

УДК 550.42:552.578.3(470.4)

Киселёва Ю.А.¹, Можегова С.В.²

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГУП «ВНИГНИ»), Москва, Россия, ¹yamyalkina@yandex.ru, ²mogegova@rambler.ru

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ГРУППЫ НЕФТЕЙ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ И ИХ ГЕНЕРАЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ

Рассмотрена геохимия нефтей центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, состав и распределение в них биомаркеров. Выделены две генетические группы нефтей, связанные с разными по литологическому составу материнскими породами. Показана связь одной из групп нефтей с доманиковыми отложениями средне- и верхнефранско-турнейского возраста. На основе данных пиролиза оценены плотности эмиграции из них углеводородов.

Ключевые слова: нефть, генетическая типизация, биомаркеры, нефтегазогенерационный потенциал, плотности эмиграции углеводородов, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на высокую степень изученности центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), до настоящего времени отсутствует общепринятое представление об источниках нефтей Южно-Татарского свода и прилегающих территорий. В числе прочих представлений обсуждается и возможность поступления УВ из фундамента.

Целью настоящего исследования являлось геохимическое изучение нефтей Южно-Татарского свода (ЮТС) и сопредельных территорий, а так же их генерационных источников с использованием современных методов.

МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В работе приводятся результаты геохимического исследования нефтей (свыше 200 проб) из разновозрастных продуктивных горизонтов Южно-Татарского свода, Бирской седловины и Благовещенской впадины и органического вещества (ОВ) вероятных нефтематеринских пород. Комплекс исследований включал генетическую типизацию нефтей, их корреляцию с битумоидами вероятных нефтематеринских пород, а также оценку генерационного потенциала и масштабов эмиграции углеводородов (УВ) из вероятных нефтематеринских толщ. Все анализы были выполнены во ФГУП «ВНИГНИ» методами газовой-хроматографии, хромато-масс-спектрометрии и изотопной масс-спектрометрии. Наряду с выполненными нами работами, в статье использованы результаты исследований

нефтей Южно-Татарского свода, ранее проведенных Т.П. Жегловой, Г.С. Нечитайло и Е.С. Назаровой.

Помимо детальных исследований углеводородного состава нефтей и битумоидов пород, определялись также общие характеристики нефтей (плотность, вязкость, содержание серы). Методики исследований подробно изложены в работе [Дахнова и др., 2009].

Изученная коллекция пород состоит из образцов керна и шлама (около 300 образцов) нескольких параметрических скважин (Кукморская-20010, Трудюлюбовская-1001, Турмышская-1), пробуренных в пределах Мелекесской впадины, Токмовского и Северо-Татарского сводов (рис. 1). Идентификация материнских пород и оценка их генерационного потенциала проводилась с использованием экспрессного метода пиролиза органического вещества (Rock-Eval).

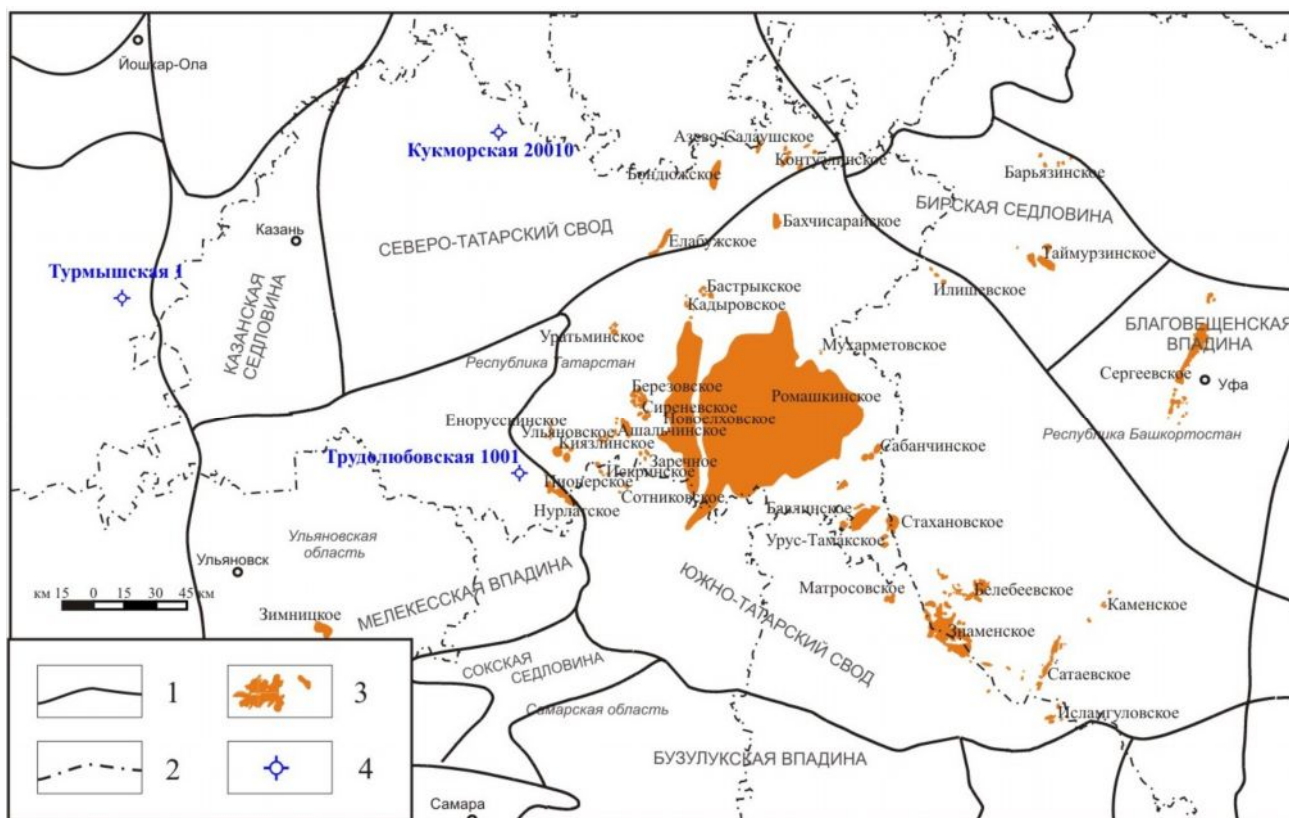


Рис. 1. Схема расположения изученных объектов

1 – границы крупных тектонических элементов; 2 – границы административных областей; 3 – месторождения, по которым изучены нефти; 4 – скважины, из которых отбирался керн для геохимических исследований.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Нефти ЮТС очень неоднородны по общим характеристикам. Так их плотность меняется в интервале – от 813,0 до 970,0 кг/см³. Содержание серы в изученных нефтях также варьирует в широком диапазоне – от 0,73 до 6,14%. При этом более тяжелые и сернистые

нефти приурочены к нижнефранским и фаменско-среднекаменноугольным отложениям, а более легкие и менее сернистые – к отложениям живета, что с одной стороны может быть связано с меньшими глубинами залегания первых по сравнению со вторыми, т.е. с влиянием вторичных факторов, а с другой - с различием типа и обстановок накопления нефтематеринского ОВ. Результаты изотопного анализа нефтей и их фракций (насыщенной и ароматической), дают основание предполагать, что наблюдаемые различия в большей мере связаны с генетическими факторами, чем с вторичными процессами. Наиболее наглядно различия в изотопном составе углерода прослеживаются для нефтей, приуроченных к восточной части рассматриваемой территории – Бирской седловине, Благовещенской впадине и восточному склону ЮТС (на территории республики Башкортостан) (рис. 2). На рисунке видно, что нефти из отложений живета относительно обогащены легким изотопом углерода C^{12} , по сравнению с нефтями верхнего девона-нижней перми. Такая закономерность изменения изотопного состава углерода указывает на генетическую неоднородность изученных нефтей.

По молекулярным характеристикам - распределению н-алканов, ациклических изопреноидов, стеранов и тритерпанов исследованные нами нефти, так же как и ранее изученные на северо-востоке ЮТС [Гордадзе, Тихомиров, 2005, 2007] – делятся на две основные группы.

Нефти I группы стратиграфически приурочены к нижнефранским (пашийский и тиманский горизонты) и к фаменско-среднекаменноугольным отложениям, т.е. к продуктивным комплексам, подстилающим и перекрывающим богатейшую средне-верхнефранско-турнейскую (доманиковую) нефтематеринскую толщу. Как видно на рис. 3 нефти I группы имеют региональное распространение.

Большинство **нефтей II группы** приурочено к отложениям живета и лишь в отдельных случаях они обнаружены в пашийских отложениях. Нефти II группы распространены локально, в пределах южного склона Южно-Татарского свода (рис. 3).

Различия между нефтями выделенных групп фиксируются по целому ряду молекулярных параметров, хорошо согласующихся между собой внутри каждой из выделенных групп, но наиболее четко дифференциация нефтей проявляется по параметрам, отражающим литологию нефтематеринских пород (рис. 4).

Нефти I группы имеют низкие значения параметров Ts/Tm и DIA/REG , что характерно для углеводородов, генетически связанных с материнскими породами карбонатных формаций.

При этом в «поддоманиковых нефтях» значения T_s/T_m и DIA/REG несколько выше, чем в «наддоманиковых» (рис. 4). Несмотря на то, что эти различия невелики, их нельзя считать случайными, учитывая строение верхнедевонских отложений, а именно то обстоятельство, что тиманский и пашийский горизонты, подстилающие доманиковые отложения, являются переходной толщей от терригенной к карбонатной формации, и сами содержат пропластки материнских пород. Эти пропластки, наряду с доманиковой толщей, также могли быть генерационным источником углеводородов, аккумулированных в отложениях нижнего франа.

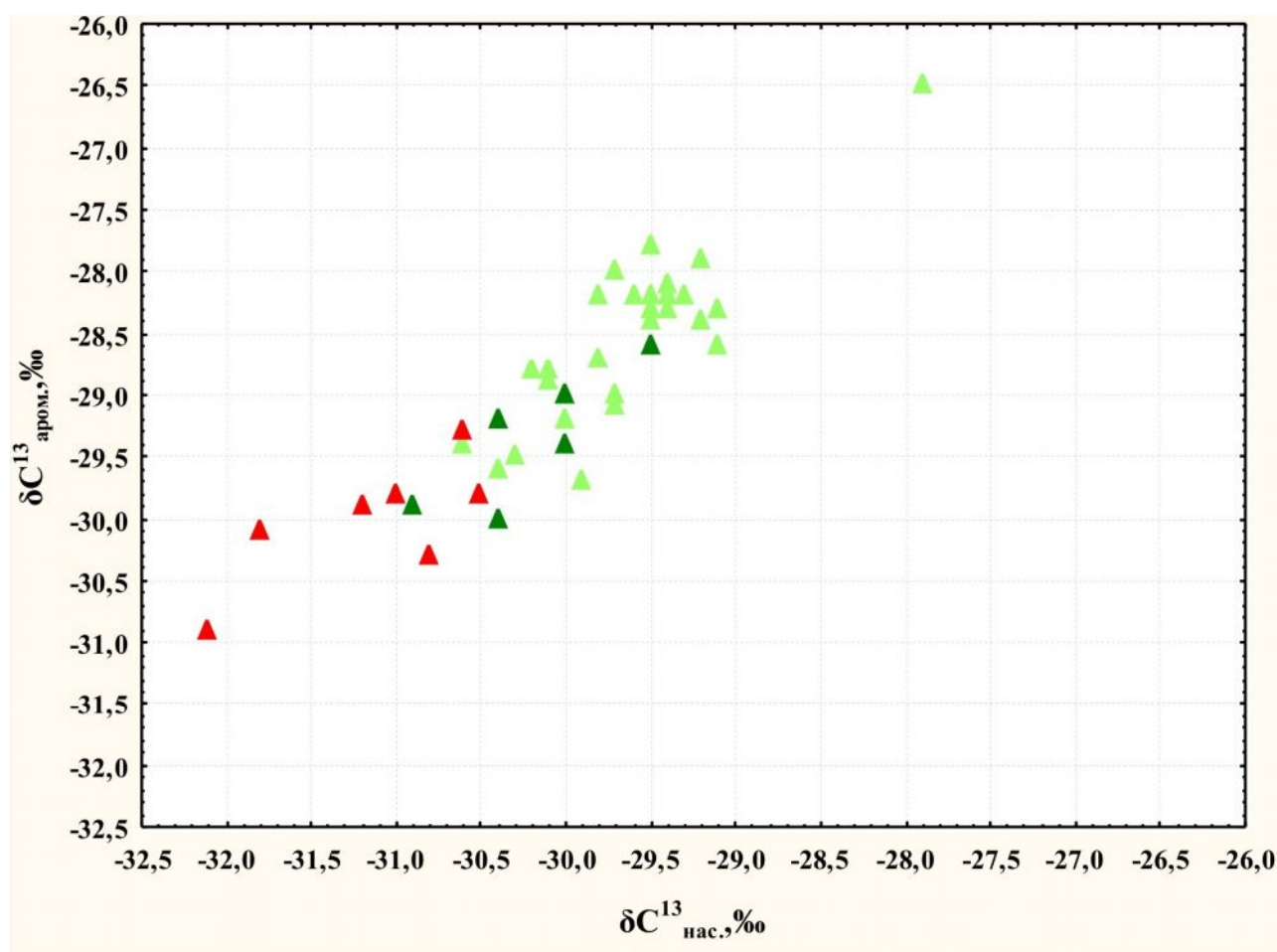


Рис. 2. Диаграмма взаимосвязи изотопного состава углерода насыщенной и ароматической фракций нефтей, приуроченных к Бирской седловине, Благовещенской впадине и восточному склону Южно-Татарского свода
Нефти из разновозрастных отложений: 1 - P_1-D_3fm , 2 - D_3f , 3 - D_2gv .

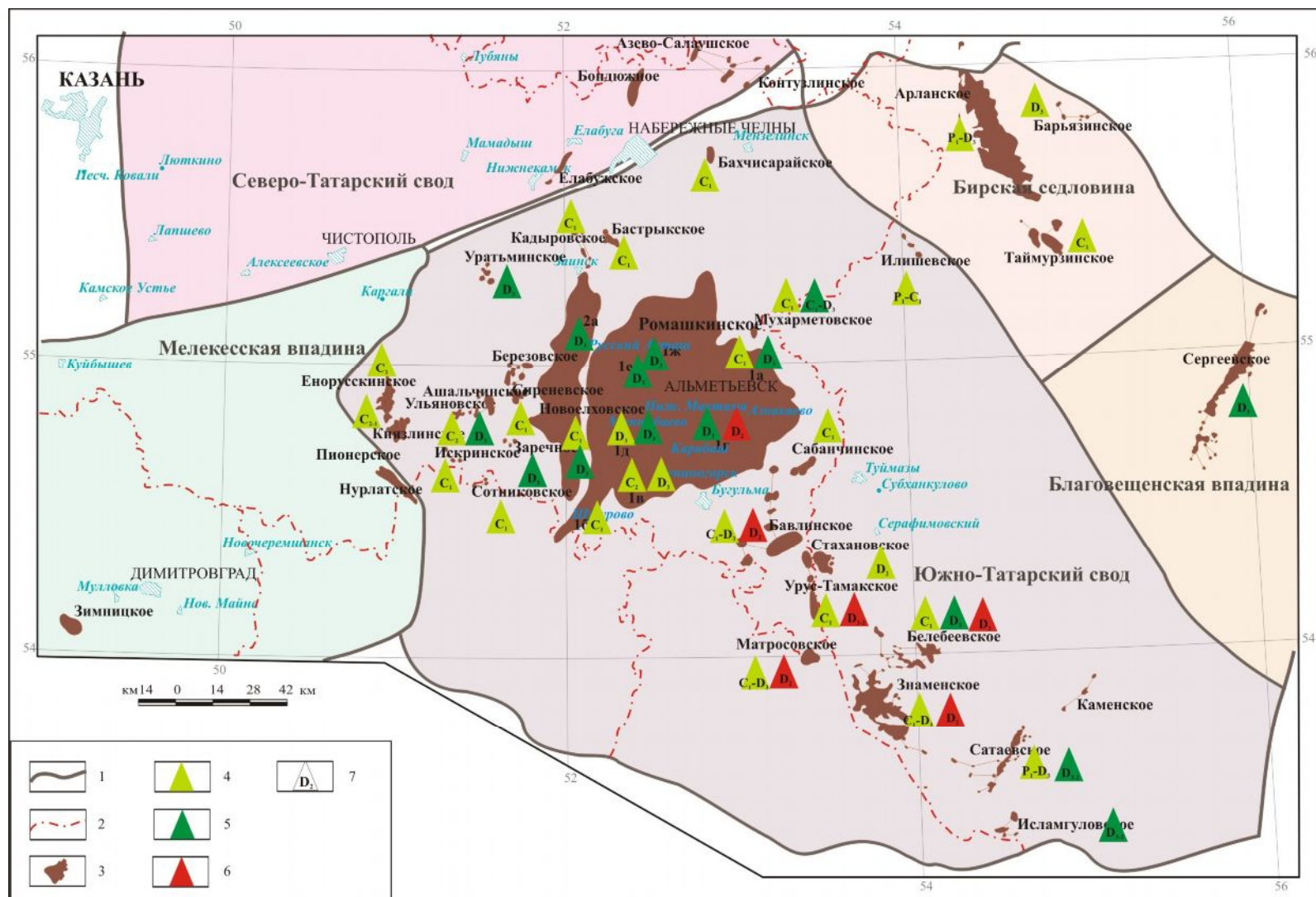


Рис. 3. Схема распространения выделенных групп нефтей

1 – границы крупных тектонических элементов; 2 – границы административных областей; 3 – месторождения; 4-6 – генетические группы нефтей: 4 – I группа «наддоманиковые», 5 – I группа «поддоманиковые», 6 – II группа; 7 – возраст вмещающих отложений.

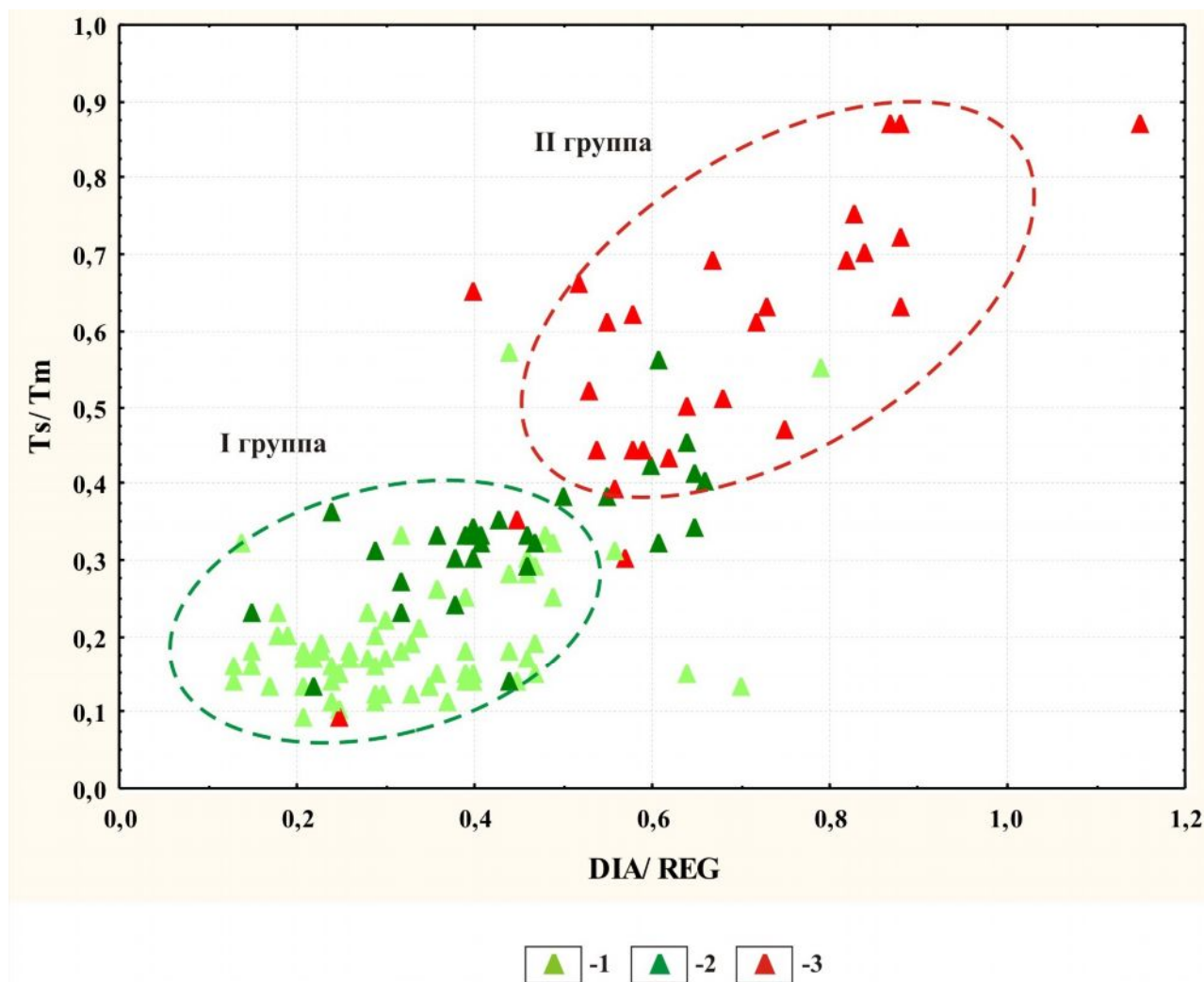


Рис. 4. Дифференциация нефтей по параметрам,

характеризующим литологический состав нефтематеринских пород (DIA/REG и T_s/T_m)

Нефти из разновозрастных отложений: 1 - P_1 - D_3fm , 2 - D_3f , 3 - D_2gv .

В нефтях II группы величины отношений T_s/T_m и DIA/REG заметно выше. Они соответствуют значениям, характерным для УВ, генерированных преимущественно терригенными материнскими породами (рис. 4). Эти показатели зависят так же от зрелости нефтематеринского ОВ. Однако, согласно стерановым параметрам, она примерно одинакова для нефтей обеих групп и соответствует грациям мезокатагенеза МК₁-МК₂ (рис. 5).

Различия между нефтями I и II групп фиксируются и по другим молекулярным параметрам, характеризующим не только литологию материнских пород, но и условия накопления, и тип исходного биогенного материала.

По составу и распределению биомаркеров в нефтях I группы можно сделать следующее заключение об их источнике. Нефти генетически связаны с ОВ морского происхождения, на что указывают распределение в них н-алканов (одномодальное с максимумом в низкомолекулярной области), а также присутствие в них C₃₀ стеранов. Низкое относительное

содержание стеранов в комплексе с повышенным относительным содержанием ациклических изопреноидов говорят о существенном вкладе в материнское ОВ, наряду с водорослевым, и бактериального материала и/или о его значительной микробиологической переработке в диагенезе. Материнские породы рассматриваемых нефтей представлены карбонатно-глинистыми и глинисто-карбонатными отложениями, свидетельством чего, кроме низких значений параметров DIA/REG и Ts/Tm являются близкие концентрации C_{29} норгопана и C_{30} гопана, низкое содержание трициклических тритерпанов состава C_{26+} и повышенные значения отношения фитан/н- C_{18} (рис. 6). Условия накопления материнских отложений менялись от восстановительных к резко восстановительным (бескислородным), о чем свидетельствуют низкие значения отношения пристан/фитан ($\sim 0,6$), повышенные значения гомогопанового индекса ($hC_{35}/hC_{34} \geq 1$) и относительно высокое содержание гаммацераана (GAM/HOP $\sim 0,1-0,2$).

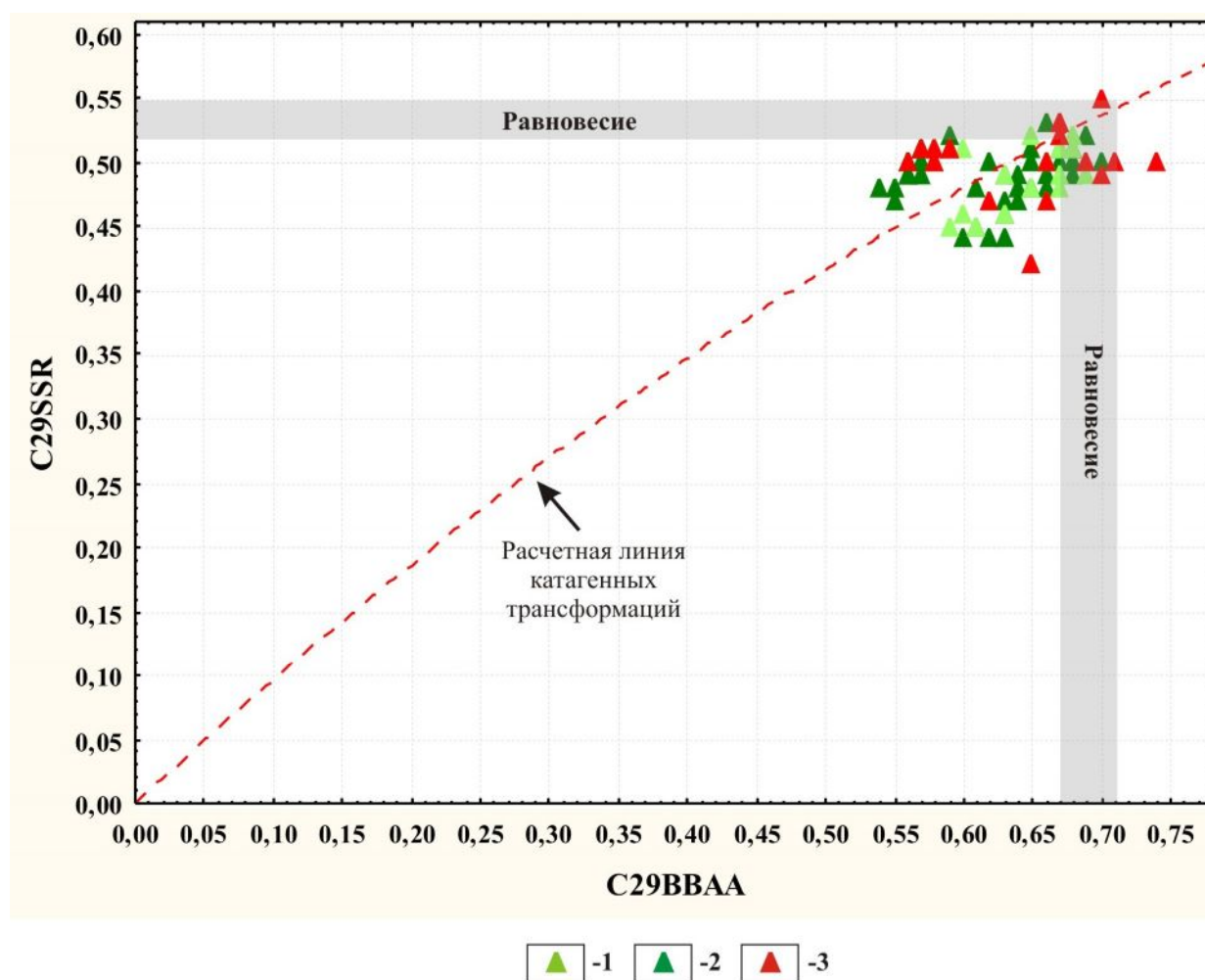


Рис. 5. Соотношение стерановых параметров термической зрелости в изученных нефтях. Нефти из разновозрастных отложений: 1 - P_1-D_3fm , 2 - D_3f , 3 - D_2gv .

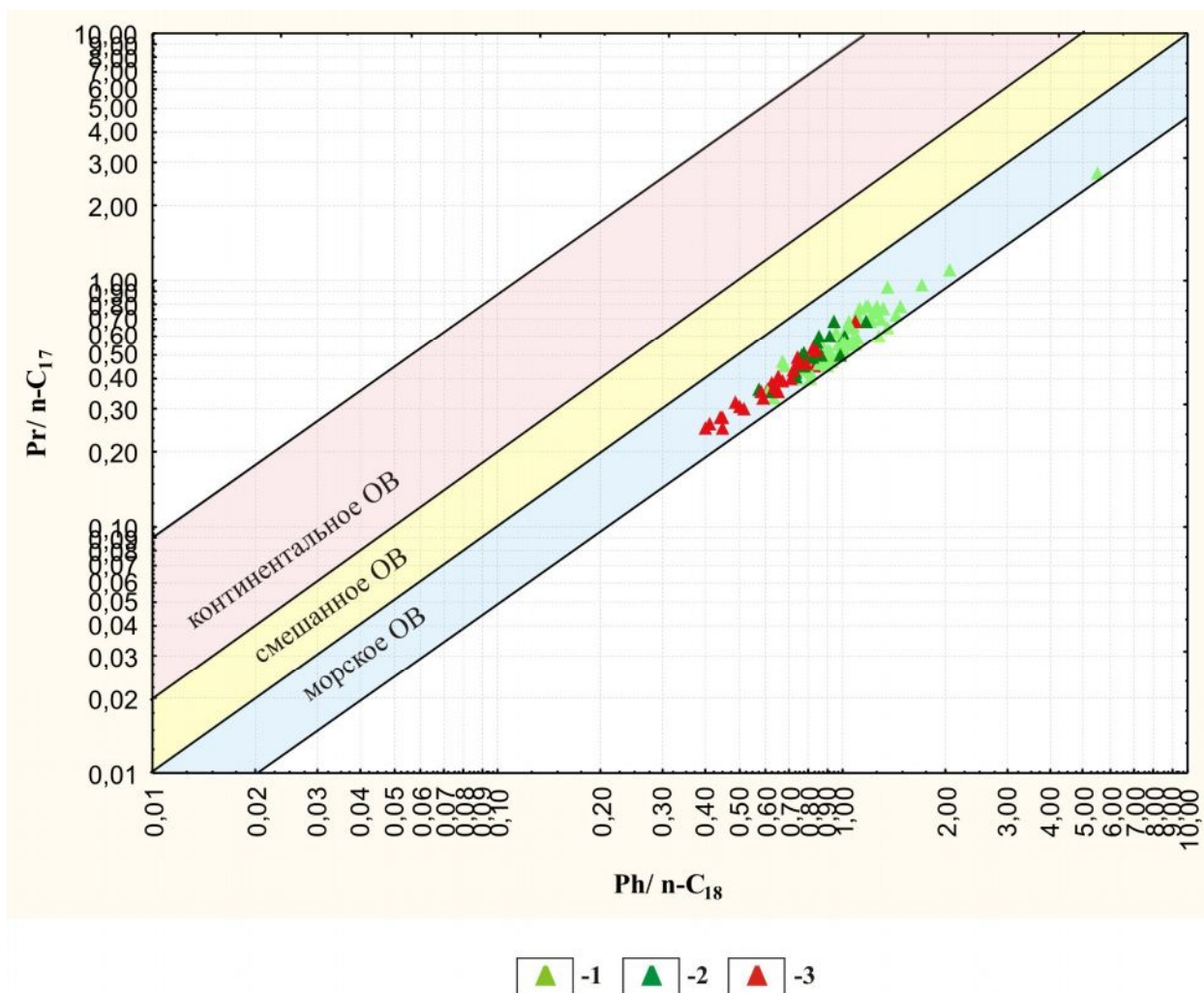


Рис. 6. Диаграмма Кеннона-Кессоу. Дифференциация нефтей по параметрам $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$
 Нефти из разновозрастных отложений: 1 - P_1-D_3fm , 2 - D_3f , 3 - D_2gy .

Характер распределения биометок в нефтях II группы несомненно свидетельствует о генетическом отличии этих нефтей от нефтей I группы. В первую очередь это отличие, как уже упоминалось выше, касается литологии материнских пород. Значительные концентрации в нефтях II группы диастеранов, $18\alpha(H)$ - трисноргопана (Ts), присутствие в заметных концентрациях трициклических тритерпанов состава C_{26+} , свидетельствует о связи рассматриваемых нефтей с глинистыми материнскими породами терригенных формаций. Исходное для этих нефтей ОВ накапливалось в морских, менее восстановительных условиях, о чем свидетельствуют более высокие значения отношения Pr/Ph и значения гомогопанового индекса ($hC_{35}/hC_{34} \sim 0,8-1,0$) (рис. 7), нефти также характеризуются более низким содержанием гаммацера.

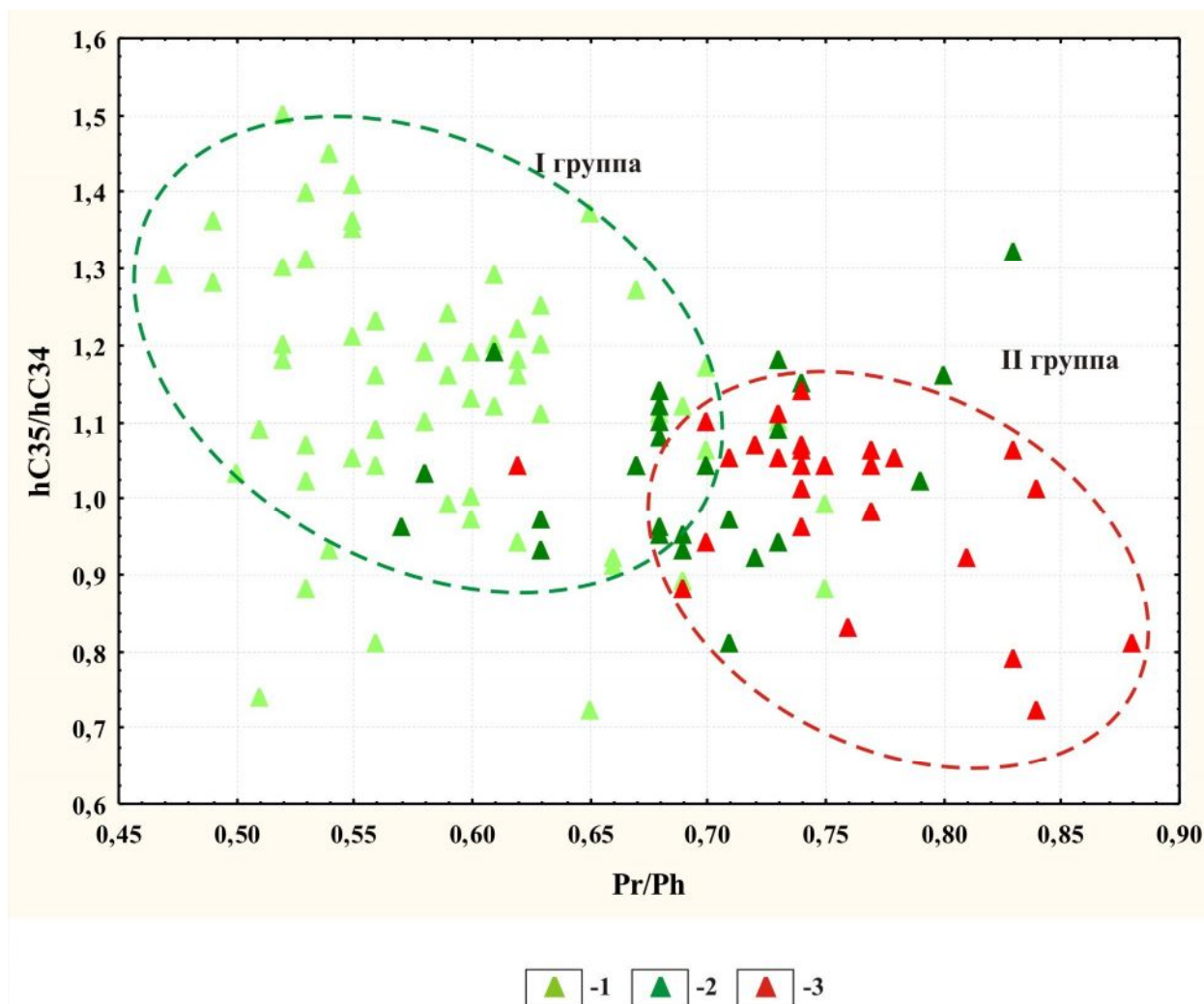


Рис. 7. Дифференциация нефтей по параметрам, характеризующим обстановки накопления исходного органического вещества ($hC35/hC34$ и Pr/Ph)

Нефти из разновозрастных отложений: 1 - P_1 - D_3fm , 2 - D_3f , 3 - D_2gy .

При сравнении нефтей выделенных групп прослеживается их различие по относительному содержанию C_{27} и C_{29} стеранов, часто наблюдаемое между нефтями, генерированными материнскими породами терригенных и карбонатных формаций [Peters, Moldowan, 1993] (рис. 8).

Изучение биомаркерного состава хлороформных экстрактов из пород средневерхнефранского возраста и сопоставление их с биомаркерными характеристиками изученных нефтей позволило установить положительную корреляцию между битумоидами данных пород и нефтями I группы, для нефтей II группы – корреляция отсутствует (рис. 9). Полученные результаты свидетельствуют о связи нефтей выделенных групп с разными генерационными источниками.

Результаты генетической типизации нефтей и проведенные ранее исследования Ларской Е.С. [Ларская, 1983] приводят к заключению, что источником нефтей I группы

могут быть карбонатные отложения среднего франа и верхнего франа – турне. Генерационным источником нефтей II группы, скорее всего, являются материнские толщи терригенной формации среднего девона и нижнего франа. Они распространены в основном в Бузулукской впадине. На связь нефтей с источником терригенной формации указывает состав и распределение биомаркеров в нефтях II группы. Прямых корреляций нефтей II группы с битумоидами пород вероятной терригенной материнской толщи нами не проводилось в виду отсутствия представительной для этой цели коллекции образцов.

Выполненные геохимические исследования керна и шлама параметрических скважин Трудюлюбовская-1001, Кукморская-20010, пробуренных в 2002-2003 гг. в пределах Мелекесской впадины, позволили уточнить и детализировать сведения о распространенности и генерационных характеристиках материнских пород среднефранского и верхнефранско-турнейского возраста и провести оценку масштабов эмиграции УВ из этих пород.

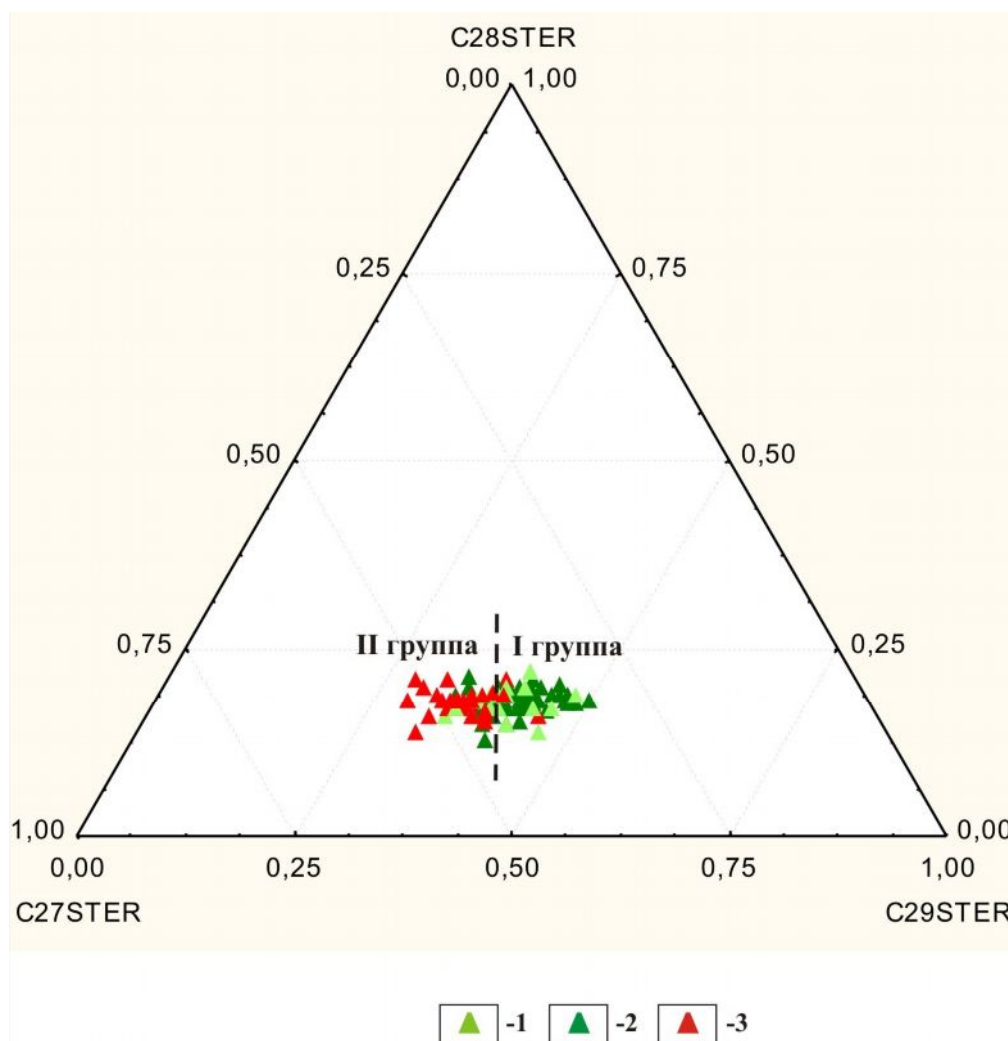


Рис. 8. Относительное распределение исходных биоэпимеров C_{27} , C_{28} , C_{29} стеранов в исследованных нефтях

Нефти из разновозрастных отложений: 1 - P_1 - D_3fm , 2 - D_3f , 3 - D_2gv .

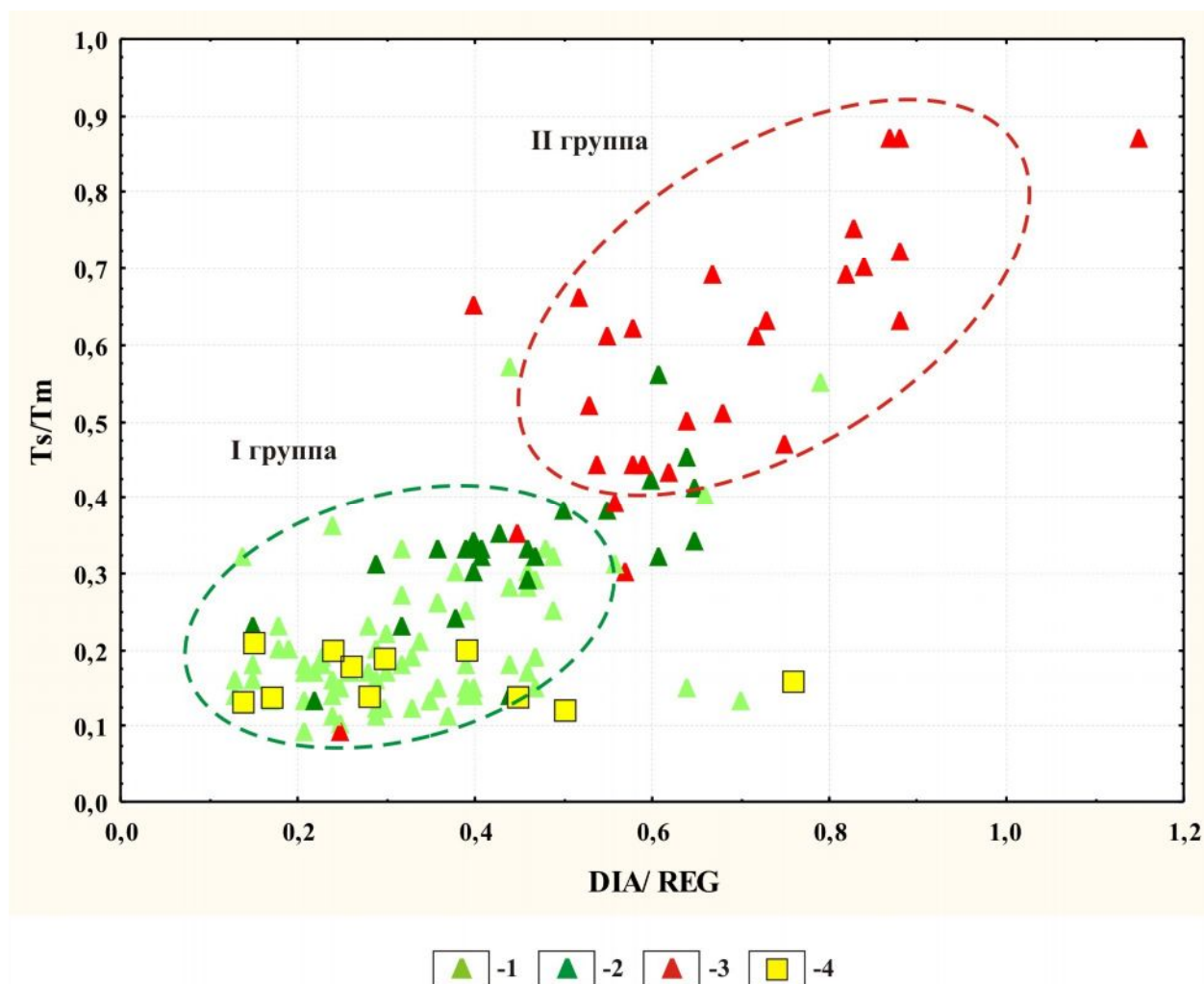


Рис. 9. Корреляция нефтей I и II групп с битумоидами нефтематеринских пород средне- и верхнефранского возраста по параметрам DIA/REG и Ts/Tm

Нефти из разновозрастных отложений: 1 - P_1 - D_3fm , 2 - D_3f , 3 - D_2gv ; 4 - битумоиды D_3f_{2-3}

В результате литологических [Фортунова, 2007] и геохимических [Дахнова и др., 2005] исследований были установлены корреляции между нефтегазогенерационными характеристиками пород и их генетическим типом. Известно, что обогащенность пород ОВ зависит от их глинистости. Однако, количественное выражение этой связи существенно различается для отложений разных генетических типов пород. В карбонатных формациях показателем глинистости может служить содержание нерастворимого остатка в породе (НОП), которое меняется в зависимости от типа отложений. Зависимость нефтематеринских характеристик пород от содержания НОП для средне-верхнефранской толщи показана в табл. 1.

Таблица 1

Содержание Сорг и параметры Рок-Эвал в отложениях разных генетических типов

Генетический тип отложений	НОП, %	Сорг, %	S1+S2, кг УВ/т породы	НІ, мг УВ/г Сорг
Депрессионные и склоновые	> 60	7-10	60-90	400-600
	40-60	5-7	40-50	400-600
Верхней части склона	10-30	1-3	5-15	300-400
Рифовой зоны	<10	0,1-1	<5	200-300

Из таблицы видно, что наиболее высоким генерационным потенциалом обладают депрессионные отложения и отложения нижней части склона, в разрезе которых преобладают породы с НОП 40-60 % и более. Отложения верхней части склона, в которых на долю глинисто-карбонатных пород с НОП 10-30 % приходится 20-40 % разреза, относятся к хорошим и удовлетворительным материнским толщам. В зонах развития отложений рифового типа возможно наличие лишь отдельных маломощных пропластков бедных материнских пород.

Эта корреляция позволила нам спрогнозировать нефтегазоматеринские свойства пород в межскважинном пространстве в соответствии с моделью строения комплекса [Фортунова, 2007] (рис. 10). Исходя из принятой модели геологического строения комплекса можно предположить, что наиболее богатые материнские толщи сконцентрированы в осевой зоне Камско-Кинельской системы палеопрогибов, которая пересекает Волго-Уральскую провинцию от Оренбургской до Пермской областей. В этой зоне весь разрез от саргаевского горизонта среднефранского подъяруса верхнего девона до кизеловского горизонта турнейского яруса нижнего карбона сложен породами депрессионных фаций. В разрезе отложений прибортовой зоны Камско-Кинельской системы палеопрогибов возрастает содержание карбонатных пород склоновых фаций, менее богатых органикой.

Зрелость ОВ среднефранской и верхнефранско-турнейской толщ, оцененная по параметру пиролиза $T_{\max}$ и данным Ларской Е.С. [Ларская, 1983], в центральной части Мелекесской впадины соответствует градации МК₁-МК₂, на южном же склоне Северо-Татарского свода нефтематеринские породы изученных нефтегазоматеринских толщ не вошли в зону «нефтяного окна». Поэтому территория распространения эффективных материнских пород на севере ограничивается контурами Мелекесской впадины. По направлению к Бузулукской впадине зрелость ОВ материнских пород, по Ларской Е.С., возрастает до градаций МК₃-МК₄.

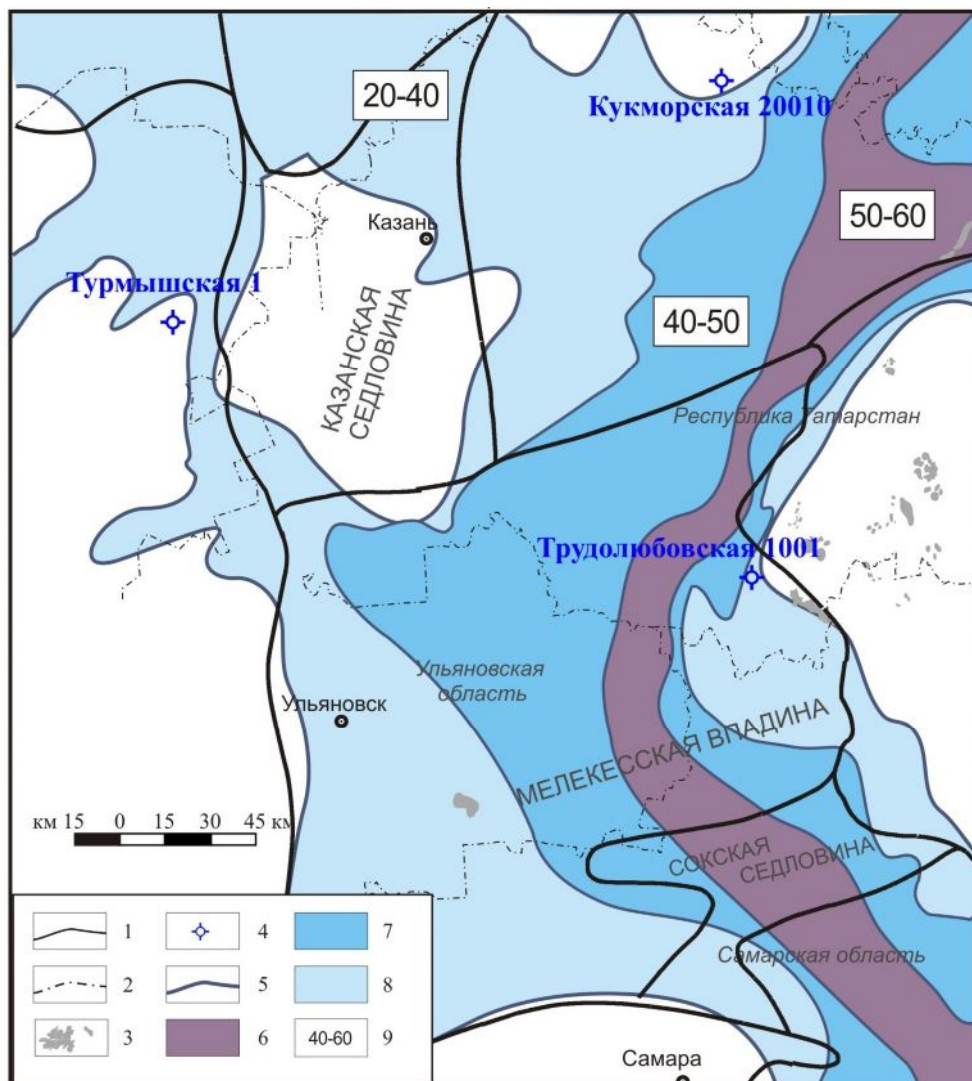


Рис. 10. Прогнозная схема распространения различных по генерационному потенциалу нефтегазоматеринских отложений D3f3-C1t в центральных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

1 – границы крупных тектонических элементов; 2 – границы административных областей; 3 – месторождения; 4 – скважины; 5 – граница распространения нефтегазоматеринских отложений; 6-8 – нефтегазоматеринские отложения различных категорий: 6 – отличные, 7 – хорошие и очень хорошие, 8 – удовлетворительные и бедные, 9 – доля материнских пород в составе комплекса.

Мощность НГМП среднефранского комплекса в пределах Мелекесской впадины составляет порядка 30 м, верхнефранско-турнейского – меняется от 100 до 20 м, уменьшаясь в сторону бортов Усть-Черемшанского палеопрогиба.

Для оценки плотностей эмиграции УВ из рассматриваемых материнских толщ был использован объемный метод подсчета массы генерированных УВ по разнице между исходным и современным водородным индексом (НІ), предложенный в работе [Schmoker, 1994]. Восстановление начальных значений содержания Сорг и НІ и оценка коэффициента эмиграции УВ производилась на основе количественной модели расхода ОВ сапропелевого

типа (фитозоогенного) в процессе катагенеза, разработанной Баженовой Т.К. [Неручев и др., 2006].

Полученные нами плотности эмиграции УВ из среднефранской и верхнефранско-турнейской материнских толщ для Мелекесской впадины приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты подсчета плотностей генерации и эмиграции углеводородов из нефтегазоматеринских отложений D_3f_2 , D_3f_3 - C_{1t} в пределах Мелекесской впадины

Возраст НГМТ	Градация катагенеза	Мощность НГМТ, м	Плотность генерации УВ, тыс. т/км ²	Плотность эмиграции УВ, тыс. т/км ²
D_3f_2	середина МК ₁	34	760-770	342-347
D_3f_3 - C_{1t}	середина МК ₁	107	1660-1670	747-752
D_3f_2	середина МК ₁	34	740-750	333-338
D_3f_3 - D_3fm	середина МК ₁	80	1080-1090	486-491
D_3f_2	середина МК ₁	25	460-470	207-212
D_3f_3	середина МК ₁	15-20	275-370	124-167

- зона развития депрессионных отложений D_3f_3 - C_{1t} (осевая зона Камско-Кинельской системы палеопрогибов);
- зона развития склоновых отложений D_3f_3 - C_{1t} ;
- зона развития рифовых отложений D_3fm - C_{1t} .

Проведенные расчеты показали, что суммарное количество УВ, эмигрировавших из среднефранской и верхнефранско-турнейской нефтегазоматеринских толщ, в пределах только Мелекесской впадины могло обеспечить формирование крупных скоплений УВ как на территории самой впадины, так и на прилегающих сводах. Что касается Южно-Татарского свода, в пределах которого сконцентрированы крупнейшие месторождения УВ Волго-Уральской НГП, то он окружен богатейшими материнскими толщами практически со всех сторон.

ВЫВОДЫ

Генетическая типизация исследованных нефтей по биомаркерным параметрам свидетельствует о наличии на территории Южно-Татарского свода и прилегающих районов двух генетических разновидностей нефтей, связанных с двумя разными генерационными источниками – с материнскими породами карбонатных (I группа) и терригенных (II группа) формаций.

Положительные корреляции нефтей I группы, к которой относятся нефти всех крупнейших скоплений ЮТС и прилегающих территорий, с битумоидами из пород средне- и

верхнефранского возраста позволяют считать, что эти нефти могут быть генетически связаны со среднефранской и верхнефранско-турнейской карбонатными толщами.

Проведенная нами оценка показала, что богатейшие материнские толщи среднего франа (семилюкский и саргаевский горизонты) и верхнего франа-турне, распространенные в пределах Камско-Кинельской системы палеопрогибов, вполне могли обеспечить формирование крупнейших месторождений в пределах Южно-Татарского свода и сопредельных территорий.

Литература

Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Геохимическая характеристика нефтей и РОВ пород центральных районов Волго-Урала (по УВ-биомаркерам) //Геохимия. – 2005. - №1. - С. 1208-1223.

Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана //Нефтехимия. – 2007. – Т. 47. - №6. - С. 422-431.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Нечитайло Г.С., Назарова Е.С., Мялкина Ю.А. Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения // Геология нефти и газа. – 2009. - №5. - С. 30-37.

Дахнова М.В., Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Можегова. С.В. Прогноз углеводородно-генерационного потенциала малоизученных осадочных толщ на базе седиментационного моделирования // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. - М.: ГЕОС. - 2005. - С. 130-131.

Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. М.: Недра, 1983. 200 с.

Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. - СПб.: Недра. - 2006. – 364 с.

Фортунатова Н.К. Седиментационные модели карбонатных конусов выноса – новых нефтегазопроисходящих объектов // Геология нефти и газа. – 2007. - №2. - С. 61-68.

Peters K.E., Moldowan J.M. The Biomarker Guide Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. - Prentice Hall. – Englewood. - New Jersey 07632, 1993, p.185

Schmoker J.W. Volumetric calculation of hydrocarbons generated / Magoon L.B., and W.G. Dow, eds., The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60, 1994, p. 323-326.

Kiselyova I.A.¹, Mozhegova S.V.²

All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia,
¹yamyalkina@yandex.ru, ²mogegova@rambler.ru

GENETIC GROUPS AND SOURCES OF OILS IN THE CENTRAL PART OF THE VOLGA-URALS PETROLEUM PROVINCE

Geochemistry of oils in the central part of Volga-Urals petroleum province, composition and distribution of biomarkers are considered. The principal distinction between two genetic oil groups is related to different lithology of their source rocks. The linkage between one of the oil groups with Middle Frasnian and Upper Frasnian-Tournaisian "domanic" deposits is shown. Pyrolysis data permitted estimation of amount of hydrocarbon expulsion from "domanic" source rocks.

Key words: genetic typification of oils, biomarkers, petroleum potential, hydrocarbon expulsion, Volga-Urals petroleum province.

References

Dakhnova M.V., Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guriy A.G., Mozhegova S.V. *Prognoz uglevodorodno-generatsionnogo potentsiala maloizuchennykh osadochnykh tolshch na baze sedimentatsionnogo modelirovaniya* [Forecast of hydrocarbon-generation potential of poorly explored sedimentary strata on the basis of sedimentation modeling]. *Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza. Neftegazonosnye sistemy osadochnykh basseynov*. Moscow: GEOS, 2005, pp. 130-131.

Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Nechitaylo G.S., Nazarova E.S., Myalkina Yu.A. *Geokhimiya i genezis neftey Vankorskogo mestorozhdeniya* [Geochemistry and genesis of oil in Vankor field]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2009, no.5, pp. 30-37.

Fortunatova N.K. *Sedimentatsionnye modeli karbonatnykh konusov vynosa – novykh neftegazoposkovykh ob"ektov* [Sedimentary models of carbonate alluvial fans - new oil and gas objects]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2007, no. 2, pp. 61-68.

Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. *Geokhimicheskaya kharakteristika neftey i ROV porod tsentral'nykh rayonov Volgo-Urals (po UV-biomarkeram)* [Geochemical characteristics of oils and dispersed organic matter of the central regions of Volga-Urals (by HC-biomarkers)]. *Geokhimiya*, 2005, no.1, pp. 1208-1223.

Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. *Ob istochnikakh neftey na severo-vostoke Tatarstana* [About the sources of oil in the north-east of Tatarstan]. *Neftekhimiya*, 2007, vol. 47, no.6, pp. 422-431.

Larskaya E.S. *Diagnostika i metody izucheniya neftegazomaterinskiykh tolshch* [Diagnosis and methods of studying of oil and gas source rocks]. Moscow: Nedra, 1983, 200 p.

Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V., Andreeva O.A., Klimova L.I. *Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii* [Assessment of potential hydrocarbon resources on the basis of modeling their generation, migration and accumulation]. Saint Petersburg: Nedra, 2006, 364 p.

Peters K.E., Moldowan J.M. *The Biomarker Guide Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall. Englewood. New Jersey 07632, 1993, p. 185.

Schmoker J.W. Volumetric calculation of hydrocarbons generated. Magoon L.B., and W.G. Dow, eds., *The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60*, 1994, p. 323-326.