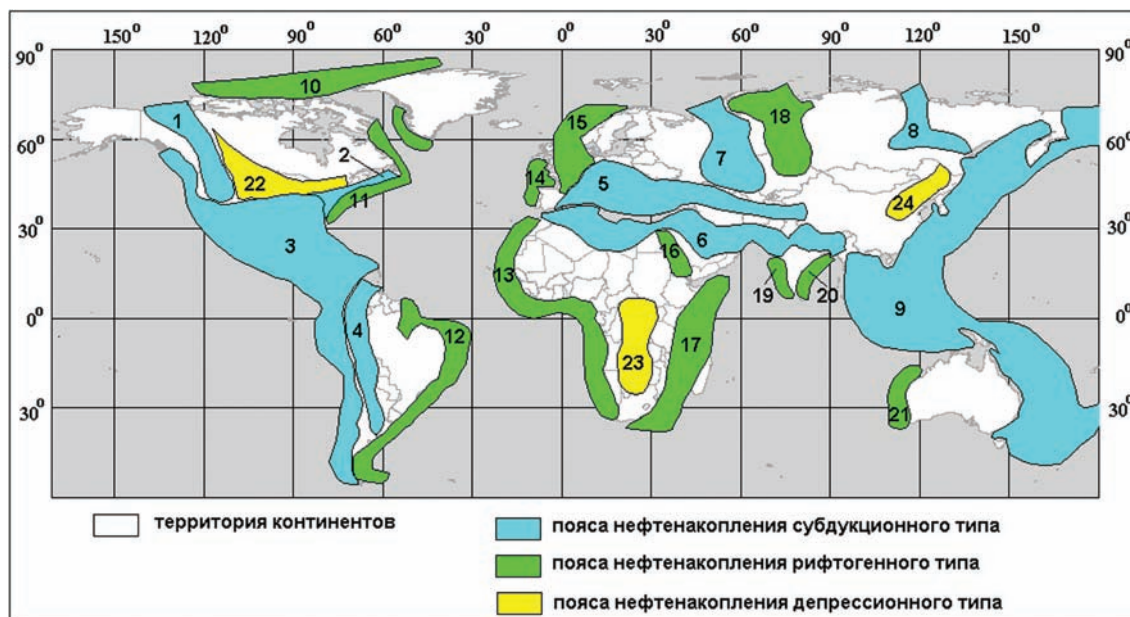


Рис. 2. Карта поясного районирования (по Гаврилову) нефтеносных территорий.

Обозначения: *пояса субдукционного типа*: 1 – Предкордильерский, 2 – Преаппалачский, 3 – Западно-Американский, 4 – Предандийский, 5 – Альпийский, 6 – Африкано-Индийский, 7 – Предуральский, 8 – Предверхоанский, 9 – Восточно-Азиатский; *пояса рифтогенного типа*: 10 – Свердрупский, 11 – Восточно-Североамериканский, 12 – Восточно-Южноамериканский, 13 – Западно-Африканский, 14 – Западно-Европейский, 15 – Североморский, 16 – Красноморский, 17 – Восточно-Африканский, 18 – Западно-Сибирский, 19 – Западно-Индийский, 20 – Восточно-Индийский, 21 – Западно-Австралийский; *пояса депрессионного типа*: 22 – Центрально-Североамериканский, 23 – Центрально-Африканский, 24 – Центрально-Китайский

лены почти в равных долях (30% и 28% соответственно). В рифтогенных поясах абсолютное большинство (86%) представлено мезозойскими нефтями, а в поясах депрессионного типа, аналогично нефтям субдукционных поясов, большинство составляют палеозойские нефти (51%).

На рис. 3 представлено сопоставление размещения поясов нефтенакпления по Радченко и Гаврилову. Как видно из рис. 3, некоторые пояса обеих схем перекрываются, например, Тихоокеанский пояс по Радченко территориально сопоставим с Западно-Американским и Восточно-Азиатским субдукционными поясами по Гаврилову, а Мезо-кайнозойский пояс включает полностью либо частично пояса депрессионного типа – Центрально-Североамериканский и Центрально-Китайский. Другие пояса обеих схем оказываются вне областей перекрытия, в основном это пояса рифтогенного типа по Гаврилову.

Для выполнения более тщательного анализа соответствия схем нефтепоясного районирования дальнейший количественный анализ был проведен на основе информации из БД по нефтегазоносным бассейнам. В табл. 2 приведены результаты этого анализа. При этом за основу была взята схема нефтепоясного районирования по Гаврилову, как более совре-

менная и учитывающая все новые нефтяные бассейны, появившиеся после опубликования (1965 г.) схемы Радченко. Как видно из табл. 2, большую часть бассейнов субдукционных и депрессионных поясов составляют НГБ Мезо-кайнозойского пояса. Рифтогенные бассейны распределяются поровну между Палеозойским и Мезо-кайнозойским поясами. Из субдукционных и депрессионных бассейнов в схеме Радченко представлено всего 74 и 80 % соответственно. Это можно объяснить тем, что за истекшие годы со времени опубликования схемы Радченко открыто много новых НГБ, включенных Гавриловым в его схему нефтепоясного районирования. Это же может служить объяснением и того, что из рифтогенных бассейнов (по Гаврилову) в схеме Радченко представлено только около 31%.

На основе изложенного можно заключить, что наиболее обоснованной в настоящее время следует считать схему нефтепоясного районирования, разработанную Гавриловым. Кроме этого, схема Гаврилова, построенная как двухуровневая классификация, использует единый признак деления на классы – тектоническая характеристика территории. Поэтому дальнейший анализ свойств нефтей можно провести, основываясь на схеме нефтепоясного районирования по Гаврилову.

Распределение поясов нефтенакопления (по Гаврилову) и нефтей по возрасту

Тип пояса нефтенакопления	Названия поясов нефтенакопления	Нефтегазоносные бассейны поясов	Объем выборки	Распределение нефтей по возрасту		
				Палеозой	Мезозой	Кайнозой
Субдукционный	1 – Предкордильерский, 2 – Преаппалачский, 3 – Западно-Американский, 4 – Предандийский, 5 – Альпийский, 6 – Африкано-Индийский, 7 – Предуральский, 8 – Предверхоянский, 9 – Восточно-Азиатский	1 – Бофорта, Западно-Канадский, 2 – Преаппалачский, 3 – Блэк-Меса-Кейпаровиц, Вентура-Санта-Барбара, Верхнеамазонский, Верхней и Средней Магдалены, Грейт-Валли, Гуаякиль-Прогрессо, Денвер, Западный Внутренний, Иллинойский, Ил-Ривер, Лос-Анджелес, Мексиканского залива, Мендоса, Неукен, Нижней Магдалены, Парадокс, Пермский, Предуошитский, Санта-Мария, Сан-Хуан, Хаф-Мун-Салинас-Кайама, 4 – Баринас-Апуре, Центральнопредандийский, 5 – Аданский, Адриатический, Амударьинский, Афгано-Таджикский, Венский, Каракумский, Карпатский, Лионский, Паннонский, Предальпийский, Предкарпатско-Балканский, Рейнский, Северо-Кавказский, Северо-Крымский, Северо-Предкарпатский, Северо-Эгейский, Сицилийский, Трансильванский, Южно-Каспийский, 6 – Андалузско-Предрифский, Ассамский, Бенгальский, Восточно-Атласский, Восточно-Средиземноморский, Западно-Тельский, Нижнеиндский, Персидского залива, Сахаро-Ливийский, Южно-Тельский, 7 – Волго-Уральский, Прикаспийский, Тимано-печорский, Тургайский, 8 – Лено-Виллюская, 9 – Акита, Вогелкоп, Восточно-Калимантанский, Гипсленд, Иравадийско-Андаманский, Исикари, Ниигата, Охотский, Папуа, Пенжинский, Саравакский, Северо-Тайваньский, Северо-Яванский, Серамский, Сиамский, Таранаки, Фанг, Центрально-Суматринский, Южно-Суматринский	8467	3509	2530	2374
Рифтогенный	10 – Свердрупский, 11 – Восточно-Североамериканский, 12 – Восточно-Южноамериканский, 13 – Западно-Африканский, 14 – Западно-Европейский, 15 – Североморский, 16 – Красноморский, 17 – Восточно-Африканский, 18 – Западно-Сибирский, 19 – Западно-Индийский, 20 – Восточно-Индийский, 21 – Западно-Австралийский	10 – Свердруп, 11 – нет данных, 12 – Магелланов, Реконкаву, Сан-Хорхе, Сержипи-Алагоас, Эспириту-Санту, 13 – Гвинейского залива, Западно-Марокканский, 14 – Аквитанский, 15 – Центрально-Европейский, 17 – данных нет, 18 – Западно-Сибирский, 19 – Камбейский, 20 – нет данных, 21 – Перт	2451	182	2102	98
Депрессионный	22 – Центрально-Североамериканский, 23 – Центрально-Африканский, 24 – Центрально-Китайский	22 – Биг-Хорн, Грин-Ривер, Крейзи-Булл-Маунтинс, Мичиганский, Паудер-Ривер, Уиллистонский, Уинд-Ривер, Ханна-Ларамы, 23 – нет данных, 24 – Северо-Китайский, Сунляо	225	115	99	11

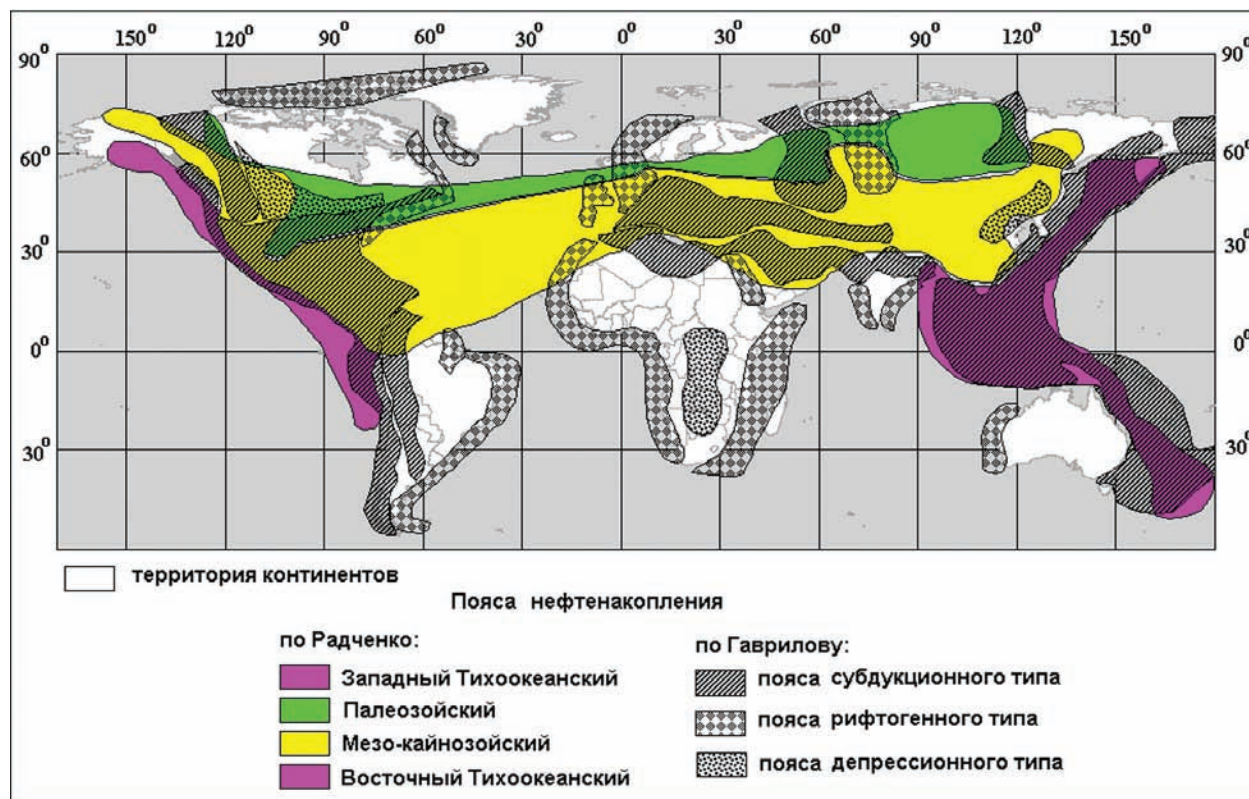


Рис. 3. Сопоставление двух схем нефтепоясного районирования (по Радченко и Гаврилову)

Таблица 2

Сопоставление числа НГБ, попадающих в пояса по Радченко и Гаврилову

Тип пояса нефтенакопления по Гаврилову	Число НГБ, попадающих в пояса Радченко, %			
	Палеозойский	Мезо-кайнозойский	Тихоокеанский	Всего
Субдукционный	8,6	44,4	21,0	74,0
Рифтогенный	15,4	15,4	-	30,8
Депрессионный	10,0	70,0	-	80,0

2. Свойства нефтей в поясах нефтенакопления

Рассмотрим изменение показателей химического состава нефтей в зависимости от их принадлежности к разным типам поясов нефтенакопления по [2]. Подробная информация об изменении свойств нефтей представлена в табл. 3.

Как видно из табл. 3, нефти рифтогенных поясов нефтенакопления по сравнению с нефтями субдукционных и депрессионных поясов содержат меньше серы, смол, асфальтенов и парафинов, а нефти депрессионных поясов – больше. Данные табл. 3 позволяют дать усредненную характеристику химического состава нефтей, относящихся к разным типам поясов.

Используемый в данной работе геостатистический подход позволяет провести более детальный

анализ свойств нефтей в зависимости от нефтепоясного районирования. Для иллюстрации на рис. 4 приведено распределение поясов нефтенакопления по среднему значению содержания серы в нефтях для трех разных типов поясов.

Нефти каждого типа не являются однородными, имеют разный генезис, возраст и т.д., что и отражается данными рис. 4 и табл. 4. Как видно из табл. 4, содержание серы в нефтях для каждого типа меняется в широких пределах, например, от 0,1% в Предверхоанском до 1,7% в Предуральском субдукционных поясах и от 0,1% в Западно-Индийском до 2,6% в Красноморском рифтогенных поясах. Медианные значения имеют менее широкие пределы изменений – от 0,5% для нефтей рифтогенных поясов до 1,1% для нефтей депрессионных поясов нефтенакопления.

Химические свойства нефтей в зависимости от типа поясов нефтенакпления

Показатель	Статистические характеристики	Тип поясов нефтенакпления		
		Субдукционный	Рифтогенный	Депрессионный
Содержание серы, %	Объем выборки	4252	1603	83
	Среднее значение	1,23	0,63	1,77
	Доверительный интервал	0,04	0,03	0,50
Содержание парафинов, %	Объем выборки	3657	1495	5
	Среднее значение	5,48	4,38	8,84
	Доверительный интервал	0,19	0,23	7,82
Содержание смол, %	Объем выборки	3171	1376	5
	Среднее значение	10,83	6,00	14,36
	Доверительный интервал	0,28	0,23	5,96
Содержание асфальтенов, %	Объем выборки	3205	1397	1
	Среднее значение	2,54	1,41	15,8
	Доверительный интервал	0,12	0,10	-

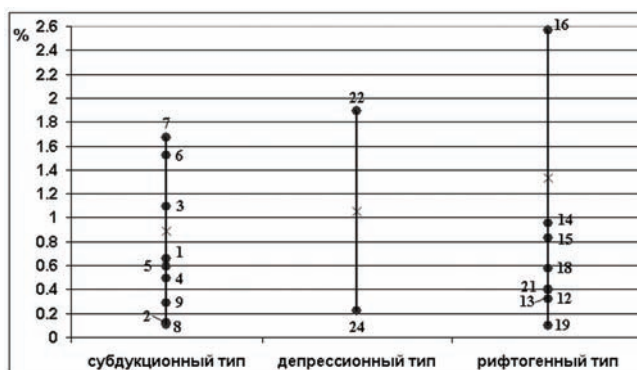


Рис. 4. Распределение поясов нефтенакпления по содержанию серы в нефтях (обозначения поясов см. рис. 2)

Заключение

Сравнительный анализ известных схем нефтегазоносного районирования показал, что более обоснованной является схема нефтепоясного районирования, предложенная Гавриловым в [2]. С использованием этой схемы в работе рассмотрено применение геостатистического подхода к анализу данных о химическом составе нефтей в зависимости от нефтепоясного районирования. Показано, что предложенный в [4] подход, основанный на сочетании методов статистического и пространственного анализа данных с использованием средств геоинформатики, позволяет проводить анализ свойств нефтей с использованием известных в нефтяной геологии закономерностей пространственного распределения нефтей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Радченко О.А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. – Ленинград: Изд-во «Недра», 1965. – 315 с.
2. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазобразования в литосфере // Геология нефти и газа. – 1999. – № 10. – С. 1-8.
3. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник/ О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин; Под ред. Б.А. Соколова. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.
4. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004. – № 2. – С. 18-28.

Таблица 4

Статистические характеристики распределения средних значений содержания серы в нефтях различных типов поясов

Тип поясов Нефтенакпления	Пределы изменений	Медианное значение
Субдукционный	0,11 – 1,67	0,59
Депрессионный	0,22 – 1,89	1,06
Рифтогенный	0,10 – 2,56	0,49