

# Применимость статистических методов анализа геохимических данных для генетической типизации нефтей и оценки вклада нижнесреднеюрского органического вещества в их составе на примере Красноленинского месторождения



Н. В. Обласов<sup>1</sup>, И. В. Гончаров<sup>1,2</sup>, И. В. Эфтор<sup>1</sup>

<sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск;

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, г. Томск

XXVI Окружная научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири»

## ВВЕДЕНИЕ

В геохимии нефти и газа часто можно встретить применение кластерного анализа (СА) и анализа главных компонент (PCA). Оба метода позволяют на основе полученных характеристик пород или нефтей произвести группировку образцов на различные семейства. На западе, подобное использование многомерных методов анализа называют «хеометрикой». Как правило, исходными данными в выборках для проведения этих анализов служат биомаркерные и молекулярные параметры, характеризующие окислительно-восстановительные условия осадконакопления и исходные биопродукты [Peters et al., 2013]. Иными словами, те параметры, которые напрямую относятся к природе нефтегазоматеринского источника. Однако на практике не встречаются работы, которые бы использовали подобные статистические методы не только для целей генетической типизации, но и для расчета вклада каждого из источников в состав исследуемых нефтей. Одним из таких инструментов может стать линейный дискриминантный анализ (LDA) активно применяемый в биологии [Тюрин, Шеглов, 2015].

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для расчетов вклада нижнесреднеюрского органического вещества в генезис нефтей Красноленинского месторождения нами были использованы результаты хромато-масс-спектрометрических анализов 100 проб нефтей из скважин этого месторождения и 31-й нефти нижнесреднеюрского генезиса отобранных и исследованных нами ранее с различных районов Западной Сибири (из северо-восточной и юго-восточной части). Нефти анализировались на газовом хроматографе с масс-селективным детектором «Hewlett Packard» 6890/5973 с колонкой HP-1-MS (30 м; 0.25 мм) Анализ выполнялся в режиме сканирования индивидуальных масс – SIM. Сбор и обработка данных производилась с применением программного обеспечения системы ChemStation. Расчёты многомерных статистических анализов (CA, PCA, LDA) выполнялись в Past 4.0 [Hammer et al., 2001].

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Ранее по результатам геохимических исследований нефти и газы Красноленинского месторождения были разделены нами на два семейства [Гончаров и др., 2016; Obasov et al., 2017]. Первое семейство по молекулярному и изотопному составу являются типичными баженовскими флюидами, т.е. они были генерированы породами баженовского горизонта. Нефти второго семейства по составу биомаркеров (алканы, стераны, гопаны и др.) очень близки к нефтям первого семейства. Но несмотря на эту близость, в нефтях второго семейства всё же были обнаружены признаки, которые указывают на некоторый вклад генерации окисленного ОВ.

Однако из-за того, что оба семейства по своему составу биомаркеров и молекулярных компонентов очень близки, то выполнение генетической типизации нефтей Красноленинского месторождения методами кластерного анализа и анализа главных компонент является довольно сложной задачей. Здесь же для контраста кластерного и PCA анализов были использованы результаты для нефтей Томской области, из работы [Гончаров и др., 2012]. Результаты представлены на рис. 16. Эти данные визуализировано хорошо демонстрируют способность инструментов (CA, PCA) разделять совершенно разные генетические типы нефтей.

Для того, чтобы определить долю вклада продуктов генерации нижнесреднеюрского органического вещества в составе нефтей Красноленинского месторождения был выполнен небольшой эксперимент. Для его проведения было использовано 2 нефти: (1) скв.5452 Ем-Егоровского л.у. – типичная нефть баженовского генетического типа на Красноленинском месторождении и (2) нефть с Верхнекомбарского месторождения (Томская область) – типичная неморская, связанная с углистым органическим веществом с высоким значением молекулярного параметра Pr/Ph (рис. 2). Из этих двух нефтей было приготовлено 3 смеси в следующих пропорциях Нефть 1/Нефть 2: 95/5, 90/10 и 70/30. Средняя величина Pr/Ph для всех изученных в работе нефтей Ем-Егоровского, Каменного и Талинского л.у. составляет 0,96. Если исходить из этой величины, то доля небаженовской нефти в составе нефти всего месторождения составляет примерно 3%.

В дальнейшем для цели определения доли вклада нижнесреднеюрского органического вещества в составе нефтей Красноленинского месторождения был использован линейный дискриминантный анализ (LDA), позволяющий наиболее полно использовать весь набор параметров молекулярных соотношений. В результате данного анализа в зависимости от числа изучаемых групп (семейств) образуются оси, дифференцирующие эти самые группы. Также можно оценить степень их сходства групп путём вычисления евклидова расстояния между их центроидами (или средними точками) [Тюрин, Шеглов, 2015].

Однако при поиске таких генетических молекулярных параметров возникает проблема, что в большей части нефтей генерированных породами нижней и средней юры содержится довольно мало углеводородов-биомаркеров: стеранов и гопанов либо же они и вовсе отсутствуют. А значит значительная доля генетических соотношений, основанных на этих параметрах выпадает из дискриминантного анализа. Тем не менее, выборка параметров не ограничивается только широко используемыми биомаркерными параметрами. Среди легких углеводородов также присутствует много компонентов, соотношения которых могут хорошо отражать фациальные условия накопления исходного органического вещества [Гончаров, 1987]. В нашей работе мы использовали изомеры триметилбензолов и тетраметилбензолов [Cheng et al, 2015]. Некоторые отношения хорошо коррелируют с Pr/Ph и приведены на рис. 4.

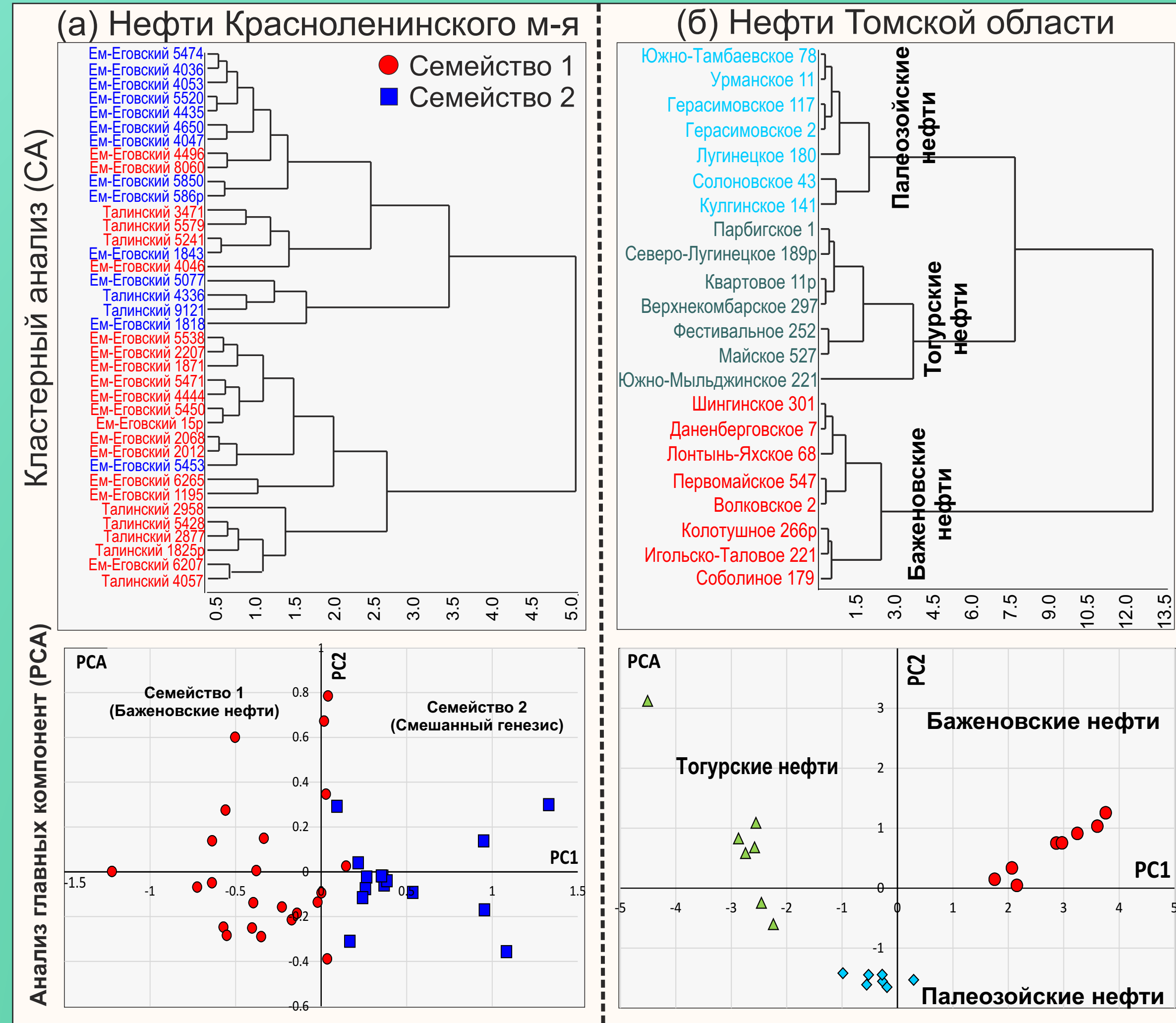


Рисунок 1 – Распределение семейств нефтей по результатам кластерного анализа (CA) (а), и анализа главных компонент (PCA) (б)

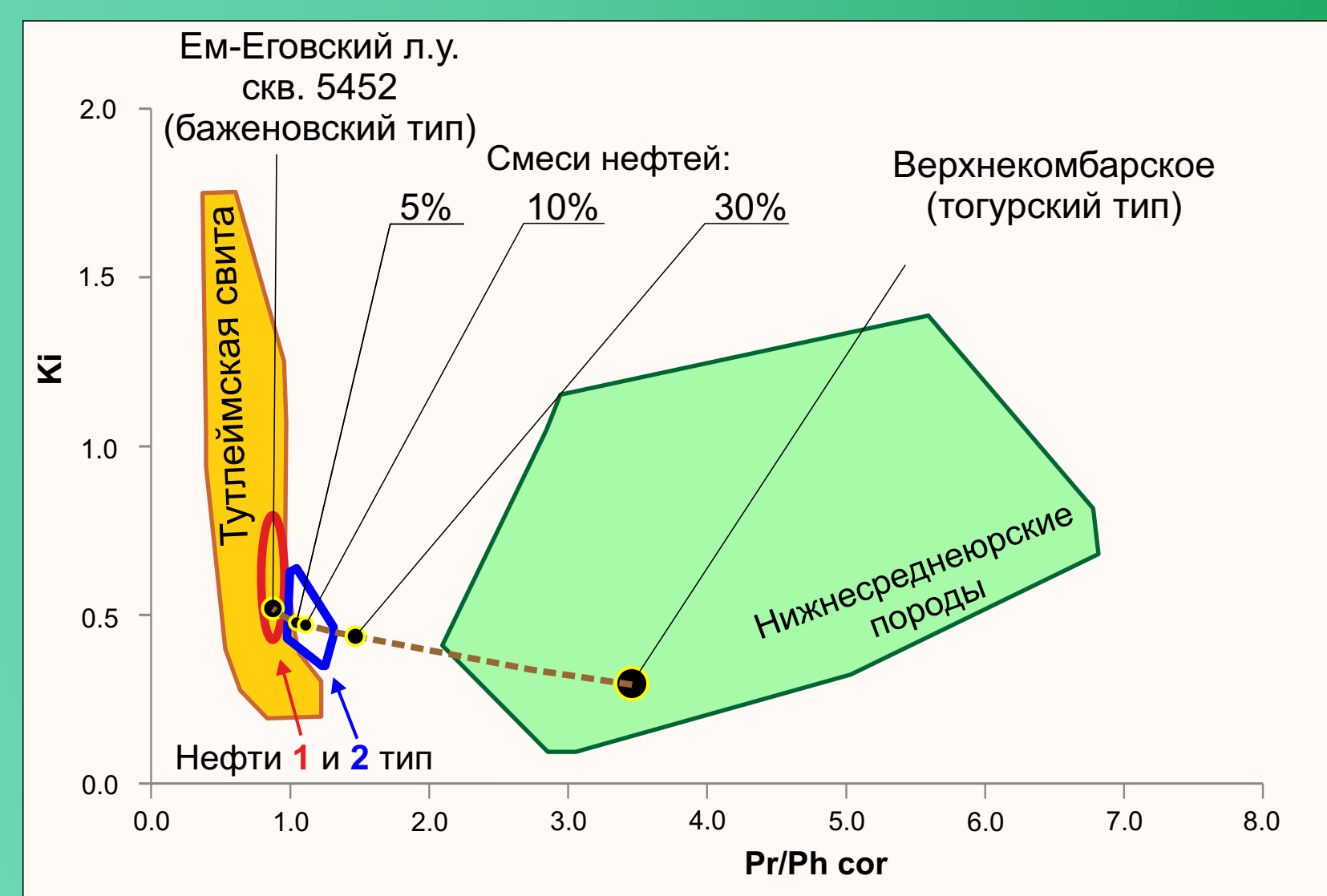


Рисунок 2 – Значения молекулярных параметров Pr/Ph и Ki в нефтях из скв. 5452 Ем-Егоровского л.у. и скв. 330 Верхнекомбарского месторождения, а также их смесей

Оценка вклада нижнесреднеюрского органического вещества в составе нефтей Красноленинского месторождения на основе: А) Приготовления модельных смесей, анализ 2-х параметров. Ограничен количеством рассматриваемых параметров и в выборе проб. (Слева) Б) Проведение дискриминантного анализа. Совместный анализ множества параметров и проб на двух осях. (Справа)



## География проб нефтей

Использованы данные этих нефтей в расчетах

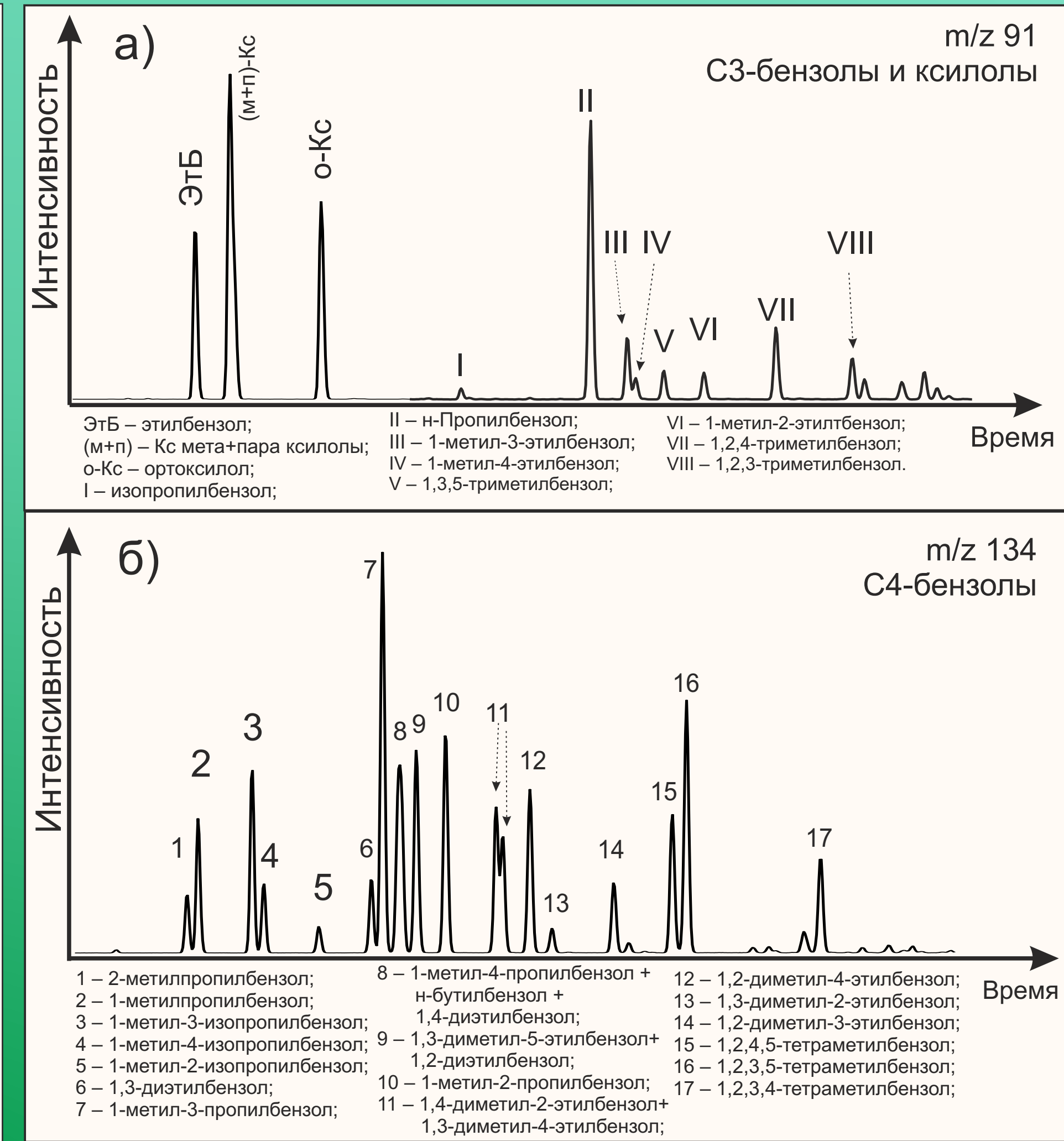


Рисунок 3 – Типичные хроматограммы распределения в нефтях триметилбензолов и ксилолов по m/z91 (а), и тетраметилбензолов по m/z 134 (б) в составе исследуемых нефтей

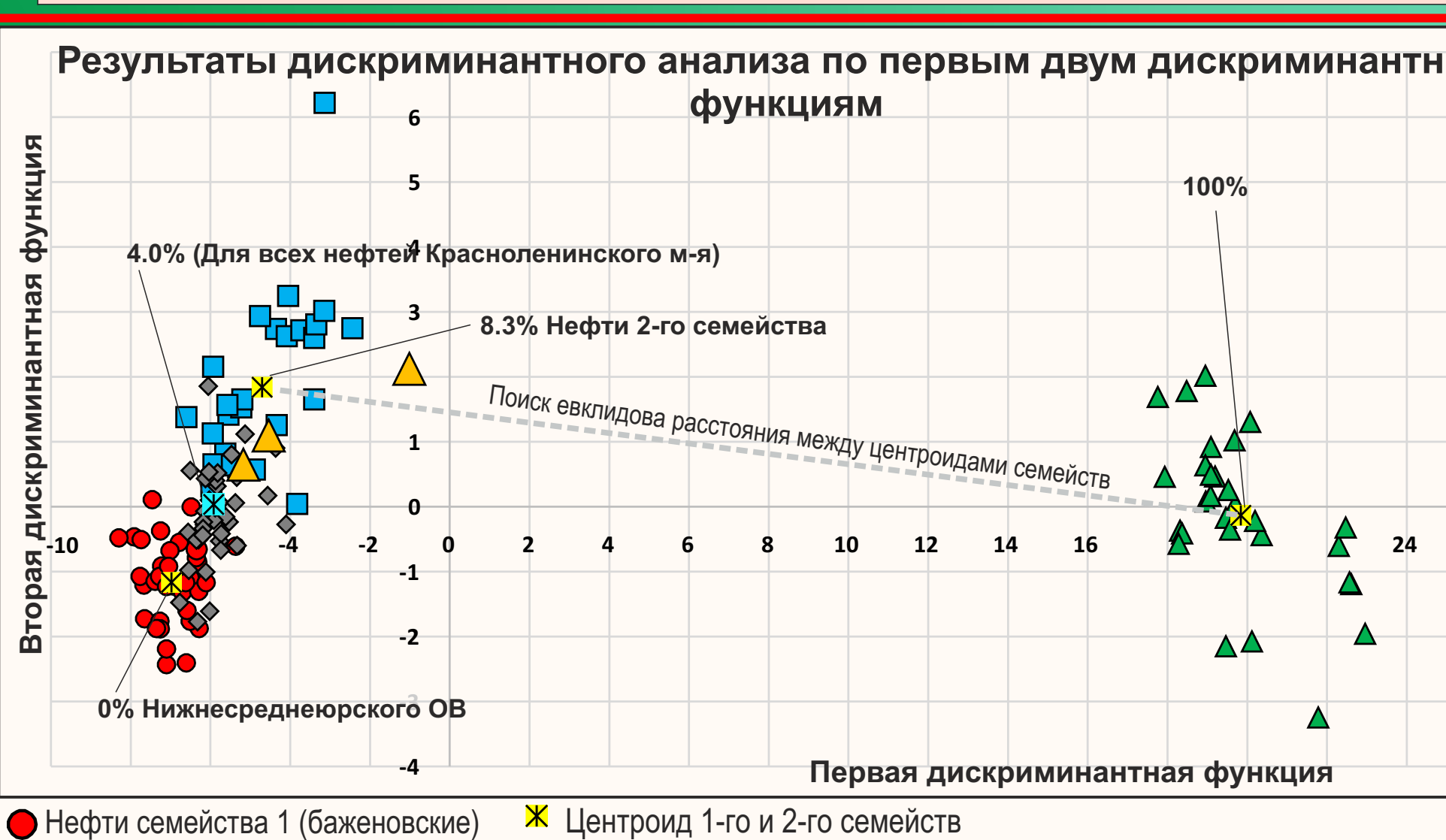


Рисунок 5 – Результаты дискриминантного анализа

Параметр	Функция		Σ абсолютных значений
	#1 (X)	#2 (Y)	
П/Ф кор	0.085	0.006	0.091
MP/MBT	0.176	0.034	0.210
Кс/ЭтБ	0.214	0.093	0.307
(m+)-o-Кс	0.083	0.101	0.184
<b>С3-бензолы</b>			
(III+IV)/II	0.018	0.003	0.021
VII	0.018	-0.002	0.019
(III+IV+V)/II	0.020	0.002	0.022
VII/VI	0.126	0.071	0.198
VII/(VI+VIII)	0.048	0.020	0.068
<b>С4-бензолы</b>			
11/10	0.088	-0.022	0.111
9/8	0.062	0.001	0.062
<b>С4-бензолы</b>			
11/8	0.028	-0.005	0.034
10/9	0.150	-0.035	0.186
9/(8+7)	0.023	0.001	0.024
(11+9)/10	0.238	-0.058	0.296
9/(8+10)	0.045	-0.004	0.048
(11+3+5+9+11+12)/(8+10)	0.102	0.013	0.116
1/2	0.031	0.004	0.034
(7+15+16)/(8+10)	0.063	0.011	0.074
(15+16)/6	0.154	0.073	0.227
(15+16)/(11+12)	0.014	0.020	0.034

★ Молекулярные параметры с высоким вкладом в дискриминантный анализ

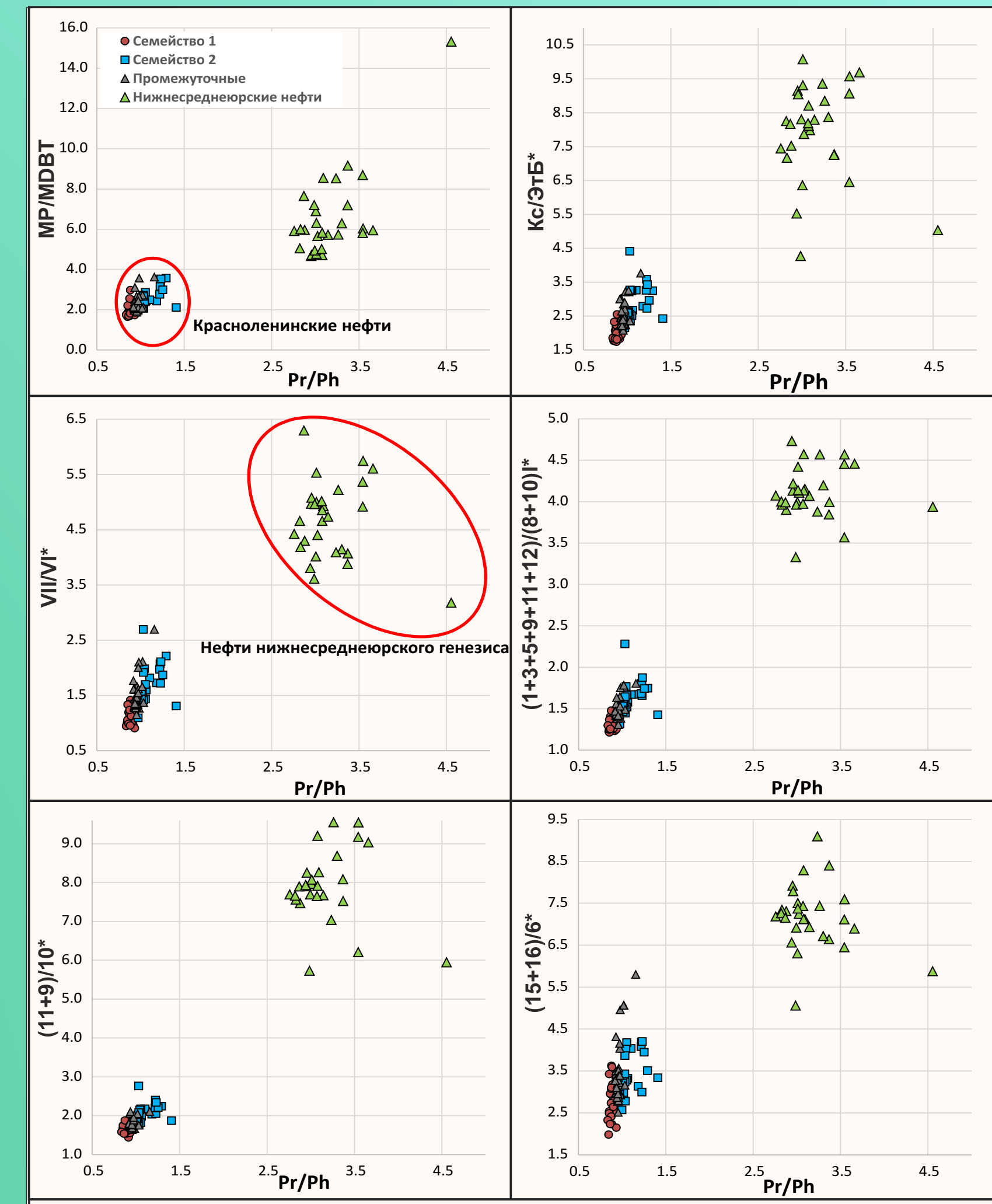


Рисунок 4 – Корреляция выбранных для дискриминантного анализа параметров с отношением Pr/Ph в нефтях Красноленинского месторождения и нижнесреднеюрских нефтей Западной Сибири

Тип центра (семейство нефтей)	Положение на оси x	Положение на оси y	Евклидово расстояние, усл. ед.	Процент содержания нижнесреднеюрского ОВ, %
Семейство №1	-6.98	-1.16	0	0
Семейство №2	-4.70	1.84	2.21	8.26
Все нефти	-5.93	0.04	1.07	3.98
Нижнесреднеюрские нефти	19.84	-0.13	26.83	100
Подстановка смесей (нефти скв.5452 Ем-Егоровского л.у. и Верхнекомбарского м-я) в полученную модель с дискриминантными функциями				
Мод. смесь 95/5%	-5.18	0.65	1.80	6.74
Мод. смесь 90/10%	-4.54	1.10	2.43	9.04
Мод. смесь 70/30%	-1.02	2.12	5.86	21.8

Расчет

Конечный расчёт в некоторой степени носит условный характер, поскольку полученные значения могут зависеть от многих факторов. В первую очередь это сама используемая выборка целевых нефтей и нефтей сравнения (нижнесреднеюрского генезиса), поэтому результаты будут варьироваться в соответствии с используемыми нефтями. Нужно быть уверенными, что нефти сравнения в данном случае будут являться «чистыми», а не представлять собой уже некоторую смесь разных генетических типов. С другой стороны, полученные результаты будут также зависеть от использованных параметров соотношений молекулярных соединений в нефтях. В предложенном варианте не были использованы биомаркерные показатели в силу их довольно низкого содержания в нефтях нижнесреднеюрского генезиса. Однако в этой работе успешно продемонстрирована возможность построения дискриминантного анализа и на более простых (в части обнаружения и использования приборной базы) соединений. Также стоит принять во внимание, что в нефтях разных генетических типов абсолютное содержание молекулярных соединений может сильно различаться. Смешение разных нефтей может привести не просто к постепенному изменению всех молекулярных соотношений, оно, скорее, будет иметь немонотонный характер, и быть следствием значительного преобладания одних соединений над другим в разных нефтях. Так, например, разница в абсолютном содержании изопреноидов в нефтях может отличаться в разы. А значит даже при фактическом смешении двух нефтей отношение Pr/Ph может оставаться неизменным из-за сильного доминирования их в одной нефти и малом количестве в другой.

Дискриминантный анализ является еще одним инструментом в копилке методов для интерпретации массива геохимических данных. Им возможно не только эффективно разделять между собой изучаемые группы и семейства, как например это сделано на нефтях Красноленинского месторождения, но и вычислить относительный вклад нефтематеринских источников. Полученные в этой работе показатели дискриминантного анализа можно в дальнейшем использовать как готовую математическую модель для геохимической типизации и расчёта доли нефтей разных генетических типов для Красноленинского месторождения.

Список литературы  
 1. Гончаров И.В., Фадеева С.В., Самойленко В.В. [и др.] Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных) // Нефтегазовое хозяйство. – 2016. – №4. – 12–17 с.  
 2. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири // Нефтегазовое хозяйство. 2012. №11. с.8-13.  
 3. Bin Cheng, Teguan Wang, Haiping Huang, Guangli Wang, Bernd R.T. Simoneit, Ratios of low molecular weight alkybenzenes (C0–C4) in Chinese crude oils as indicators of maturity and depositional environment, Organic Geochemistry, Volume 88, 2015, p. 78–90.  
 4. Hammer, Øyvind, Harper, David A.T., and Paul D. Ryan, 2001. Past: Paleontological Statistics Software Package for Education and Data Analysis. Palaeontologia Electronica, vol. 4, issue 1, art. 4: 9pp  
 5. Obasov N.V., Goncharov I.V., Veklich M.A., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V. Family of fluids of the Krasnolenskiy arch fields according to isotope and molecular geochemistry // Book of Abstracts of the Communications presented to the 28th International Meeting on Organic Geochemistry, Florence, 2017. – p. 604–605.  
 6. Obasov N., Goncharov I., Eftor I., Veklich M., Chudinova M., Zhderdeva A., Fadeeva S., Samoilenko V. Oil and gases of the Krasnolenskiy field and the searching for their source rocks (Western Siberia, Russia) // Conference Proceedings, 30th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG 2021), Sep 2021, Volume 2021, p.1–2.  
 7. Тюрин, В.В., Шеглов, С.Н. Дискриминантный анализ в биологии. – Краснодар: Кубанский гос. ун-т, 2015. – 126 с.  
 8. El Diasty, W.S., El Beialy, S.Y., Mostafa, A.R. et al. Chemometric Differentiation of Oil Families and Their Potential Source Rocks in the Gulf of Suez, Nat Resour. 2020, 29, p. 2063–2102.  
 9. Peters K. E.; Coutrot D.; Nouvelle X.; Ramos L. S.; Rohrbach B. G.; Magoon L. B.; Zumberge J. E. Chemometric differentiation of crude oil families in the San Joaquin Basin, California. AAPG Bull. 2013, 97, p. 103–143.



Ознакомиться подробнее с тезисом можно по указанной ссылке