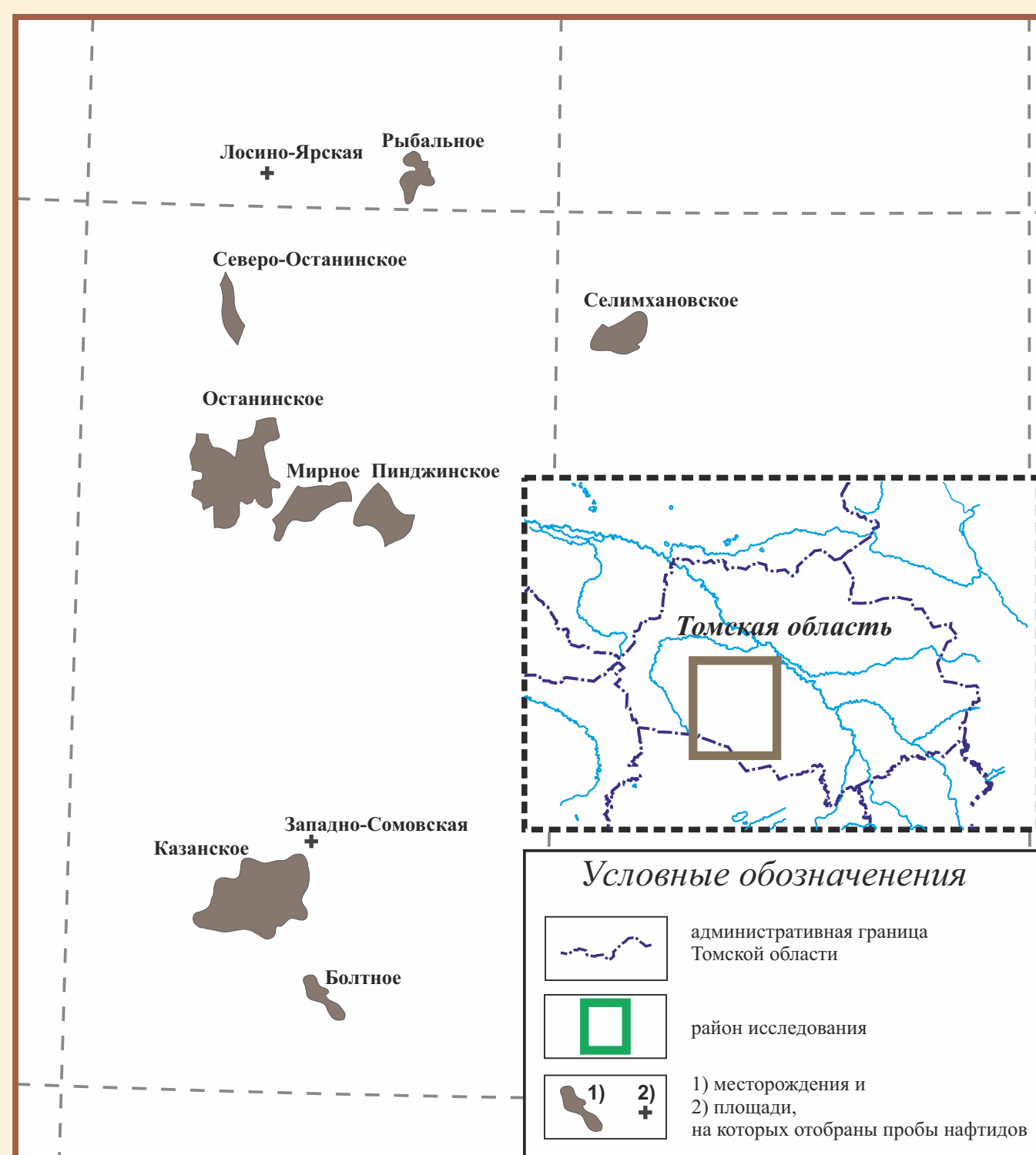


Геохимические особенности нефтей и конденсатов юго-западных районов Томской области (Западная Сибирь)

Е. А. Фурсенко, Е. А. Костырева, А. И. Бурухина, И. С. Сотнич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Рис. 1. Карта-схема отбора проб исследованных нефтей и конденсатов



Объекты исследования - нефти и конденсаты из мезозойских и палеозойских залежей, локализованных на юго-западе Томской области (рис. 1). Аналитические данные о физико-химических свойствах нефтяных и молекулярном составе их углеводородных (УВ) фракций получены по единой схеме, принятой в лабораториях геологии нефти и газа ИНГГ СО РАН, с помощью современных методов лабораторного анализа [1, 2] (табл. 1).

Исследованы нефти и конденсаты Болтной, Западно-Сомовской, Казанской, Лосино-Ярской, Мирной, Останниково, Пинджинской, Рыбальской, Северо-Останниково и Селимхановской площадей. Наиболее представительной является коллекция нефтей и конденсатов из верхнеюрских залежей, главным образом из научной свиты. Исследованы 2 пробы (Мирное и Останниково месторождения) отобранные при совместных испытаниях баженской и научной свит. Изучены нефти и конденсаты из залежей в тюменской свите и из залежей в верхах палеозоя.

Обобщение информации о физико-химических свойствах нефтей и конденсатов (включая фондовые материалы ИНГГ СО РАН) показало (рис. 2, табл. 2):

- В исследованном районе встречаются нефти и конденсаты разной плотности, однако по этому базовому физико-химическому параметру УВ флюиды являются, главным образом, легкими и особо легкими; единичные пробы относятся к тяжелому и битуминозному типам (Останниково (J₃₀, Pz), Пудинская (J₂), Лосино-Ярская (J₃₀), Мирная (J₃₀), Пинджинская (J₃₀) пл.). На одних и тех же стратиграфических уровнях в пределах одних и тех же месторождений могут встречаться УВ флюиды от особо легких и легких до тяжелых (Мирная, Останниково, Пинджинская пл. и др.);
- Нефти и конденсаты характеризуются низкими содержаниями серы, высокими концентрациями бензиновых фракций, более чем на 50% состоят из УВ;
- Нефти из тюменской свиты, нефти и конденсаты из верхов палеозоя, и некоторые пробы из верхнеюрских залежей (Юбилейная и Селимхановская пл.) характеризуются аномально высокими содержаниями парафинов, что обусловило их повышенную вязкость. Вместе с тем, высокая вязкость тяжелых нефтей из научных залежей Лосино-Ярской и Пинджинской пл., вероятно всего связана со значительным содержанием высокотемпературных фракций и смолсто-асфальтеновых веществ.

Табл. 1. Представительность коллекций исследованных нефтей и конденсатов, комплекс выполненных анализов

Вид анализа	Возраст вмещающих отложений						Общее количество исследованных проб		Σ	
	J ₃₀ , баженская + научная		J ₃₀ , научная		J ₂ , тюменская	Pz				
	нефть	конденсат	нефть	конденсат	конденсат	нефть	конденсат	нефть	конденсат	
Плотность, ρ ₂₀ , кг/м ³	1	1	11	1	2	3	2	15	6	21
Вязкость кинематическая, мм ² /с	1	1	10	1	2	3	2	14	6	20
Фракционный разгонка (по Энглеру)	1	1	11	1	2	3	2	15	6	21
Групповой состав, в % мас. на нефть/конденсат	1	1	11	2	2	3	2	15	7	22
ИСУ пробы, δ ¹³ C, ‰	1	1	11	2	2	3	2	15	7	22
ИСУ УВ фракций и САВ, δ ¹³ C, ‰	0	0	6	0	0	2	0	8	0	8
ГЖХ насыщенной фракции, отн. %	1	1	12	2	2	3	1	16	6	22
ХМС насыщенной и ароматической фракций, отн. %	1	1	12	2	2	3	1	16	6	22
Сера, в % мас. на нефть/конденсат	0	0	9	2	2	3	0	12	4	16

Рис. 2. Групповой состав нефтей и конденсатов района исследований (включая фондовые материалы ИНГГ СО РАН)

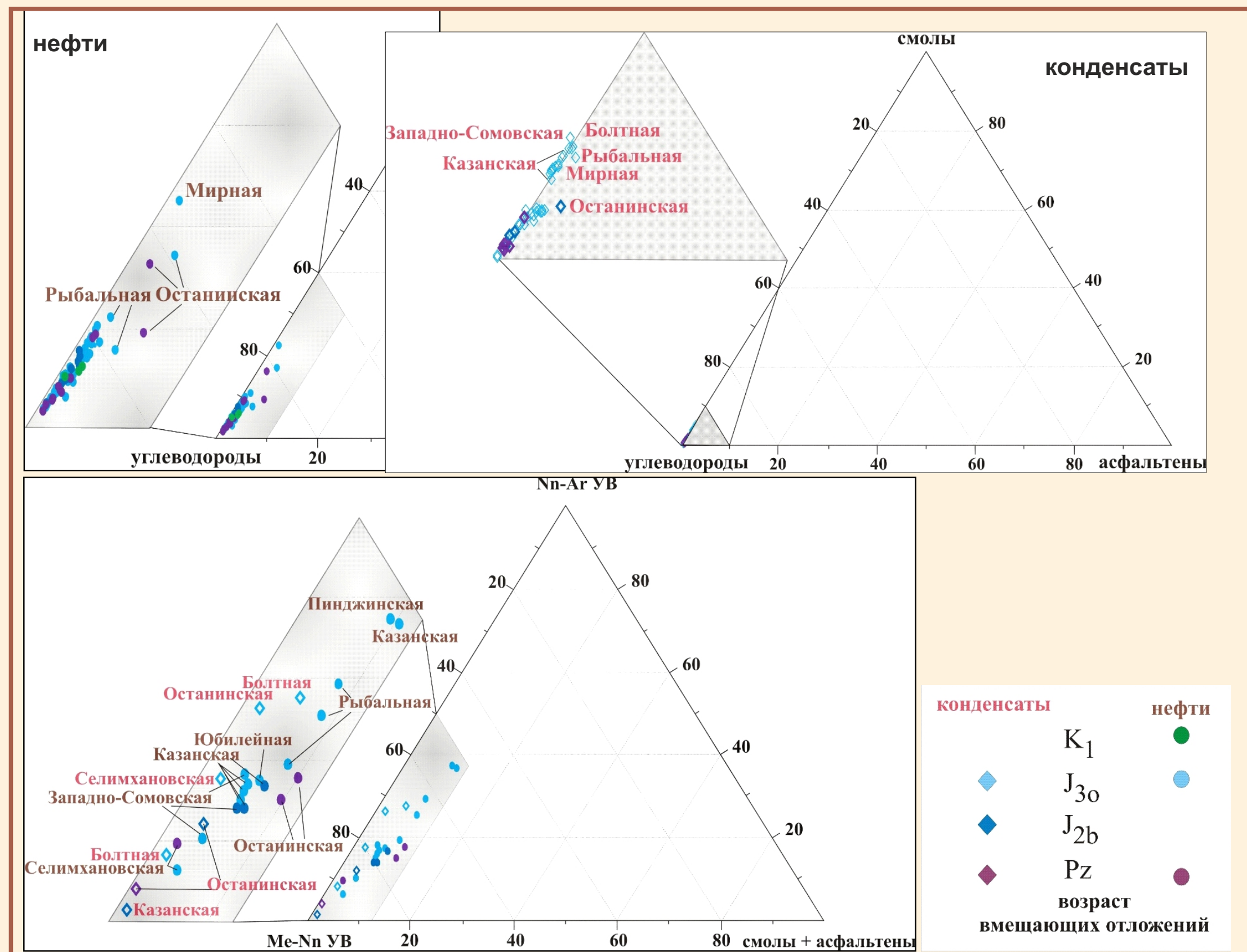


Табл. 2. Физико-химические характеристики нефтей и конденсатов района исследований (включая фондовые материалы ИНГГ СО РАН)

Возраст, свита	Плотность, кг/м ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с		Сера, в % мас. на нефть/конденсат	Тпл., °С	Фракционный состав по Энглеру, в % об. на нефть/конденсат		Групповой состав, в % мас. на нефть/конденсат			Парафины, в % мас. на нефть/конденсат	ИСУ, δ ¹³ C, ‰
		при 20°С	при 50°С			до 200°С	выше 200°С	Углеводороды	Смоли	Асфальтены		
Конденсаты												
Для J ₃₀ , научная свита	(694,0 - 801,9) / 746,0 (97)	(0,59 - 2,62) / 1,22 (93)	(0,56 - 2,07) / 1,06 (32)	(0,002 - 0,600) / 0,084 (93)	(28 - 85) / 42 (55)	(46 - 78) / 60 (55)	(22 - 54) / 40 (55)	(94,94 - 99,53) / 97,20 (37)	(0,01 - 5,06) / 2,44 (37)	(0,00 - 0,61) / 0,20 (37)	(0,08 - 3,91) / 1,58 (39)	(-30,1; -29,6; -28,0) (3)
Для J ₂ , тюменская свита	(709,5 - 804,4) / 747,8 (8)	(0,65 - 3,63) / 1,47 (8)	(0,69 - 1,80) / 1,16 (4)	(0,005 - 0,180) / 0,053 (4)	(28 - 98) / 52 (8)	(38 - 86) / 62 (7)	(14 - 62) / 38 (7)	(96,76 - 99,30) / 98,61 (4)	(0,44 - 2,14) / 1,14 (4)	(0,00 - 1,10) / 0,33 (4)	(0,10 - 0,63) / 0,26 (4)	(-29,6; -28,0) (1)
Для Pz, кровля и кора выветривания	(741,0 - 783,0) / 762,9 (7)	(1,06 - 5,77) / 2,36 (6)	(0,71 - 1,83) / 1,17 (6)	(0,002 - 0,120) / 0,043 (6)	(30 - 70) / 47 (7)	(38 - 72) / 53 (7)	(28 - 62) / 47 (7)	(99,30 - 99,62) / 99,43 (7)	(0,31 - 1,70) / 0,62 (7)	(0,00 - 0,23) / 0,07 (7)	(2,40 - 24,30) / 12,38 (6)	-29,1
Нефти												
Для J ₃₀ , научная свита	(768,3 - 908,3) / 812,7 (90)	(1,71 - 25,23) / 4,44 (82)	(1,11 - 18,67) / 3,22 (35)	(0,045 - 0,470) / 0,199 (83)	(30 - 137) / 60 (48)	(12 - 56) / 36 (48)	(44 - 100) / 65 (48)	(76,90 - 97,96) / 93,33 (42)	(1,97 - 22,40) / 6,08 (42)	(0,07 - 3,01) / 0,60 (42)	(1,12 - 20,10) / 4,68 (36)	(-32,1; -27,8; -30,7) (12)
Для J ₂ , тюменская свита	(806,0 - 884,9) / 835,1 (12)	(2,99 - 40,42) / 16,88 (3)	(0,04 - 9,30) / 0,174 (11)	(0,039 - 0,490) / 0,174 (11)	(57 - 155) / 83 (12)	(8 - 26) / 19 (10)	(74 - 92) / 80 (10)	(92,47 - 97,49) / 94,19 (10)	(2,50 - 7,60) / 5,48 (10)	(0,01 - 0,87) / 0,390 (10)	(5,01 - 33,30) / 18,51 (7)	н/д
Для Pz, кровля и кора выветривания	(771,1 - 871,4) / 822,8 (13)	(2,72 - 15,82) / 9,73 (4)	(1,28 - 16,87) / 4,65 (13)	(0,011 - 0,36) / 0,17 (10)	(35 - 115) / 71 (13)	(7 - 48) / 23 (13)	(52 - 93) / 77 (13)	(82,36 - 99,61) / 93,82 (13)	(0,38 - 16,19) / 5,41 (13)	(0,01 - 4,35) / 0,77 (13)	(0,18 - 26,80) / 17,28 (8)	(-28,7; -28,0) (4)

Примечание: н/д - нет данных; (минимум - максимум) / среднее (количество проб) - определено для выборки, в которых больше 3 проб

Рис. 3. Диаграмма Кеннона-Кессоу для исследованных нефтей и конденсатов

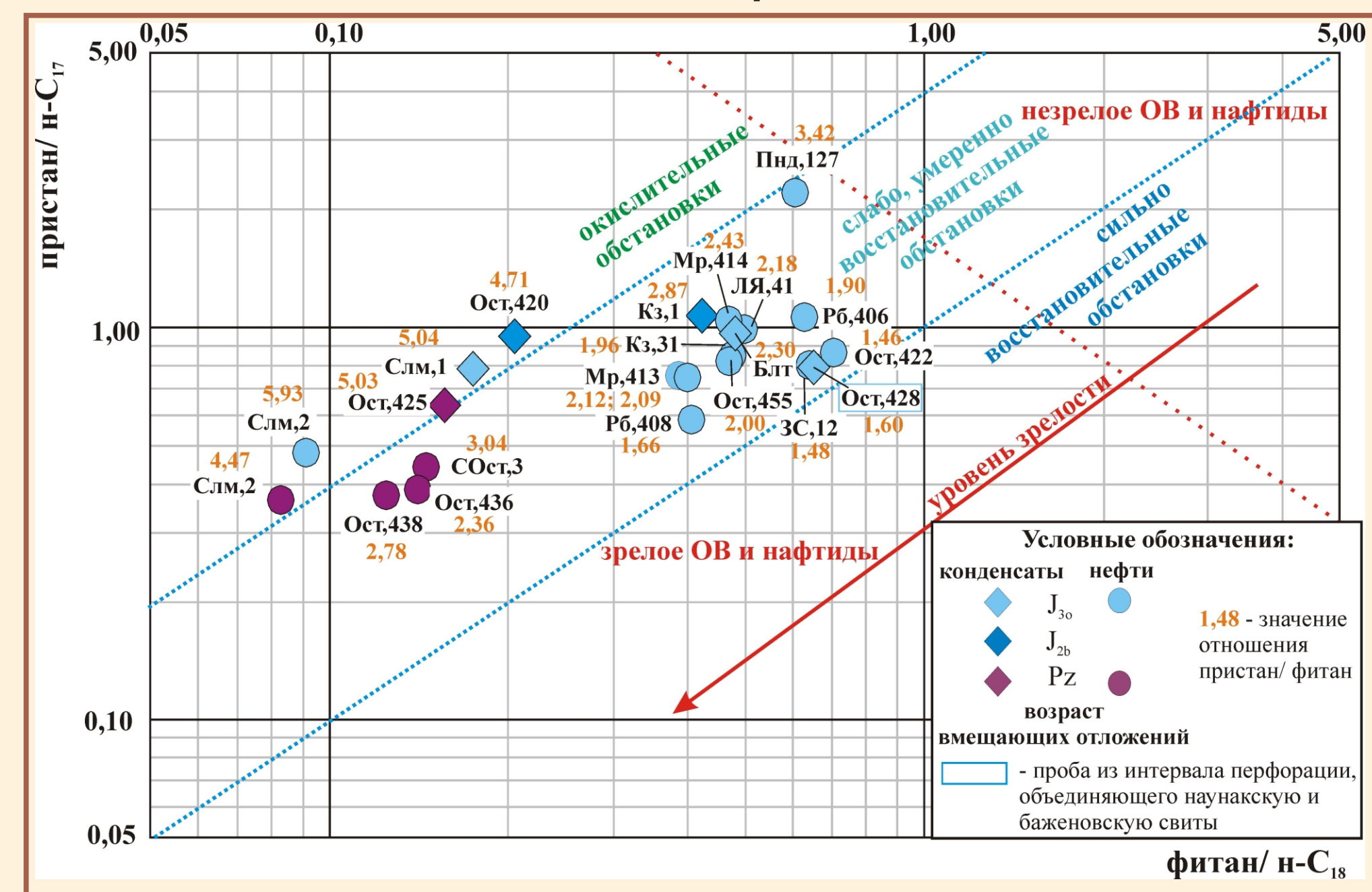


Рис. 6. Изотопный состав углерода исследованных РОВ, нефтей и конденсатов



Рис. 4. Распределение стеранов C₂₇-C₂₉

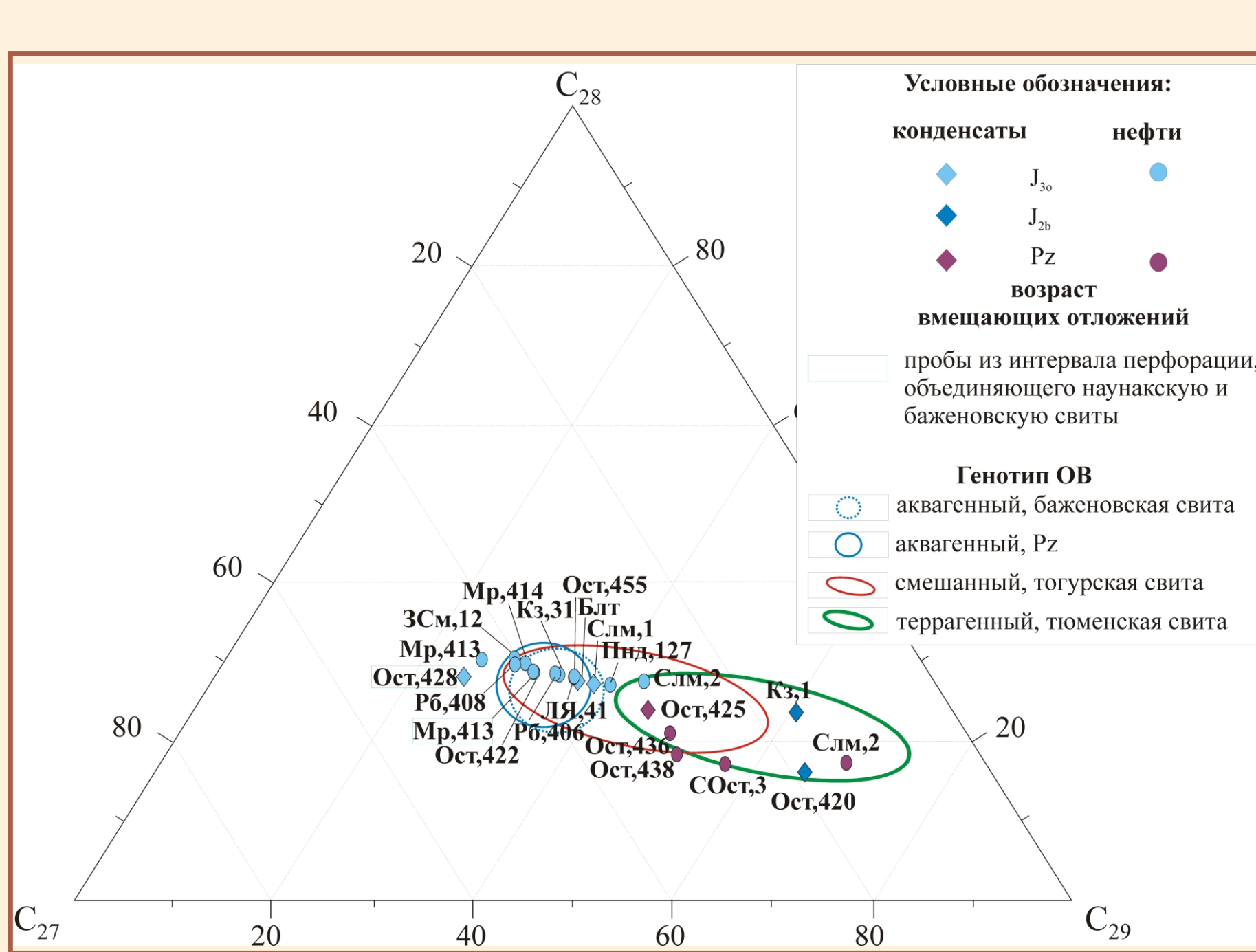


Рис. 5. Соотношение между трицикловым индексом и отношением стераны C₂₉/C₂₇

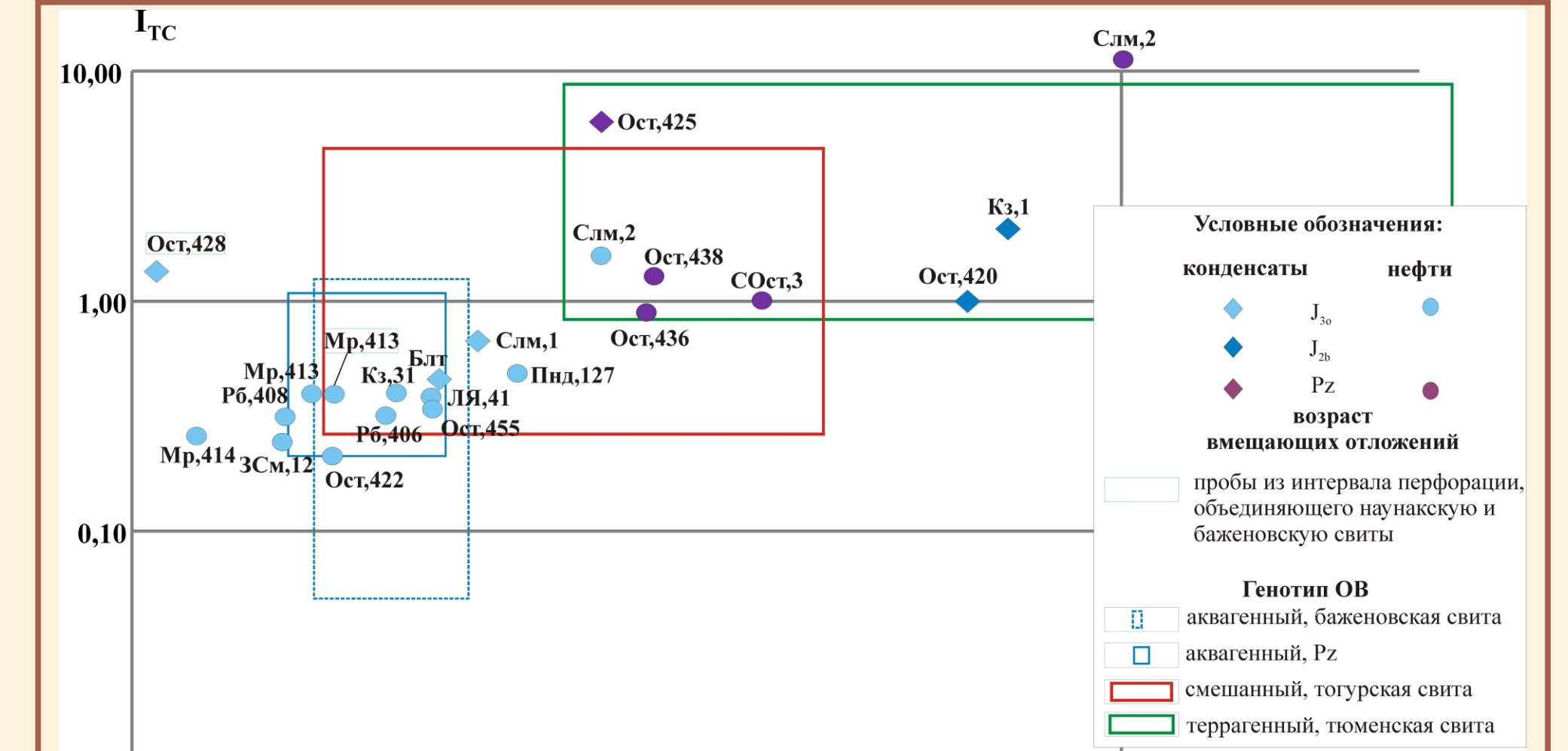
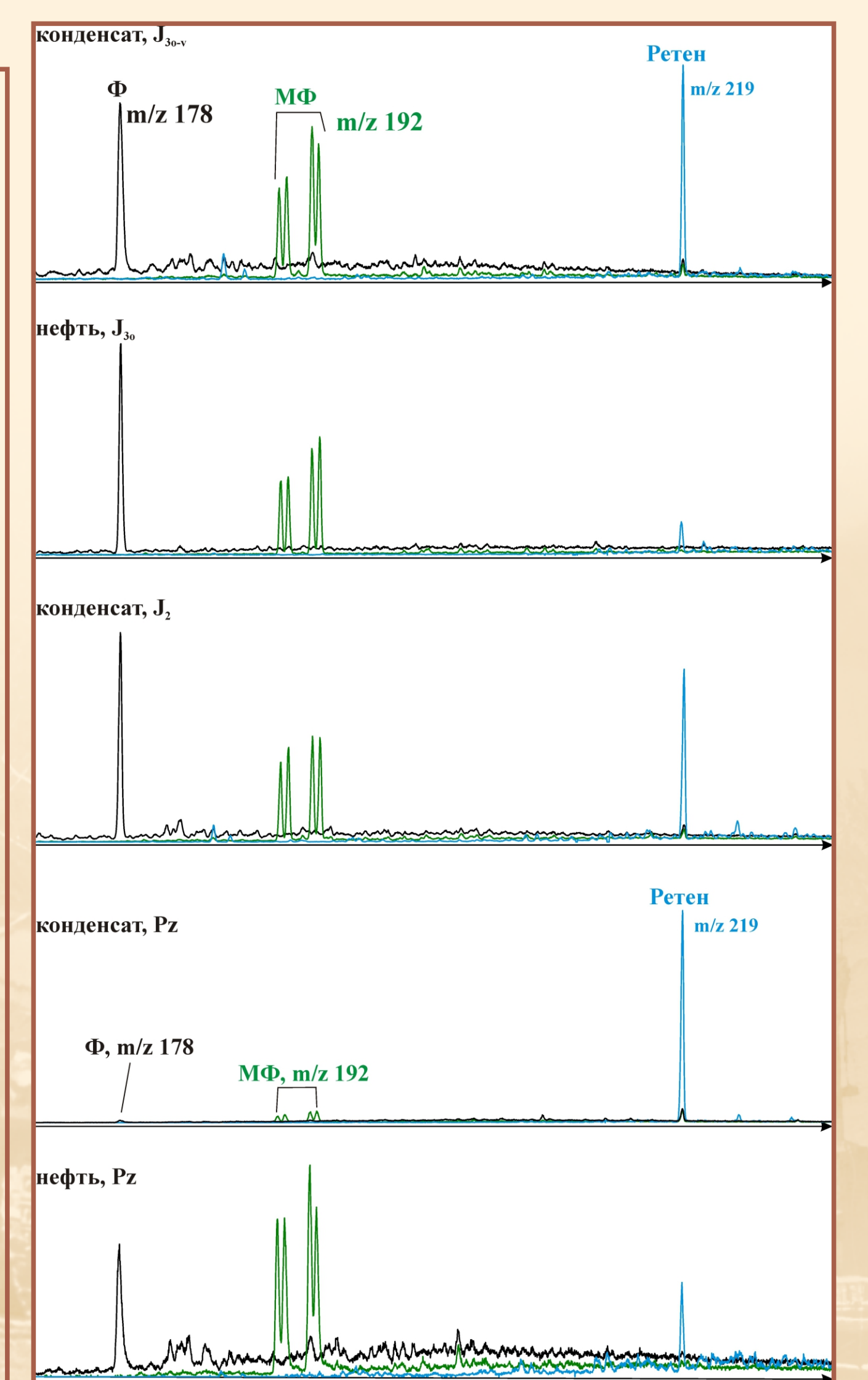


Рис. 7. Масс-фрагментграммы фенантрена (Ф), метилфенантренов (МФ) и ретена (на примере проб Останниково)



Информация об изотопном составе углерода и молекулярно-массовом распределении УВ позволяет выделить три основные генетические группы УВ флюидов [1]:

- Нефти и конденсаты из верхнеюрских залежей (пробы из научной свиты и интервалов перфорации, объединяющие научную и баженскую свиты); Болтная, Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Рыбальская, Останниково пл. - преимущественно аквагенного генотипа (облегченный изотопный состав углерода; низкие значения отношений пристань/фитан, стераны C₂₇/стераны C₂₉, I_{TC} и высокие - гомогопаны C₂₇/гомогопаны C₂₉, высокие содержания дибензтиофенов, моно- и триароматических стероидов; низкие до следов содержания ретена);
- Нефти и конденсаты из тюменской свиты и верхов палеозоя (Казанская, Северо-Останниково, Останниково, Селимхановская пл.) - преимущественно террагенного генотипа (высокая парафинистость; относительно повышенный изотопный состав углерода; высокие значения отношений пристань/фитан, стераны C₂₇/стераны C₂₉, I_{TC} и низкое - гомогопаны C₂₇/гомогопаны C₂₉, относительно повышенные содержания ретена);
- Нефти и конденсаты из научной свиты Пинджинской и Селимхановской пл. по одним параметрам можно типизировать как аквагенные, а по другим следует относить к террагенному генотипу, поэтому эти пробы классифицированы как смешанные.
- Индексы нечетности n-алканов, локализация проб на диаграмме Кеннона-Кессоу, стереоизомерные соотношения стеранов C₂₉, Ts/Tm, соотношения по составу фенантренов и дибензтиофенов свидетельствуют, что зрелость исследованных УВ флюидов соответствует главной зоне нефтеобразования. Нефти и конденсаты из среднеюрских и палеозойских залежей по большинству этих показателей являются более термокаталитически преобразованными по сравнению с пробами из научной свиты.
- Источником нефтей и конденсатов преимущественно террагенного генотипа, из залежей в тюменской свите и в верхах палеозоя, вероятно всего является зрелое ОВ нижней-средней юрты (тюменская и тогурская свиты) [3-8].
- Нефть Селимхановской пл., конденсаты Останниково и Казанской пл. по показателям генетического типа и большей окисленности (сравнительно повышенные для группы преимущественно террагенных проб отношения пристань/фитан, фенантрены/дибензтиофены) ближе органическому веществу тюменской свиты.
- Нефти из верхов палеозоя Останниково и Северо-Останниково площадей, согласно имеющимся показателям фациально-генетического типа, преимущественно образованы за счет смешанного, аквагенно-террагенного, менее окисленного РОВ тогурской свиты.

Источником нефтей аквагенного генотипа, локализованных в верхнеюрских залежах, является органическое вещество баженской свиты, которое сопоставимо с ними как по показателям фациально-генетического типа, так и по уровню термокаталитической преобразованности (см. изомерные соотношения стеранов, Ts/Tm, показатели зрелости по составу аренов).

Незначительную примесь террагенной составляющей нельзя исключить в пробах Лосино-Ярской, Останниково и Болтной площадей, в ароматической фракции которых в высоких концентрациях обнаружен ретен. Об аккумуляции в научных залежах углеводородных флюидов, мигрировавших из нефтематеринских толщ с разным типом органического вещества (баженская, тогурская и тюменская свиты), свидетельствует присутствие в исследованной выборке нефтей и конденсатов смешанного генотипа Пинджинской и Селимхановской площадей.

Согласно опубликованным исследованиям в палеозойских залежах Останниково пл. встречаются УВ флюиды генетически связанные с палеозойскими нефтематеринскими толщами, обогащенными высокозрелым аквагенным ОВ [6-8]. Однако в исследованной коллекции среди проб из палеозойских залежей УВ флюиды с отчетливым аквагенным обликом не обнаружены.

Список литературы:

1. Современные методы исследования нефтей (Справочно-методическое пособие) / под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Телянико, Л.И. Хотыцовой. - Л.: Недра, 1984. - 431с.
2. Peters K.E. The biomarker guide. 2nd ed. (V. 1, 2) / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. - New York: Cambridge University Press, 2005. - 1155 p.
3. Гончаров И.В. Типы и катагенез органического вещества баженской свиты и ее возрастных аналогов / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева, М.А. Веклич, Р.С. Кашалов, П.В. Трушков, Е.С. Бахтина // Нефтегазовое хозяйство. - 2016. - № 10. - С. 20-25
4. Данилова В.П. Геохимия мезозойских отложений востока Томской области / В.П. Данилова, Е.А. Костырева, В.Н. Мельневский, В.И. Москвин, А.Н. Фокин, Е.Н. Махнева // Геология нефти и газа. - 1998. - № 8 - С. 33-43.
5. Данилова В.П. Геохимия высокомолекулярных углеводородов-биомаркеров в келловей-верхнеюрских нефтях Томской области / В.П. Данилова, А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, Н.В. Моисеева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2004. - № 1. - С. 98-104.
6. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Е.А. Костырева. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. - 183 с.
7. Серебренникова О.В. Взаимосвязь состава алканов и металлопорфиринов нефтей и органического вещества пород юго-востока Западной Сибири как отражение условий формирования нефтематеринских толщ / О.В. Серебренникова, Т.О. Филиппова, Н.А. Красникова // Нефтехимия. - 2003. - Т. 43, № 3. - С. 163-167.
8. Конторович А.Э. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири / А.Э., В.П. Данилова, Е.А. Костырева, О.Ф. Стасова // Геохимия. - 1998. - № 1. - С. 3-17.