

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, ГЕОХИМИИ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

УДК 553.98(470.4/5)

РОЛЬ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
В ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

(Бузулукская впадина)

Ю.А. Киселева, Т.П. Жеглова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, Г.С. Нечитайло

*Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт,
105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36, Россия*

Приведены результаты генетической типизации нефтей и битумоидов нефтематеринских пород (НМП) Бузулукской впадины. В пределах изученной территории выделены пять генетических типов нефтей, различающихся как по составу, так и по условиям накопления исходного ОВ, дана характеристика их источников. Проведены корреляции нефтей с битумоидами НМП доманиковой толщи. Установлено, что среди изученных, только нефти из отложений верхнего девона—среднего карбона (I и II типы) генерированы породами доманикового типа. Среднедевонские нефти (III—V типа) с доманиковой толщей не связаны. Выявленные связи нефтей с ОВ доманикоидно-доманикитных нефтематеринских пород разного фашиально-генетического типа позволяют уточнить границы распространения и стратиграфический объем отложений доманиковой толщи в данном районе.

Доманиковые отложения, генетическая типизация нефтей, битумоиды нефтематеринских пород, биомаркеры, стераны, тритерпаны, алканы, Бузулукская впадина.

THE ROLE OF DOMANIK DEPOSITS IN THE FORMATION OF OIL POOLS
IN THE CENTRAL AREAS OF THE VOLGA-URAL PETROLEUM PROVINCE
(Buzuluk depression)

Yu.A. Kiseleva, T.P. Zheglova, M.V. Dakhnova,
S.V. Mozhegova, E.S. Nazarova, and G.S. Nechitailo

The results of genetic typification of oils and bitumens from oil source rocks (OSR) of the Buzuluk depression are presented. Crude oils within the study area were divided into five genetic types, which differ both in organic-matter composition and in the conditions of its accumulation. Characteristic of the potential source rock was given for each oil type. Oil-to-source rock bitumen correlation studies were performed using biomarker distribution. The studies have shown that only oils from the Upper Devonian–Middle Carboniferous deposits (oils of Types I and II) were generated by Domanik rocks. Middle Devonian oils (Types III–V) are not related to the Domanik strata. The identified relationships between oils and organic matter of different facies-genetic types of Domanikoid–Domanikite OSR can be used to refine the stratigraphic volume and geographic distribution boundaries of Domanik deposits in the study area.

Domanik deposits, genetic typification of oils, source rock bitumens, biomarkers, steranes, triterpanes, alkanes, Buzuluk depression

ВВЕДЕНИЕ

К настоящему времени накоплен большой фактический материал по генетическим характеристикам нефтей и битумоидов Южно-Татарского свода (ЮТС), полученный с применением современных геохимических технологий [Арефьев и др., 1994; Гордадзе, Тихомиров, 2005, 2007; Киселева, Можегова, 2012]. В то же время одна из перспективных территорий Волго-Уральской НГП, Бузулукская впадина, менее изучена в этом отношении [Абля, 2001; Гордадзе, Тихомиров, 2005; Киселева, 2012].

© Ю.А. Киселева[✉], Т.П. Жеглова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, Г.С. Нечитайло, 2017

[✉]e-mail: Kiseleva@vnigni.ru

DOI: 10.15372/GiG20170304

В настоящей работе приводятся результаты детальных геохимических исследований битумоидов НМП и нефтей из продуктивных горизонтов этого района с целью генетической характеристики источников УВ и выявления роли доманиковых отложений в формировании залежей нефти в Бузулукской впадине.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Материалом для генетической типизации нефтей Бузулукской впадины послужила коллекция, включающая 39 проб из 12 месторождений Самарской и Оренбургской областей, залегающих в широком интервале глубин 1100—5400 м. Стратиграфический диапазон распространения изученных нефтей охватывает палеозойские отложения от эйфельского яруса среднего девона до московского яруса среднего карбона. Нефти изучены методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Помимо детальных характеристик нефтей также определялись их общие свойства — плотность и сернистость.

Для изучения геохимических характеристик нефтематеринских пород Бузулукской впадины методом Rock-Eval было проанализировано свыше 120 образцов керна из верхнедевонских отложений (от тиманского до заволжского горизонта), отобранных в разрезах четырех параметрических скважин, расположенных в разных зонах Мухано-Ероховского прогиба. Интервал отбора образцов пород — от 2800 до 3100 м. По результатам пиролиза для детальных исследований состава и распределения УВ-биомаркеров были отобраны 28 образцов пород, обладающих потенциально нефтематеринскими характеристиками. Выделенные из пород хлороформные экстракты и их фракции анализировались методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Для определения геохимических характеристик нефтей и битумоидов применялись следующие аналитические методики.

Определение плотности нефтей проводилось портативным анализатором плотности и концентрации Densito 30P. Точность определения составляет ± 0.001 г/см³.

Определение серы в пробах нефти проводили методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии в соответствии с ГОСТом Р 51947-2002 на анализаторе серы в нефти SLFA-20. Воспроизводимость — 0.015 мас. %.

Выделение фракций нефтей и битумоидов производилось экспресс-методом на установке Fisher Scientific PrepTorr после осаждения асфальтенов и последующего их отделения. Из полученной мальтеновой фракции насыщенные и ароматические УВ элюировали соответственно изооктаном и смесью изооктан-бензол (3:1) на последовательно соединенных пластиковых колонках, заполненных оксидом алюминия и силикагелем. Разделение проводили под вакуумом.

Газохроматографический анализ насыщенных фракций нефтей и битумоидов проводился на хроматографе Agilent Technologies 7890A с использованием пламенно-ионизационного детектора (FID) и кварцевой капиллярной колонки DB-1 (60 м × 0.32 мм, толщина слоя неподвижной жидкой фазы 0.25 мкм). Условия проведения анализа: начальная температура термостата колонки 100 °С, конечная 320 °С; температура инжектора 320 °С, температура детектора 320 °С; скорость программирования температуры 4 °С/мин.

Газохроматографический-масс-спектрометрический анализ насыщенных, ароматических и мальтеновых фракций нефтей и битумоидов проводится на хромато-масс-спектрометре CLARUS 500 (PerkinElmer). Условия ГХ-анализа: образцы вводились с помощью автосамплера, газ-носитель — гелий, давление на входе $20.7 \cdot 10^4$ Па, скорость гелия 2 мл/мин при 100 °С. Колонка HP-1701 — 60 м × 0.32 мм с толщиной слоя неподвижной фазы 0.25 мкм. Программирование нагревания термостата колонки: 2 мин — изотерма при 100 °С; от 100 до 150 °С — скорость нагревания 12.5 °/мин; от 150 до 300 °С — 3 °/мин; при 300 °С — изотерма 14 мин; режим работы инжектора split/splitless. ГХ/МС интерфейс: колонка напрямую вводится в MS-ионный источник, температура трансфер-линии 300 °С. Масс-спектрометрический анализ проводился в режиме SIR.

Все анализы выполнены в ФГБУ «ВНИГНИ». Полученные геохимические характеристики для нефтей и битумоидов приведены в табл. 1 и 2.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕЙ

Изученные нефти сильно различаются по общим характеристикам (плотность, содержание серы), которые в рассматриваемом регионе зависят главным образом от глубин их залегания. Большинство нефтей северных районов Бузулукской впадины (Мухано-Ероховского прогиба и Сидоровско-Землянского вала), залегающие в диапазоне глубин от 1100 до 3000 м, по плотности легкие и средние, а по содержанию серы сернистые и высокосернистые. В свою очередь, глубокозалегающие (4300—5400 м) нефти эйфельских и живетских отложений южных районов впадины (Камелик-Чаганской зоны поднятий и Чинаревского выступа), а также живетская нефть Михайловско-Коханского месторождения (скв. 350) (гл. 3100 м) Мухано-Ероховского прогиба, очень легкие и малосернистые (см. табл. 1).

Учитывая существенно большие глубины залегания нефтей в пределах южного погружения Бузулукской впадины и, соответственно, большую зрелость вероятных нефтематеринских пород, представляется целесообразным рассматривать отдельно нефти Камелик-Чаганской зоны поднятий и Чинаревского выступа южной части Бузулукской впадины и нефти северной ее части (Мухано-Ероховского прогиба и Сидоровско-Землянского вала).

Генетическая характеристика нефтей северной части Бузулукской впадины. Изучение состава и распределения УВ-биомаркеров в нефтях северной части Бузулукской впадины и последующий анализ полученных данных с использованием метода многомерной статистики (кластерный анализ) по совокупности показателей, характеризующих фациально-генетический тип нефтематеринского ОВ, условия его накопления, уровень зрелости ОВ и литологический состав пород, позволили выделить в рассматриваемой зоне три генетических типа нефтей. К первому (I) типу отнесены нефти, приуроченные к отложениям нижнего–среднего карбона; ко второму типу (II) — нефти преимущественно из отложений верхнего девона, а также нефти отдельных залежей нижнего и среднего карбона (см. табл. 1); к III типу — нефть Михайловско-Коханского месторождения, скв. 350 из отложений живета.

Анализ особенностей состава и специфики распределения биомаркеров в нефтях I, II и III типов показал, что все они генетически связаны с ОВ морского происхождения. Об этом свидетельствуют характер распределения в них *n*-алканов с преобладанием низкомолекулярных гомологов, невысокие значения отношения пристан/фитан (< 1) (см. табл. 1), а также присутствие во всех пробах C_{30} стерана, являющегося высокоспецифичным маркером морского органического материала [Peters и др., 2005]. При этом по величинам целого ряда биомаркерных отношений изученные нефти четко дифференцируются.

В частности, нефти выделенных типов различаются по соотношению нормальных и *изо*-алканов Ph/nC_{18} и Pt/nC_{17} (см. табл. 1). Нефти II типа характеризуются более высоким содержанием изопреноидов относительно *n*-алканов по сравнению с нефтями I и III типов. Низкие значения приведенных выше параметров для живетской нефти могут быть также обусловлены более высокой термической зрелостью материнского ОВ этой нефти [Tissot и др., 1971; Lijmbach, 1975].

По составу и распределению полициклических УВ-биомаркеров нефти I, II и III типов также различаются.

На корреляционной диаграмме биомаркерных параметров $Ster/Pent$ и C_{27}/C_{29} (рис. 1, а) представлена дифференциация изученных нефтей по составу исходного ОВ. Согласно существующим представлениям [Tissot, Welte, 1984; Connan et al., 1986; Chakhmakhev et al., 1996; Andrusevich et al., 2000], большинство тритерпанов (и преимущественно пентациклические) в нефти унаследованы от липидов, входящих в состав мембран бактерий (прокариотов), поэтому повышенное содержание пентациклических тритерпанов относительно стеранов в нефти свидетельствует о значительном бактериальном вкладе.

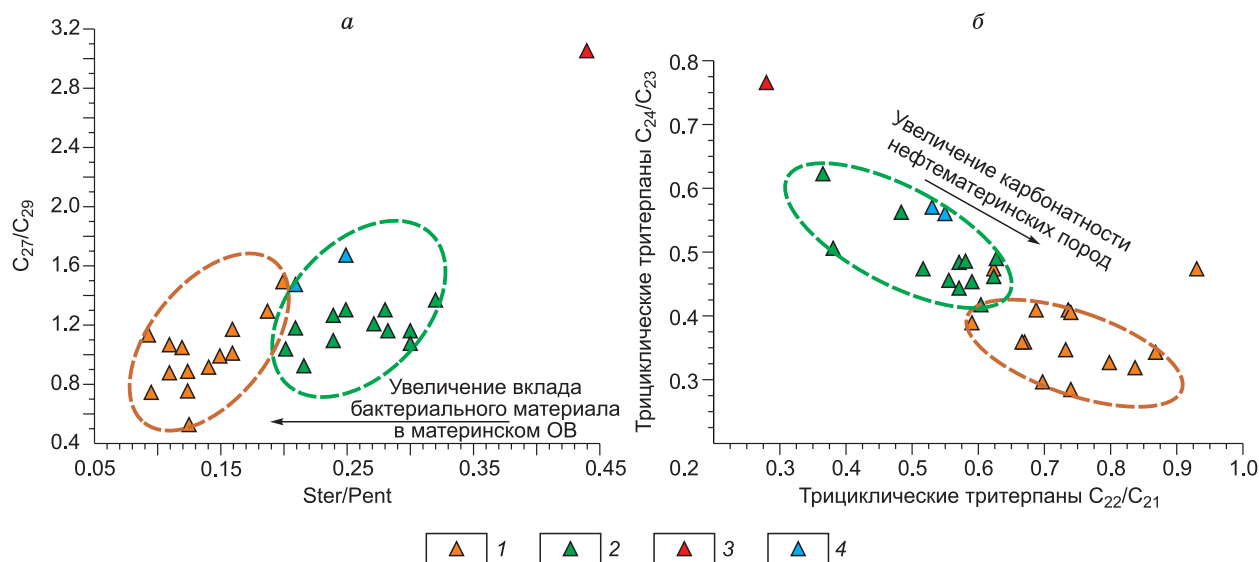


Рис. 1. Дифференциация нефтей северной части Бузулукской впадины по биомаркерным параметрам, характеризующим а — тип и состав исходного ОВ, б — литологический состав нефтематеринских пород.

Типы нефтей: 1—3 — I и III соответственно; 4 — нефти II типа Землянского месторождения.

де в составе их материнского ОВ, либо об его интенсивной микробиальной переработке в диагенезе. Соотношение регулярных стеранов $20R_{C_{27}}$ и C_{29} также характеризует фациальный состав исходного ОВ [Moldowan et al., 1985]. При этом более высокая доля C_{29} гомолога в нефтях может быть обусловлена деятельностью особых бактерий, способных синтезировать эти соединения [Grantham, 1986; Volkman, 1988; Freese et al., 2008; Affouri et al., 2013]. На рис. 1 видно, что доля бактериального биоматериала выше в ОВ нефтей I типа, по сравнению с ОВ II. Здесь же следует отметить, что более высокое относительное содержание стеранов и значительное преобладание C_{27} гомолога в нефти III типа, в отличие от остальных нефтей севера Бузулукской впадины, может указывать на больший вклад водородоносной составляющей в ее материнском ОВ [Peters et al., 2005].

Значения гомоганового индекса hC_{35}/hC_{34} (~ 1) указывают на восстановительный характер обстановок накопления исходного ОВ нефтей всех трех типов [Peters, Moldowan, 1991]. Вместе с тем нефти I типа существенно отличаются от остальных изученных заметно более высокими значениями параметров $Preg/C_{27}$ и Tet/C_{26} Tri (см. табл. 1), что может быть обусловлено накоплением исходного органического материала этих нефтей в бассейне с более высокой соленостью вод [Ten Haven et al., 1988]. Эти условия могли повлиять также и на возрастание концентрации пентациклических тритерпанов в нефтях I типа по сравнению с нефтями II и III типов [Mello et al., 1988].

Изученные нефти хорошо дифференцируются по биомаркерным параметрам, характеризующим литологический состав НМП (см. табл. 1, Tet/C_{26} Tri; Nor/Hop; Dia/Reg; Ts/Tm) [Peters et al., 2005]. Согласно полученным значениям этих показателей, нефти I и II типов генетически связаны с нефтематеринскими отложениями, обогащенными карбонатным материалом, при этом доля карбонатной составляющей выше в НМП нефтей I типа, чем в НМП II. Исходное ОВ нефти III типа накапливалось преимущественно глинистых отложениях, о чем свидетельствуют повышенные значения параметров Dia/Reg, Ts/Tm, C_{24}/C_{23} и низкие величины C_{22}/C_{21} , Nor/Hop, Tet/C_{26} Tri [Rubinstein et al., 1975; Connan, 1981; McKirdy et al., 1983; Hughes, 1984; Palacas, 1984; Fan et al., 1987] (см. табл. 1). Различия в литологическом составе НМП нефтей выделенных типов иллюстрирует корреляционная диаграмма, приведенная на рис. 1, б.

Величины стерановых параметров термической зрелости ($C_{29}SSR$, $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha$, $C_{29}S/R$, $C_{29}\beta\beta/\alpha\alpha$) для нефтей I и II типов близки. Они незначительно ниже равновесных величин [Seifert, Moldowan, 1981; Peters, 1999]. Это указывает на то, что рассматриваемые нефти генерированы раньше пика «нефтяного окна». Нефть III типа, в отличие от нефтей I и II, характеризуется равновесными величинами этих параметров, что свойственно нефтям, генерированным не ранее пика нефтяного окна (см. табл. 1). Дополнительными показателями, указывающими на большую «зрелость» нефти III типа, являются также более высокие значения в ней таких параметров, как Tri/Hop и Neo/Nor [Peters, Moldowan, 1993] (см. табл. 1).

Таким образом, проведенные исследования позволяют сделать следующее заключение об источниках нефтей I, II и III типов, выделенных на севере Бузулукской впадины.

Нефти I типа, приуроченные к отложениям нижнего–среднего карбона, генетически связаны с ОВ морского происхождения, обогащенным бактериальным материалом или претерпевшим значительную микробиальную переработку в диагенезе, накапливавшимся в восстановительных условиях в нефтематеринских породах, характеризующихся значительным вкладом карбонатной составляющей. Уровень зрелости нефтематеринского ОВ на момент эмиграции нефтей соответствовал верхам главной зоны нефтегазообразования (ГЗН).

Нефти II типа, залегающие главным образом в верхнедевонских отложениях, также генетически связаны с ОВ морского происхождения, но вклад бактериального материала в его составе меньше, чем в материнском ОВ нефтей I типа и доля карбонатной составляющей в материнских породах нефтей II типа также меньше по сравнению с материнскими породами нефтей I типа. По зрелости нефти II типа практически не отличаются от нефтей I и генерированы в «верхах» ГЗН.

Вместе с тем среди нефтей II типа выделяются нефти Землянского месторождения из среднекаменноугольных отложений Сидоровско-Землянского вала, расположенного в удаленной от остальных изученных месторождений зоне на восточной окраине Бузулукской впадины. При сходстве по большинству биомаркерных параметров (см. рис. 1), они отличаются от нефтей II типа повышенным содержанием трициклических тритерпанов относительно гопанов (Tri/Hop), прегнана относительно C_{27} стерана ($Preg/C_{27}$), $C_{27}18\alpha(H)$ -триснорнеогопана относительно $C_{27}17\alpha(H)$ -трисноргопана (Ts/Tm) — (см. табл. 1). Перечисленные параметры, помимо фациально-генетических характеристик ОВ, также зависят от катагенеза [Peters et al., 2005], поэтому наблюдаемые отличия нефтей Землянского месторождения от других нефтей II типа в значениях названных параметров могут быть обусловлены большей зрелостью их материнского ОВ.

III тип нефтей генетически связан с морским ОВ, характеризующимся большим вкладом водородоносного материала (по сравнению с материнским ОВ нефтей I и II типов), накапливавшимся в преи-

Таблица 1. Общие и молекулярные характеристики нефти Бузулукской впадины

№ п/п	Тип	Месторождение, скв.	Возраст вмещ. отложений	Глубина, 10 ³ м	Плотность, кг/м ³	Соргж. %	Алканы			Страны						Тригепаны					Ster/ Pent		
							Pr/ Ph	Pr/ nC ₁₇	Ph/ nC ₁₈	C ₂₉ C ₂₇ / C ₂₉	C ₂₉ SSR	C ₂₉ ββαα	C ₂₉ S/R	C ₂₉ ββ/ αα	Dia/ Reg	Preg/ C ₂₇	Tri/ Hop	Tet/ C ₂₆ Tri	Ts/ Tm	Nor/ Hop		Neo/ Nor	hC ₃₅ / hC ₃₄
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	I	Белозерско-Чубовское, 515	C ₂ b	1.3	864	1.9	0.62	0.36	0.63	1.04	0.50	0.61	1.00	1.55	0.22	0.60	0.24	1.53	0.32	1.20	0.08	1.23	0.12
2	I	Новозапрудненское, 504	»	1.3	865	1.9	0.59	0.34	0.63	0.99	0.49	0.58	0.98	1.40	0.34	0.67	0.27	1.21	0.36	1.42	0.08	1.20	0.15
3	I	Новозапрудненское, 21	»	1.3	864	2.0	0.61	0.30	0.56	0.75	0.50	0.58	0.98	1.38	0.18	0.62	0.36	1.57	0.29	1.51	0.10	1.11	0.12
4	I	Белозерско-Чубовское, 228	»	1.3	868	2.0	0.59	0.32	0.55	0.74	0.47	0.55	0.87	1.22	0.17	0.67	0.34	1.79	0.26	1.78	0.05	1.14	0.10
5	I	Мухановское, 1132	C ₁ v	2.2	869	2.0	0.60	0.29	0.54	0.53	0.47	0.55	0.89	1.25	0.11	0.78	0.33	1.83	0.27	1.50	0.15	1.31	0.13
6	I	Белозерско-Чубовское, 433	»	1.6	856	1.5	0.73	0.46	0.71	1.49	0.52	0.60	1.08	1.51	0.59	0.75	0.44	0.91	0.33	1.25	0.08	1.08	0.20
7	I	Михайловско-Коханское, 475	»	2.3	834	1.0	0.62	0.29	0.51	1.06	0.48	0.59	0.94	1.42	0.30	0.59	0.29	1.67	0.89	1.60	0.12	1.31	0.11
8	I	Михайловско-Коханское, 482	»	2.4	837	1.1	0.55	0.25	0.46	1.13	0.45	0.54	0.81	1.17	0.21	0.78	0.45	2.14	0.66	1.69	0.18	1.18	0.09
9	I	Бариновско-Лебяжинское, 101	»	2.0	861	1.8	0.70	0.37	0.59	1.01	0.50	0.59	0.99	1.45	0.33	0.85	0.33	1.46	0.41	1.05	0.12	1.14	0.16
10	I	Бариновско-Лебяжинское, 203	C ₁ t	2.4	857	1.6	0.77	0.47	0.68	1.17	0.51	0.60	1.02	1.47	0.46	0.80	0.36	1.22	0.30	0.97	0.11	0.80	0.16
11	I	Кулешовское, 720	C ₂ b	1.8	821	0.7	0.94	0.34	0.42	1.29	0.45	0.56	0.83	1.26	0.47	0.82	0.74	1.17	0.83	1.03	0.31	0.87	0.19
12	I	Кулешовское, 1205	C ₁ v	3.1	—	1.4	0.75	0.34	0.51	0.91	0.48	0.56	0.94	1.28	0.28	0.86	0.41	1.66	0.36	0.89	0.26	0.99	0.14
13	I	Дмитриевское, 101	C ₂ m	1.1	872	2.3	0.75	0.45	0.65	0.88	0.49	0.56	0.96	1.29	0.34	1.13	0.43	1.59	0.44	1.31	0.05	0.81	0.12
14	I	Кулешовское, 4	»	—	881	1.8	0.71	0.31	0.47	0.87	0.44	0.51	0.79	1.04	0.30	0.96	0.51	1.64	0.65	0.93	0.29	0.49	0.11
15	II	Дмитриевское, 90	D ₃ f	2.9	856	1.5	0.68	0.62	0.98	1.10	0.51	0.64	1.05	1.81	0.55	0.64	0.32	0.62	0.27	0.93	0.11	1.13	0.24
16	II	Дмитриевское, 92	»	2.9	859	1.3	0.71	0.67	1.03	1.30	0.51	0.63	1.05	1.71	0.64	0.50	0.36	0.54	0.29	0.86	0.12	1.04	0.28
17	II	Новозапрудненское, 164	»	2.7	846	1.1	0.69	0.48	0.77	1.26	0.51	0.62	1.03	1.66	0.54	0.50	0.41	0.74	0.45	1.12	0.14	0.93	0.24
18	II	Михайловско-Коханское, 349	»	3.0	833	1.0	0.72	0.50	0.76	1.30	0.51	0.61	1.02	1.59	0.45	0.44	0.36	0.45	0.32	1.08	0.12	1.05	0.25
19	II	Мухановское, 84	»	2.9	860	1.4	0.78	0.56	0.81	1.03	0.51	0.61	1.03	1.58	0.36	0.48	0.37	0.81	0.28	1.10	0.16	1.11	0.20
20	II	Новозапрудненское, 267	»	2.8	850	1.4	0.68	0.47	0.77	0.92	0.48	0.58	0.93	1.36	0.43	0.60	0.43	0.79	0.28	1.12	0.12	1.13	0.22
21	II	Мухановское, 478	»	3.0	857	0.9	0.77	0.43	0.66	1.17	0.50	0.61	1.02	1.59	0.63	0.68	0.43	0.65	0.47	1.06	0.16	0.98	0.21
22	II	Мухановское, 380	»	2.8	836	0.8	0.91	0.34	0.50	1.20	0.51	0.63	1.02	1.71	0.83	0.52	0.49	0.90	0.55	0.87	0.35	1.01	0.27
23	II	Белозерско-Чубовское, 240	»	2.6	875	2.2	0.61	0.60	1.00	1.16	0.48	0.53	0.91	1.14	0.35	0.44	0.41	0.68	0.20	0.92	0.06	0.86	0.28
24	II	Дмитриевское, 156	C ₁ v	2.2	833	0.8	0.83	0.99	1.28	1.07	0.49	0.58	0.98	1.38	0.63	0.26	0.15	0.57	0.63	0.56	0.28	1.03	0.30
25	II	Белозерско-Чубовское, 266	D ₃ f	2.6	861	1.8	0.70	0.68	1.07	1.16	0.49	0.60	0.97	1.48	0.45	0.38	0.35	0.45	0.27	0.82	0.13	1.11	0.30
26	II	Бариновско-Лебяжинское, 75	»	3.1	860	1.7	0.71	1.01	1.45	1.37	0.50	0.61	1.01	1.57	0.63	0.32	0.28	0.44	0.23	0.67	0.12	0.97	0.32
27	II	Земляное, 69	C ₂ m	2.2	884	2.2	0.79	0.55	0.77	1.47	0.50	0.59	1.00	1.44	0.86	1.24	1.02	0.81	0.67	0.82	0.35	1.09	0.21

Таблица 2. Молекулярные характеристики битумоидов вероятных НМП Бузулукской впадины

№ п/п	Тип	Место отбора образцов	Возраст отложения	Глубина отора, м	Алканы			Стераны							Тригераны					Ster/ Pent	
					Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	C ₂₇ /C ₂₉	C ₂₉ SSR	C ₂₉ ββαα	C ₂₉ S/R	C ₂₉ ββ/αα	Dia/Reg	Preg/C ₂₇	Tri/Нор	Tet/C ₂₆ Tri	Ts/Тм	Nor/Нор	Neo/Nor		hC ₃₅ / hC ₃₄
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	I	Участок 1	D ₃ fr ₃	3017.1	0.63	0.30	0.55	0.67	0.49	0.50	0.95	1.01	0.11	2.61	0.51	1.57	0.30	2.55	0.04	1.02	0.13
2	I	»	»	3014.4	0.62	0.26	0.46	0.73	0.48	0.48	0.94	0.93	0.26	2.05	0.39	2.00	0.26	2.25	0.04	1.01	0.11
3	I	»	»	2997.7	0.63	0.25	0.44	0.81	0.48	0.47	0.94	0.90	0.29	2.41	0.42	2.17	0.24	2.45	0.03	1.01	0.14
4	I	»	»	3046.5	0.66	0.31	0.53	0.93	0.53	0.59	1.14	1.45	0.16	2.17	0.48	2.02	0.31	2.21	0.06	1.05	0.07
5	I	»	»	3009.1	0.61	0.23	0.44	0.79	0.56	0.53	1.25	1.12	0.43	3.23	0.48	2.50	0.24	2.86	0.03	1.89	0.14
6	I	»	»	2998.4	0.62	0.24	0.44	0.76	0.50	0.47	1.00	0.88	0.49	2.39	0.45	2.61	0.24	2.77	0.03	1.79	0.16
7	I	»	»	2996.8	0.64	0.25	0.44	0.89	0.49	0.48	0.95	0.93	0.28	2.13	0.45	2.26	0.24	2.57	0.04	1.94	0.13
8	I	»	D ₃ fin	2979.7	0.64	0.22	0.36	0.71	0.51	0.47	1.05	0.89	0.34	2.54	0.43	2.66	0.42	2.60	0.04	1.34	0.12
9	I	»	»	2977.7	0.64	0.25	0.44	0.73	0.51	0.46	1.03	0.84	0.38	1.83	0.30	2.80	0.48	2.55	0.04	1.24	0.14
10	I	»	»	3038.4	0.73	0.30	0.48	0.96	0.54	0.60	1.15	1.49	0.16	1.87	0.51	2.77	0.44	2.43	0.08	1.15	0.10
11	I	»	D ₃ fr ₃	3042.3	0.68	0.28	0.49	0.99	0.51	0.59	1.03	1.45	0.24	2.52	0.47	2.66	0.44	2.42	0.07	1.20	0.07
12	I	»	D ₃ fm ^{zv}	2921.0	0.77	0.25	0.37	0.91	0.53	0.61	1.12	1.56	0.31	2.51	0.58	2.45	0.41	2.75	0.06	1.35	0.12
13	I	»	D ₃ fr ₃	3044.0	—	—	—	0.70	0.49	0.46	0.94	0.86	0.35	3.02	0.52	3.34	0.41	2.76	0.03	0.97	0.14
14	I	»	D ₃ fm ^{zv}	2919.5	0.49	0.15	0.36	0.74	0.49	0.50	0.98	1.00	0.22	2.64	0.35	3.85	0.39	2.41	0.04	1.10	0.10
15	I	»	»	2918.7	—	—	—	0.71	0.49	0.50	0.97	1.01	0.24	2.62	0.35	4.07	0.35	2.63	0.05	1.12	0.09
16	I	»	»	2904.3	0.54	0.21	0.47	0.58	0.48	0.49	0.91	0.95	0.19	3.23	0.39	4.01	0.28	2.64	0.03	1.18	0.10
17	I	»	»	2897.4	0.46	0.16	0.39	0.69	0.53	0.54	1.12	1.18	0.17	2.73	0.28	5.11	0.28	2.51	0.03	1.11	0.08
18	II	»	D ₃ fr ₂ ^{dm+sr}	3115.1	0.70	0.55	0.89	0.61	0.48	0.51	0.92	1.05	0.19	0.57	0.20	1.57	0.62	0.76	0.26	1.52	0.18
19	II	Участок 2	D ₃ fr ₃ ^{nm}	2972.9	0.92	0.54	0.68	1.34	0.52	0.54	1.07	1.18	0.18	1.47	0.64	1.06	0.15	1.17	0.08	1.03	0.23
20	II	»	»	2972.5	0.85	0.53	0.71	1.24	0.49	0.51	0.97	1.06	0.19	1.35	0.58	1.37	0.21	1.11	0.08	1.03	0.26
21	II	»	»	2966.7	0.81	0.63	0.91	1.34	0.53	0.56	1.12	1.27	0.27	1.03	0.40	0.76	0.30	0.99	0.09	0.99	0.22
22	II	»	»	2965.2	0.81	0.68	0.99	1.36	0.53	0.56	1.12	1.28	0.27	0.96	0.42	0.70	0.30	0.99	0.08	1.01	0.24
23	II	Участок 1	»	3107.4	0.82	0.68	0.96	0.87	0.51	0.59	1.06	1.42	0.15	0.95	0.38	0.67	0.78	0.88	0.17	0.96	0.22
24	III	Участок 2	D ₃ fr ₁ ^{um}	3003.0—3009.6	1.03	0.78	0.75	1.96	0.49	0.50	0.97	1.01	1.72	0.14	0.16	1.66	1.15	0.49	0.77	0.71	1.05
25	III	»	»	2998.1	0.46	0.78	1.71	1.54	0.49	0.48	0.95	0.94	0.91	0.17	0.17	0.80	1.07	0.44	0.85	0.79	0.63
26	III	»	»	2997.7	0.94	0.76	1.06	1.24	0.47	0.43	0.88	0.74	0.60	0.37	0.19	1.19	1.00	0.50	0.61	0.68	0.35
27	III	»	»	3003.0—3009.6	0.92	0.66	0.98	1.62	0.49	0.50	0.97	1.01	0.93	0.35	0.21	1.08	1.12	0.46	0.65	0.76	0.44
28	III	»	»	2986.9	1.40	1.30	1.13	1.00	0.49	0.51	0.96	1.03	1.28	0.41	0.07	1.62	1.97	0.39	0.91	0.71	0.54

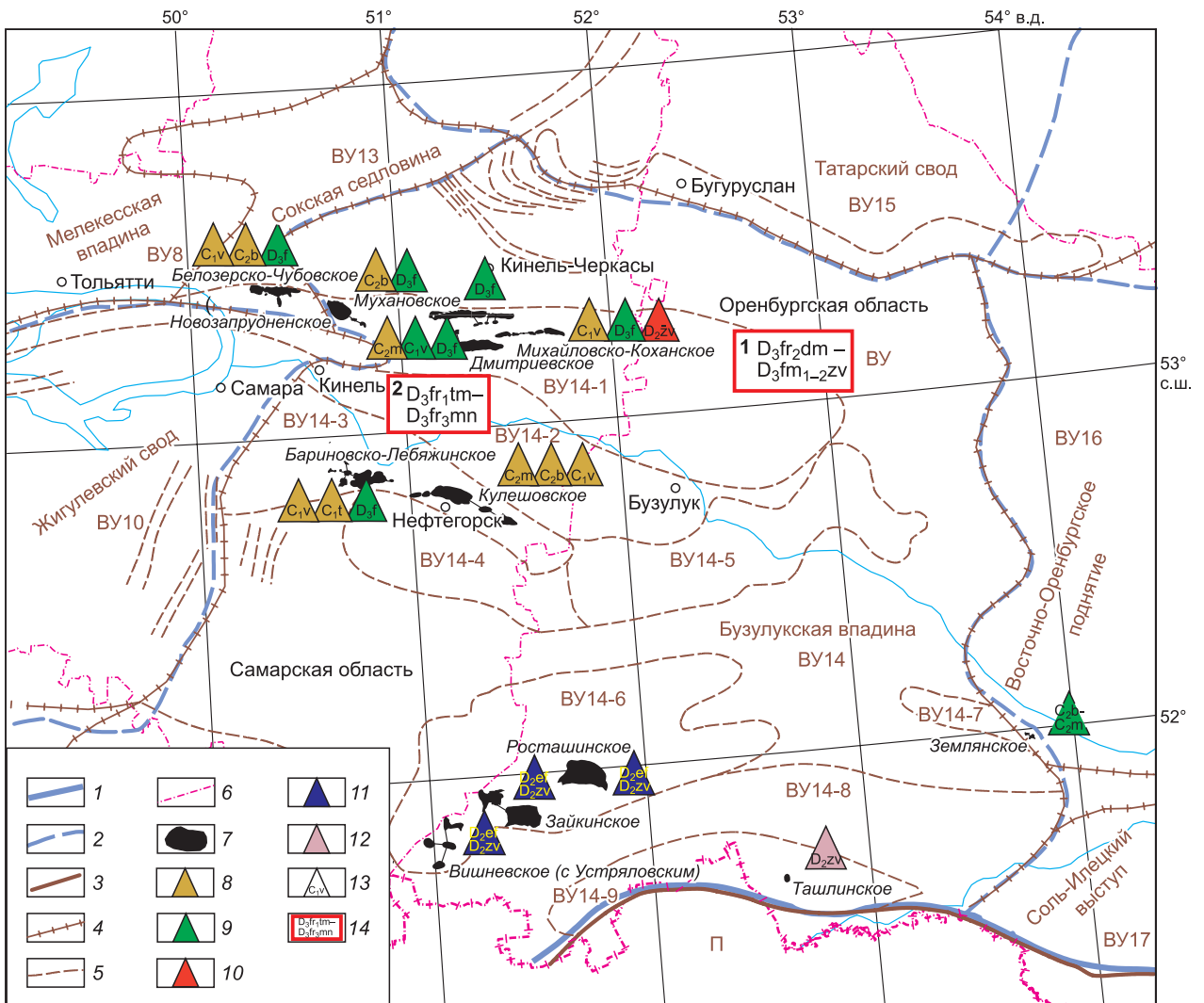


Рис. 2. Схема расположения объектов исследования и распространения нефтей выделенных генетических типов.

1 — границы нефтегазоносных провинций; 2 — границы нефтегазоносных областей; 3 — границы крупнейших тектонических элементов (антеклиз, синеклиз и т. д.); 4 — границы крупных тектонических элементов (сводов, впадин, прогибов); 5 — границы средних тектонических элементов (мегавалов, валов, впадин); 6 — административные границы; 7 — месторождения, по которым изучены нефти; 8—12 — типы нефти: 8 — I тип, 9 — II тип, 10 — III тип, 11 — IV тип, 12 — V тип; 13 — возраст вмещающих отложений; 14 — участки расположения скважин (с указанием интервалов отбора), по которым были изучены образцы пород. Тектонические элементы: ВУ — Волго-Уральская антеклиза; П — Прикаспийская синеклиза; ВУ8 — Мелекесская впадина; ВУ10 — Жигулевский свод; ВУ13 — Сокская седловина; ВУ14 — Бузулукская впадина; ВУ15 — Татарский свод; ВУ16 — Восточно-Оренбургское поднятие; ВУ17 — Соль-Илецкий выступ; ВУ14-1 — Кинельско-Самаркинская система валов; ВУ14-2 — Борская депрессия; ВУ14-3 — Кулешовская система валов; ВУ14-4 — Желябовско-Субботинский биогермный массив; ВУ14-5 — Бобровско-Покровский вал; ВУ14-6 — Камелик-Чаганская зона поднятий; ВУ14-7 — Сидоровско-Землянский вал; ВУ14-8 — Иргизско-Рубежинский палеопрогиб; ВУ14-9 — Чинаревский выступ.

$n-C_{17} \div n-C_{23} = 1.09—1.20$; ОЕР при $n-C_{19} = 1.1—1.30$ *. Такой тип распределения n -алканов принято называть «ордовикским», так как он характерен для нефтей генетически связанных с материнскими толщами, обогащенными морскими водорослями *G. prisca* [Jacobson et al., 1998]. К настоящему времени аналогичные особенности распределения n -алканов зафиксированы также в автохтонных битумоидах из нефтематеринских толщ силура и нижнего девона [Abrams et al., 1999]. Подобный тип распределения, ранее отмечался и для девонских нефтей Прикаспия [Абля, 2001; Нечаева и др., 2011]. «Ордовик-

* $CPI (nC_{17}-nC_{23}) = (C_{17} + C_{19} + C_{21} + C_{23}) + (C_{19} + C_{21} + C_{23} + C_{25})/2(C_{18} + C_{20} + C_{22} + C_{24})$; $OER_{19} = C_{17} + 6C_{19} + C_{21}/4C_{18} + 4C_{20}$.

ский» характер распределения *n*-алканов в изученной коллекции свойствен только нефтям IV типа, что позволяет предположить для них самостоятельный источник генерации.

Самая глубокозалегающая нефть Бузулукской впадины из живецких отложений среднего девона Ташлинского месторождения Чинаревского выступа отнесена к V типу. Основанием для выделения Ташлинской нефти в самостоятельный V генетический тип послужило ее отличие от нефтей IV по характеру распределения *n*-алканов. В «ташлинской» нефти не отмечено преобладания нечетных гомологов в относительно низкомолекулярной области и резкого снижения концентраций *n*-алканов C_{19+} . Кроме того, в «ташлинской» нефти выше относительное содержание ациклических изопреноидов и, соответственно, выше значения отношений Pr/nC_{17} и Ph/nC_{18} , а величина отношения Pr/Ph , наоборот, существенно ниже (см. табл. 1). Приведенная информация указывает на то, что нефть Ташлинского месторождения, как и нефти IV типа, генетически связана с ОВ поздней зрелости.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют, что нефти IV и V типов не связаны с единой материнской толщей, а, вероятно, поступали в зоны нефтегазоаккумуляции из разных очагов генерации.

Схема распространения нефтей выделенных типов по территории впадины приведена на рис. 2.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ БИТУМОИДОВ ВЕРОЯТНЫХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД

Для корреляций нефтей с вероятными НМП были изучены битумоиды из отложений доманиковой толщи, а также для сравнения с ними из отложений тиманского горизонта.

Отложения доманикового типа, охватывающие стратиграфический диапазон от среднефранского яруса верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона (не во всех зонах в полном объеме), относятся к основным нефтематеринским толщам Волго-Уральской НГП. Вместе с тем в пределах Бузулукской впадины наличие зрелых материнских толщ отмечается и в нижележащих отложениях верхнего и среднего девона [Ларская, 1983].

Максимальный стратиграфический объем доманиковых отложений в пределах Бузулукской впадины приурочен к осевой части палеопрогиба (Мухано-Ероховского), в которой отложения сокращенной мощности и депрессионного облика развиты, начиная с доманикового горизонта и заканчивая малевско-кизеловским турнейского яруса. Отложения представлены чередованием кремнисто-глинистых и глинисто-кремнистых пород с доманикоидно-доманикитными концентрациями $C_{орг}$ (1—10 %) и преимущественно карбонатных пород, как правило, с относительно невысоким содержанием ОВ (< 1 %).

Мощность высокообогащенных $C_{орг}$ пород в осевой части палеопрогиба составляет 15—35 % от общей мощности отложений D_3dm-C_1t . При этом доля их уменьшается как вверх по разрезу (в доманиковом горизонте она составляет 50—70 %, а в турнейском ярусе не более 10 %), так и по направлению от осевой к бортовым зонам палеопрогиба.

Бортовые зоны палеопрогиба характеризуются увеличенной мощностью отложений турнейского яруса и верхнего фамена, представленных здесь преимущественно карбонатными породами фаций мелководного шельфа. Обогащенные ОВ породы глинисто-кремнистого состава развиты в отложениях от доманикового горизонта до низов фаменского яруса. На долю обогащенных $C_{орг}$ пород в отложениях доманикового горизонта приходится около 60 % от мощности горизонта, в верхнем фране и нижнем фамене не более 10 %.

Средневзвешенные по мощности концентрации $C_{орг}$ в отложениях доманикового горизонта на всей исследуемой территории практически не меняются и составляют 4—6 %. Отложения мендымского горизонта в осевой зоне палеопрогиба характеризуются максимальными для них в пределах Бузулукской впадины концентрациями $C_{орг}$ — 4—5 %, в бортовых зонах — 1.5—3.0 %. Содержание $C_{орг}$ в отложениях верхнего франа и фамена в осевой зоне составляет 1.0—1.5 %, в бортовых зонах менее 1 %. Учитывая, что зрелость ОВ соответствует «пику нефтяного окна» (T_{max} в них равен 440—445 °С), исходное содержание $C_{орг}$ в этих отложениях могло быть примерно в 1.5 раза выше.

Коллекция образцов тиманских и среднефранско-фаменских нефтематеринских отложений была отобрана из ряда скважин, пробуренных в зонах переходных от осевой части палеопрогиба к его бортам в северных районах Бузулукской впадины. Участок 1 расположен ближе к осевой зоне палеопрогиба по сравнению с участком 2 (см. рис. 2), в связи с чем мощность обогащенных ОВ отложений доманикового типа в разрезах скважин участка 1 больше, чем в скважинах участка 2. Причем в последних такие прослойки присутствуют лишь в отложениях доманикового горизонта и верхнефранского подъяруса, в то время как в скважинах участка 1 прослойки доманикитов и доманикоидов зафиксированы и в фаменской части разреза.

Существовавшие в среднефранско-турнейское время различные палеогеографические обстановки осадконакопления в зонах некомпенсированных прогибов и на их бортах отразились на составе и распределении УВ-биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород этих зон.

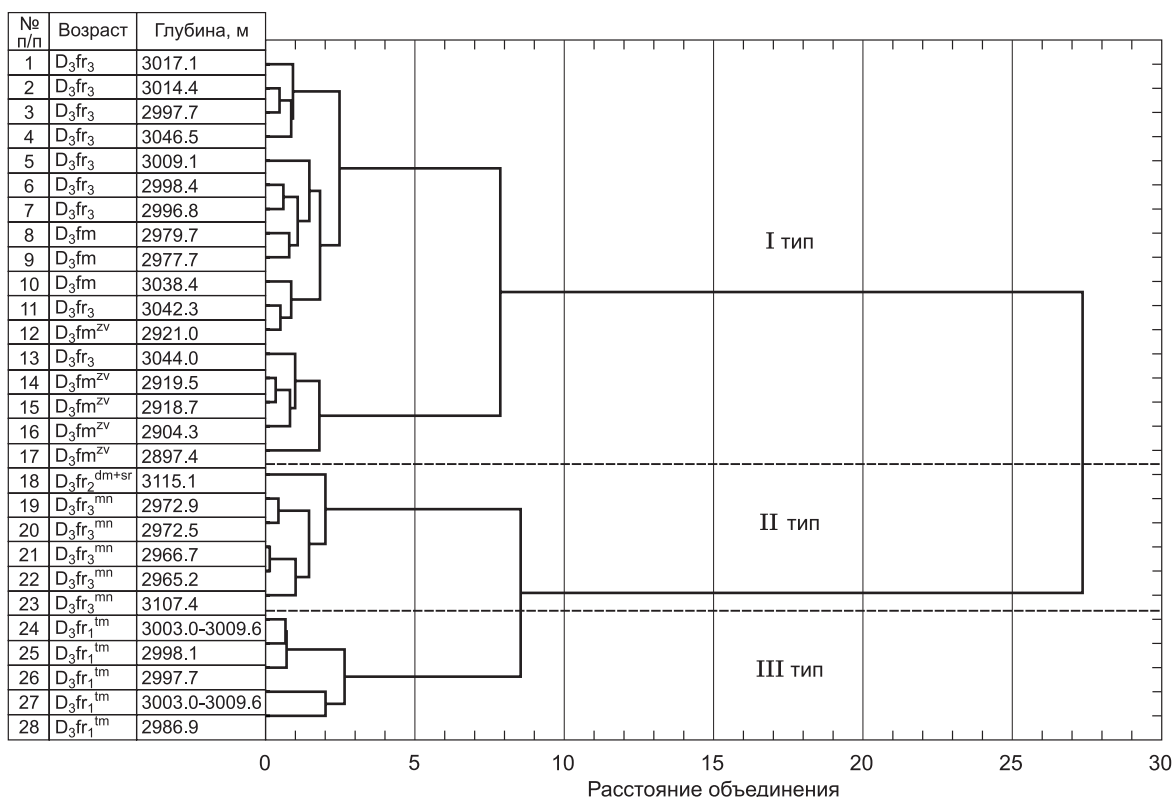


Рис. 3. Дендрограмма объединения изученных битумоидов из нефтематеринских пород Бузулукской впадины в кластер.

Мера сходства между объектами — эвклидово расстояние. Алгоритм кластерного анализа — метод Уорда.

Анализ полученных данных по составу и распределению УВ-биомаркеров в исследуемых битумоидах, так же как и для нефтей, проводился с применением метода многомерной статистики (кластерный анализ) и позволил выделить три генетических типа битумоидов (рис. 3). К I типу отнесены битумоиды из надмендымско-заволжских отложений; ко второму типу (II) — из отложений мендымского горизонта и подстилающих отложений доманиковского горизонта; к III типу — битумоиды из пород тиманского горизонта.

Все изученные битумоиды имеют похожий характер распределения *n*-алканов — одномодальный с преобладанием низкомолекулярных гомологов и максимумом в области *n*-C₁₅—*n*-C₁₇. При этом битумоиды выделенных типов несколько различаются между собой по соотношению нормальных и *изо*-алканов. Так, в доманиково-мендымских и тиманских образцах (II и III тип) содержание ациклических изопреноидов относительно *n*-алканов выше по сравнению с битумоидами из надмендымско-заволжских отложений (I тип) (см. табл. 2, Pr/*n*C₁₇; Ph/*n*C₁₈). Дифференциация битумоидов I, II и III типов прослеживается и по отношению пристан/фитан, что проявляется в уменьшении значений этого параметра вверх по разрезу от тиманских битумоидов III типа к заволжским I типа (см. табл. 2, Pr/Ph). Подобные закономерности изменения показателей *n*- и *изо*-алканов в изученных битумоидах могут быть обусловлены вариациями условий накопления ОВ, меняющихся от слабовосстановительных в тиманских до резко восстановительных в мендымских и вышележащих отложениях, и в целом могут свидетельствовать о генетической неоднородности изученных битумоидов [Didyk et al., 1978; Peters et al., 2005].

Битумоиды каждого типа характеризуются специфическим составом и распределением полициклических УВ-биомаркеров.

Они четко дифференцируются по параметрам, характеризующим особенности состава исходной биомассы. Несмотря на то, что во всех изученных образцах доминируют тритерпановые УВ, по соотношению основных групп полициклических биомаркеров они различаются. Битумоиды III типа характеризуются более высоким содержанием стерановых УВ по сравнению с битумоидами I и II типов, для последних характерно преобладание пентациклических тритерпанов (рис. 4, а) и высокое содержание тетрациклического тритерпана (см. табл. 2, Tet/C₂₆Tri). В совокупности это может указывать на повышенный вклад бактериального материала в составе ОВ битумоидов I и II типов, по сравнению с ОВ

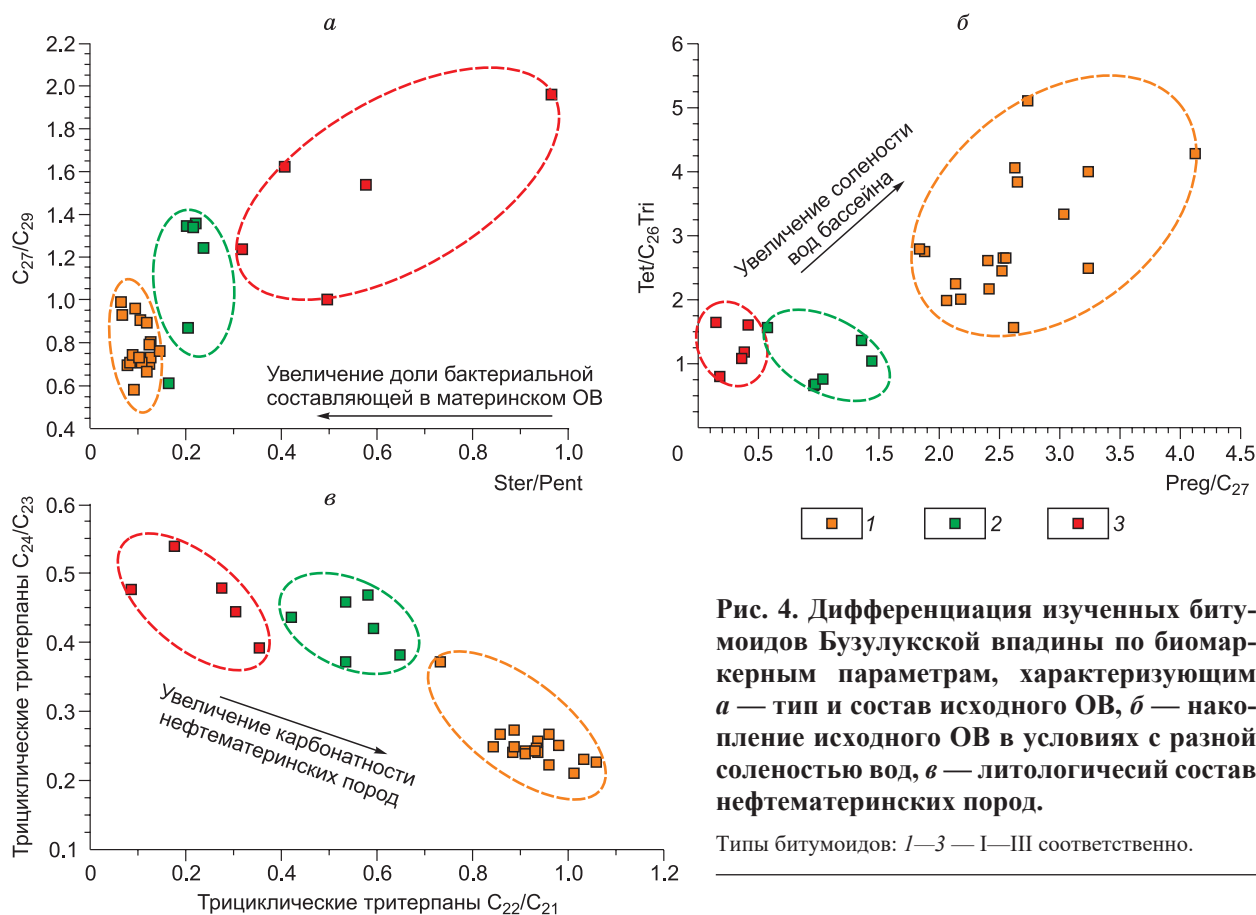


Рис. 4. Дифференциация изученных битумоидов Бузулукской впадины по биомаркерным параметрам, характеризующим *а* — тип и состав исходного ОВ, *б* — накопление исходного ОВ в условиях с разной соленостью вод, *в* — литологический состав нефтематеринских пород.

Типы битумоидов: 1—3 — I—III соответственно.

битумоидов III типа [Connan, 1981; Tissot, Welte, 1984; Palacas, 1984; Connan et al., 1986; Chakhmakhchev et al., 1996]. Как было показано выше, подобные закономерности изменения перечисленных параметров отмечались и для нефтей I—III типов, выделенных в северной части Бузулукской впадины.

Различия в распределении полициклических биомаркеров между битумоидами выделенных типов проявляются и по параметрам, характеризующим условия накопления исходного биоматериала (hC_{35}/hC_{34} , $Tet/C_{26}Tri$, $Preg/C_{27}$). Так, согласно повышенным значениям гомоганового индекса в битумоидах I и II типов ($hC_{35}/hC_{34} \sim \geq 1$), их ОВ накапливалось в более восстановительных условиях, чем ОВ тиманских битумоидов [Peters, Moldowan, 1991]. Наряду с этим битумоиды I типа характеризуются более высокими значениями параметров ($Tet/C_{26}Tri$, $Preg/C_{27}$) (рис. 4, б), которые могут свидетельствовать о накоплении исходной для них биомассы в бассейне с более высокой соленостью вод по сравнению с ОВ битумоидов II и III типов [Ten Haven et al., 1988; Peters et al., 2005]. Выше различия по указанным параметрам фиксировалась и для нефтей I—III типов северной части изученного района.

Наиболее четко изученные образцы битумоидов дифференцируются по параметрам, характеризующим литологический состав НМП (Ts/Tm, Dia/Reg, Nor/Hop, $Tet/C_{26}Tri$, трициклические тритерпаны C_{22}/C_{21} и C_{24}/C_{23}), значения которых свидетельствуют об увеличении карбонатной составляющей вверх по разрезу от тиманских к заволжским отложениям [Rubinstein et al., 1975; Connan, 1981; McKirdy et al., 1983; Hughes, 1984; Palacas, 1984; Fan et al., 1987] (см. рис. 4, в). Наблюдаемые различия согласуются с изменениями литологического состава внутри доманиковой толщи.

Степень преобразования материнского ОВ изученных битумоидов для большей надежности определялась по совокупности различных параметров термической зрелости. Исходя из рассчитанной по метилфенантреновому индексу отражательной способности витринита, большинство исследованных битумоидов имеет значение $R_{vi}^0 = 0.5—0.7$, что соответствует этапу от начала «нефтяного окна» до его пика, при этом четкой дифференциации по зрелости между выделенными типами битумоидов не прослеживается. Согласно значениям страновых параметров зрелости ($C_{29}SSR$, $C_{29}S/R$) — часть битумоидов уже достигла равновесия, другая часть приближается к равновесным значениям; величины параметров ($C_{29}\beta\beta\alpha\alpha$, $C_{29}\beta\beta/\alpha\alpha$) ниже равновесных для битумоидов всех выделенных типов [Seifert, Moldowan, 1981; Peters, 1999], что также соответствует началу–середине «нефтяного окна» МК₁-МК₂. Полученные по биомаркерным параметрам термической зрелости значения для битумоидов согласуются с данными

пиролиза Rock-Eval соответствующих им пород (измеренные в них значения T_{\max} лежат в интервале 440—445 °С), и указывают на то, что материнское ОВ всех трех типов имеет примерно равную степень преобразованности, которая соответствует грациям катагенеза МК₁-МК₂.

Таким образом, в изученной части Бузулукской впадины были выделены три генетических типа битумоидов, различающихся как по составу исходной биомассы, так и по условиям ее накопления:

I тип — битумоиды преимущественно карбонатных НМП надмендымско-заволжского возраста, связанные с ОВ морского происхождения, накапливавшегося в восстановительных обстановках, вероятно, с повышенной соленостью вод, и содержащего заметный вклад бактериального материала;

II тип — битумоиды из НМП доманикового и мендымского горизонтов, характеризующиеся меньшей долей карбонатов в их составе, связанные с ОВ морского происхождения, как и битумоиды I типа, но с меньшей долей бактериального материала и отличающиеся условиями накопления исходной биомассы (в восстановительных обстановках в водах с нормальной соленостью);

III тип — битумоиды из нефтематеринских тиманских глинистых известняков, генетически связанные с морским ОВ, характеризующимся более высокой долей водородолевого материала, накопление которого происходило в слабовосстановительных условиях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сравнение изученных нефтей с битумоидами НМП северной части Бузулукской впадины показало, что:

1. Нефти I типа, приуроченные к отложениям нижнего–среднего карбона, локализованные в пределах Мухано-Ероховского прогиба, похожи на битумоиды надмендымско-заволжских отложений (также I типа). Причем их близость проявляется как по типу (морские) и составу исходной биомассы (преимущественно бактериальное ОВ) (см. рис. 1, а и 4, а), так и по условиям ее накопления (повышенные значения отношений hC_{35}/hC_{34} , Tet/C₂₆Tri, Preg/C₂₇ свидетельствуют о восстановительных обстановках, вероятно, при повышенной солености вод бассейна), а также по параметрам, характеризующим литологический состав НМП и указывающим на высокую долю в них карбонатной составляющей, что видно, в частности, на рис. 1, б и 4, б. Сходство состава и распределения биомаркеров в вышеуказанных нефтях и битумоидах может свидетельствовать об их генетическом родстве.

2. В свою очередь, изученные нефти II типа, приуроченные главным образом к отложениям верхнего девона, проявляют значительное сходство с доманиково-мендымскими битумоидами (II типа) по основным биомаркерным отношениям, характеризующим материнское ОВ (см. рис. 1, а и 4, а; 1, б и 4, б), и, вероятно, они генетически связаны между собой.

3. Нефти III–V типов значительно отличаются по составу и распределению биомаркеров от изученных битумоидов НМП доманикового типа. Вероятным источником нефтей III типа может являться нефтематеринская толща терригенного девона, распространенная в пределах Бузулукской впадины, уровень катагенеза которой не ниже пика «нефтяного окна». Однако отсутствие образцов живецких НМП не позволяет на данном этапе исследований подтвердить данное предположение прямыми корреляциями нефть—битумоид. Среднедевонские нефти (IV и V типов) юга Бузулукской впадины связаны с преимущественно глинистыми НМП, содержащими ОВ поздней зрелости. В зоны нефтегазонакопления нефти, вероятно, поступали не из одного, а из разных очагов генерации, по крайней мере, один из них мог располагаться в пределах Прикаспийской впадины.

4. Сходство изученных нефтей с битумоидами тиманских НМП (III типа) по совокупности биомаркерных параметров установить не удалось.

Основные результаты исследований заключаются в следующем.

В пределах Бузулукской впадины выделены пять генетических типов нефтей.

Корреляции нефтей выделенных типов с битумоидами нефтематеринских пород доманикоидно-доманикитной толщи показали, что нефти среднего девона (III–V тип) с доманиковой толщей не связаны. Среди изученных нефтей только нефти (I и II типов), приуроченные к отложениям верхнего девона–среднего карбона, генерированы среднефранско-турнейской толщей. При этом их подразделение на типы обусловлено неоднородностью состава этой толщи, для которой характерно увеличение доли карбонатной составляющей вверх по разрезу от отложений доманикового горизонта к отложениям малевско-кизеловского горизонта турнейского яруса.

Установлено, что нефти I типа из отложений нижнего–среднего карбона связаны с верхним интервалом разреза доманиковой толщи (надмендымско-заволжские НМП), а нефти II типа, приуроченные преимущественно к подстилающим доманиковую толщу отложениям, генерированы ее нижним интервалом (доманиково-мендымские НМП). Наблюдаемые закономерности распределения нефтей по разрезу характерны для зоны Мухано-Ероховского прогиба, где доманиковые отложения представлены в максимальном стратиграфическом объеме от среднего франа до турне. На восточной окраине Бузу-

лукской впадины, где расположено Земляное месторождение, приуроченность нефтей II типа к среднекаменноугольным отложениям подтверждает наличие в этой зоне пород доманикового типа только в нижнем стратиграфическом диапазоне от доманикового до мендымского горизонта.

Выявленные связи между нефтями и нефтематеринскими породами важны для моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем. Кроме того, они позволяют уточнить границы распространения и стратиграфический объем отложений доманикового типа, а также оценку масштабов накопления УВ в самой доманикоидно-доманикитной толще.

ЛИТЕРАТУРА

Абля Э.А. Биомаркерная стратиграфия и возможности расширения нефтяного поискового диапазона // Тезисы докладов, научно-практической конференции «Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ». М., 2001, с. 106—107.

Арефьев О.А., Забродина М.Н., Русинова Г.В., Петров Ал.А. Биометки нефтей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтехимия, 1994, т. 34, № 6, с. 483—502.

Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Геохимическая характеристика нефтей и РОВ пород центральных районов Волго-Урала (по УВ-биомаркерам) // Геохимия, 2005, № 11, с. 1208—1223.

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

Киселева Ю.А. Генетические типы нефтей Бузулукской впадины и сопредельных территорий // Проблемы геологии и освоения недр (Тр. XVI Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых). Томск, 2012, т. 1, с. 278—280.

Киселева Ю.А., Можегова С.В. Генетические группы нефтей центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и их генерационные источники // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012, т. 7, № 3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/36_2012.pdf

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

Нечаева О.Л., Жеглова Т.П., Нечитайло Г.С., Назарова Е.С., Грайзер Э.М. Геохимические особенности нефтей и конденсатов северной прибортовой зоны Прикаспийской синеклизы // Геология нефти и газа, 2011, № 3, с. 71—79.

Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В. и др. Катагенез и нефтегазоносность. М., Недра, 1981, 240 с.

Abrams M.A., Apanel A.M., Timoshenko O.M., Kozenkova N.N. Oil families and their potential source in the northeastern Timan Pechora basin, Russia//AAPG Bull., 1999, v. 83, № 4, p. 553—577.

Affouri H., Montacer M., Disnar J. R. Organic geochemistry of the Cenomanian—Turonian Bahloul Formation Petroleum Source Rock, Central and Northern Tunisia // Resour. Geol., 2013, v. 63, № 3, p. 262—287.

Andrusevich V.E., Engel M.H., Zumberge J.E. Effects of paleolatitude on the stable carbon isotope composition of crude oils // Geology, 2000, v. 28, p. 847—850.

Chakhmakhchev A., Noriyuki S., Masaru S., Kuniaki T. Biomarker distributions in oils from the Akita and Niigata Basins, Japan // Chem. Geol., 1996, v. 133, p. 1—14.

Connan J. Biological markers in crude oils / Ed. J.F. Mason // Petroleum geology in China. Tulsa, OK, Penn Well, 1981, p. 48—70.

Connan J., Restle A., Albrecht P. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach // Org. Geochem., 1986, v. 10, p. 29—50.

Cooper B.S. Practical petroleum geochemistry. RSP (Robertson Scientific Publication), 1990, 174 p.

Didyk B.M., Simoneit B.R.T., Brassell S.C., Eglinton G. Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation // Nature, 1978, v. 272, p. 216—222.

Fan P., King J.D., Claypool G.E. Characteristics of biomarker compounds in Chinese crude oils / Eds. R.K. Kumar, P. Dwivedi, V. Banerjee, V. Gupta. Petroleum geochemistry and exploration in the Afro-Asian region. Rotterdam, Balkema, 1987, p. 197—202.

Freese E., Köster J., Rullkötter J. Origin and composition of organic matter in tidal flat sediments from the German Wadden Sea // Org. Geochem., 2008, v. 39, p. 820—829.

Grantham, P. J. The occurrence of unusual C₂₇ and C₂₉ sterane predominances in two types of Oman crude oil // Org. Geochem., 1986, v 9, p. 1—10.

Hughes W. B. Use of thiophenic organosulphur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic sources / Ed. J.G. Palacas. Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks // AAPG Stud. Geol., 1984, v. 18, p. 181—196.

Jacobson S.R., Hatch J.R., Teerman S.C., Askin R.A. Middle Ordovician organic matter assemblages and their effect on Ordovician-derived oils // AAPG Bull., 1998, v. 72, p. 1090—1100.

Lijmbach G.W. On the origin of petroleum // Abstracts of the 9th World Petroleum Congress. London, Applied Science Publishers, 1975, v. 2, p. 357—369.

Mackenzie A.S., Rullkötter J., Welte D.H., Mankiewicz P. Reconstruction of oil formation and accumulation in North Slope, Alaska, using quantitative gas chromatography-mass spectrometry / Eds. L.B. Magoon, G.E. Claypool. Alaska North Slope oil / rock correlation study. Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists, 1985, p. 319—377.

McKirdy D.M., Aldridge A.K., Ypma P.J.M. A geochemical composition of some crude oils from Pre-Ordovician carbonate rocks / Eds. M. Bjoroy, C. Albrecht, C. Cornford, K. De Groot, G. Eglinton, E. Galimov, D. Leythaeuser, R. Petet, J. Rullkötter // Advances in organic geochemistry. New York, John Wiley & Sons, 1983, p. 99—107.

Mello M.R., Gaglianone P.C., Brassel S.C., Maxwell J.R. Geochemical and biological marker assessment of depositional environments using Brazilian offshore oils // Marine Petrol. Geol., 1988, v. 5, p. 205—223.

Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // AAPG Bull., 1985, v. 669, p. 1255—1268.

Palacas J.G. Carbonate rocks as sources of petroleum: geological and chemical characteristics and oil-source correlations // Proceedings of the Eleventh World Petroleum Congress 1983. Chichester, UK, John Wiley & Sons, 1984, v. 2, p. 31—43.

Peters K.E. Biomarkers: assessment of thermal maturity / Eds. C.P. Marshall, R.W. Fairbridge. Encyclopedia of geochemistry. Boston, MA, Kluwer Academic Publishers, 1999, p. 36—39.

Peters K.E., Moldowan J.M. Effects of source, thermal maturity and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum // Org. Geochem., 1991, v. 17, p. 47—61.

Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. NJ, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1993, 363 p.

Peters K.E., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry // The petroleum system — from source to trap / Eds. L.B. Magoon, W.G. Dow. Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists, 1994, p. 93—117.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide, 2nd edition. New York, Cambridge University Press, 2005, v. 2, 1132 p.

Rubinstein I., Sieskind O., Albrecht P. Rearranged steranes in a shale: occurrence and simulated formation // J. Chem. Soc., Perkin Transactions, 1975, v. 1, p. 1833—1836.

Seifert W.K., Moldowan J.M. Paleoreconstruction by biological markers // Geochim. Cosmochim. Acta, 1981, v. 45, p. 783—794.

Ten Haven H.L., de Leeuw J.W., Sinnighe Damste J.S., Schenck P.A., Palmer S.E., Zumberge J.E. Application of biological markers in the recognition of palaeo-hypersaline environments / Eds. K. Kelts, A. Fleet, M. Talbot. Lacustrine petroleum source rocks // Geological Society Special Publication, Blackwell, 1988, v. 40, p. 123—130.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. New York, Springer-Verlag, 1984, 699 p.

Tissot B., Califet-Debyser Y., Deroo G., Oudin J.L. Origin and evolution of hydrocarbons in early Torarcian shales, Paris Basin, France // AAPG Bull., 1971, v. 55, p. 2177—2193.

Volkman J.K. Biological marker compounds as indicators of the depositional environments of petroleum source rocks / Eds. K. Kelts, A. Fleet, M. Talbots. Lacustrine petroleum source rocks // Geological Society Special Publication, Blackwell, 1988, v. 40, p. 103—122.

*Поступила в редакцию
28 июля 2016 г.*