

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/25_2022

УДК 550.4:553.982.2(470.13)

Валыева О.В., Рябинкина Н. Н., Бушнев Д.А.

Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук» (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, valyaeva@geo.komisc.ru, nnryabinkina@gmail.com, boushnev@geo.komisc.ru

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ ПЕРМСКИХ И КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВАЛА СОРОКИНА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Приведены результаты геохимических исследований нефтей пермских и каменноугольных залежей месторождений вала Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Коллекторы, представленные карбонатными отложениями каменноугольного и нижнепермского возраста, характеризуются хорошими и средними коллекторскими свойствами, тип коллекторов - в основном трещинно-поровый и вторично-поровый. На основании комплекса полученных данных установлено, что нефти сформированы в материнских карбонатно-глинистых отложениях со значительным вкладом исходного сапропелевого органического вещества. Вероятно, нефти в коллекторах визейского возраста генерированы силурийско-нижнедевонскими отложениями. Термическая зрелость нефтей соответствует градации МК₂ преобразования органического вещества пород.

Ключевые слова: *нефтяное месторождение, коллекторы, палеозойские отложения, геохимия нефтей, Варандей-Адзвинская структурная зона, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.*

Введение

Нефтяные месторождения вала Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны (ВАЗ) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) территориально приурочены к Ненецкому автономному округу Архангельской области и находятся в Арктической зоне России. Продуктивные горизонты ряда месторождений ВАЗ относятся к нижне- и верхнедевонским, нижнекаменноугольным, пермским и триасовым отложениям. В настоящее время изучение открытых и эксплуатируемых месторождений севера ТПП, их промысловых характеристик весьма актуально для дальнейших работ и выявления новых залежей и месторождений в Арктическом секторе России.

Фактическим материалом для исследований послужили фондовые и первичные материалы (описание керна, интерпретация ГИС, данные химических анализов) по скважинам, пробуренным в 70-80-х гг. прошлого века.

В основу настоящей работы положены известные классические методики исследования

керн скважин, данных ГИС, а также геохимические исследования алифатической и ароматической фракции нефтей методом газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Варандей-Адзвинская НГО относится к структуре первого порядка Большеземельского мегаблока ТПП. В области открыто 23 нефтяных месторождения, часть из которых тектонически приурочена к валу Сорокина, осложняющему западный край ВА3. В работе проанализированы нефти прибрежной части вала Сорокина (рис. 1). Большинство изученных авторами нефтей относится к верхневизейско-нижнепермскому карбонатному комплексу. Некоторые характеристики пластов и физико-химические свойства нефтей Варандейского, Торавейского, Южно-Торавейского и Наульского месторождений представлены в табл. 1 (данные приводятся по [Антоновская, Зуйкова, Бабич, 2017; Атлас нефтегазоносности..., 2004; Крайнева, Губайдуллин, 2013; Мартюшев, Савенок, 2020]). Практически все залежи нефти - пластовые сводовые. Коллекторы представлены карбонатными разностями или полимиктовыми и олигомиктовыми песчаниками. Пористость коллекторов достигает 27%. Нефти (за исключением нефти Наульского месторождения из отложений C_{1V}) характеризуются высокой плотностью (0,901-0,990 г/см³) и относятся к смолистым и высокосмолистым, малопарафинистым (< 1,5%) сернистым (2,03-2,90%). Классификация нефтей авторами приведена по Методическим рекомендациям [Методические рекомендации..., 2016].

Изучением геохимии нефтей ВА3 и, в частности, вала Сорокина занимались Л.А. Анищенко, Д.А. Бушнев, О.В. Валяева, С.А. Данилевский, Т.А. Кирюхина, Е.С. Ларская, З.П. Склярова, В.С. Соболев, М.Б. Темяно, Э.В. Храмова и др.

Несмотря на достаточную изученность нефтей вала Сорокина, до сих пор нет единого мнения об их генезисе.

М.Б. Темяно с соавторами [Темяно, Соболев, Васильев, 1986], рассматривая состав нормальных и изопреноидных алканов, указывают на однотипность их распределения в нефтях из разных комплексов; отличия заключаются в положении основного максимума распределения n-алканов. Подчеркивается значительная затронутость нефтей пермских и триасовых отложений процессами биodeградации.

В работе [Ларская, Храмова, Загулова, 1989] установлено, что нефти и битумоиды силурийских, девонских и каменноугольных отложений вала Сорокина генетически связаны с сапропелевым органическим веществом (ОВ), а в нефтях и битумоидах пермских и триасовых отложений сказывается влияние ОВ гумусового происхождения. Однако влияние типа исходного ОВ в значительной степени затушено процессами катагенеза и последующего гипергенеза нефти.

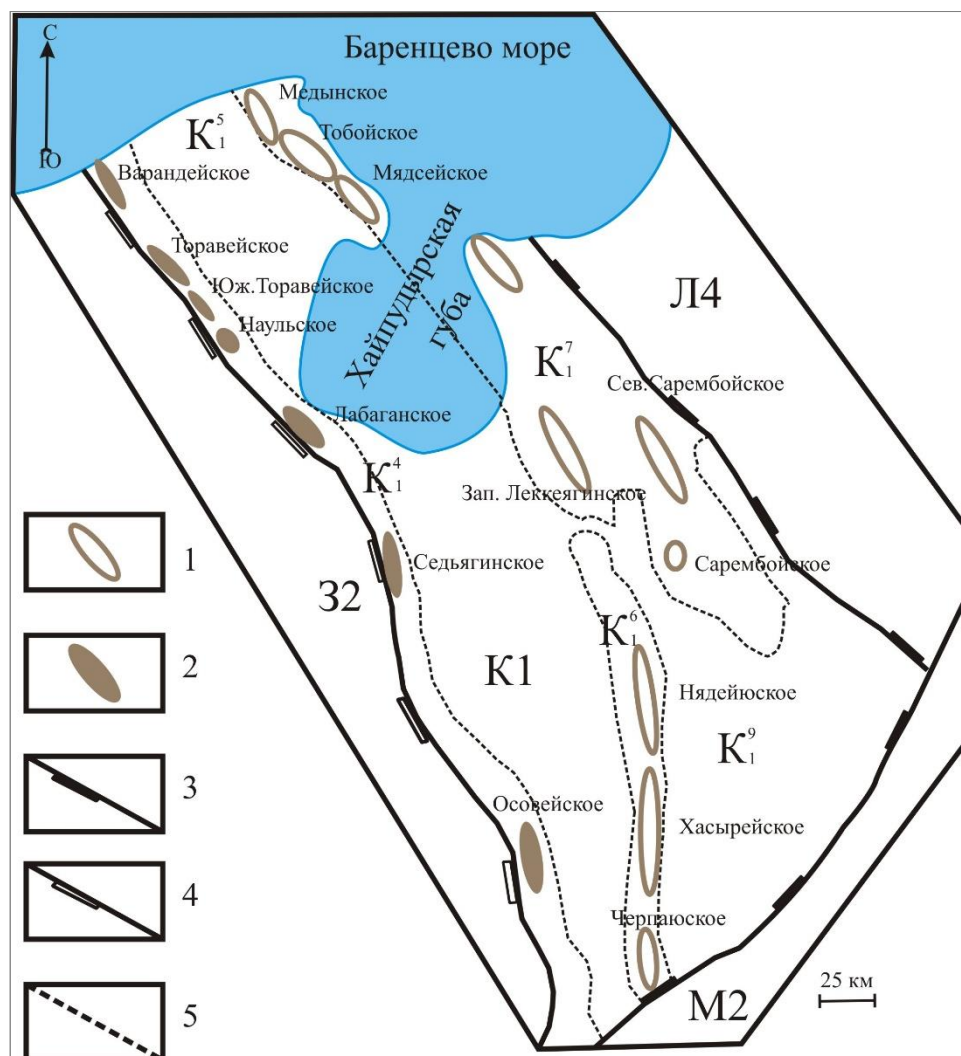


Рис. 1. Схема расположения месторождений, из скважин которых отобраны образцы для геохимических исследований (тектоническое районирование [Прищепа и др., 2011])

1 - месторождения Варандей-Адзвинской структурной зоны, 2 - месторождения вала Сорокина, 3 - 5 - границы тектонического районирования: 3 - надпорядковые, 4 - первого порядка, 5 - второго порядка. 32 - Хорейверская впадина; K_1 - Варандей-Адзвинская структурная зона: K_1^4 - вал Сорокина, K_1^5 - Морейская депрессия, K_1^6 - вал Гамбурцева, K_1^7 - Сарембой-Леккейягинская зона, K_1^9 - Верхне-Адзвинская депрессия; Л4 - Кортаихинская впадина, М2 - Гряда Чернышева.

Д.А. Бушнев отмечает, что состав нефтей пермско-триасовых отложений северной части вала Сорокина сформирован в результате смешения нескольких (минимум двух) исходных, генетически различных типов нефти [Бушнев, 1998]. Поступление первого из них произошло в результате вертикальной миграции из нижележащих отложений, дозаполнение ловушек нефтью иного типа, возможно, связано с процессом латеральной миграции со стороны Печорского моря. В промежутке между поступлением разнотипных флюидов нефти в сформированных залежах подверглись процессу биодеградации.

Ранее авторами установлено [Валяева, Рябинкина, Бушнев, 2020], что на Лабаганском месторождении нефти из отложений D1l и C1t относятся к единому генотипу – ордовикско-нижнедевонскому. Исходное ОВ нефтей – сапропелевое, накопление которого протекало в

субвосстановительной обстановке. Предполагается, что нефть мигрировала из отложений силура-нижнего девона в вышележащие отложения. Вследствие имевшей место биодеградациии достоверно определить генотип нефтей из отложений перми не представляется возможным. Однако по распределению полициклических углеводородов-биомаркеров удалось установить, что данные нефти имеют несколько иной состав исходного ОВ. Зрелость нефтей соответствует фазе начала «нефтяного окна» (МК₁-МК₂).

Таблица 1

Характеристика изученных месторождений

	Месторождение	Варандейское	Торавейское	Южно-Торавейское		Наульское	
Параметры	Возраст вмещающих отложений	P _{1a-s}	P _{1a-s}	P _{1a-ar}	*P _{1u}	C _{1v}	P _{1u}
	Тип залежи	массивная сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая
	Размеры залежи, км	10 x 2,2	13,2 x 3,3	5,8 x 2,3	4,6 x 2,2	2,8 x 1,2	8,5 x 1,5
	Высота залежи, м	45	106	55	47	34	80
	Тип коллектора	трещинно-поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
	Коэффициент пористости, %	10-17	-	19	25	20	23-27
	Литология	известняк	известняк	известняк	песчаник	песчаник	песчаник
	Площадь нефтеносности, км ²	2,1	29,3	8,2	7,2	0,3	-
	Плотность, г/см ³	0,901	0,902	0,905	0,902	0,858	0,990
	Содержание серы, %	2,16	>2	2,03	2,75	0,59	2,90
	Содержание парафинов, %	0,90	1,32	1,23	0,96	6,28	1,00
	Содержание смол и асфальтенов, %	12,80	16,94	14,10	14,80	10,58	18,70

* По современной стратификации уфимские терригенные отложения являются нижнепермскими.

При изучении РОВ и нефтей каменноугольных и девонских толщ месторождения Медыньское-море Г.Н. Гордадзе совместно с коллегами [Гордадзе и др., 2001] установлено, что «в образовании каменноугольных нефтей месторождения Медыньское-море (C_{2m}-C_{1s} – 1185-1300 м и C₁ – 1352-1450 м) принимало участие РОВ пород как каменноугольных, так и фаменских отложений; РОВ пород каменноугольных и фаменских отложений близко между собой и резко отличается от РОВ пород франского яруса; нефти, залегающие в каменноугольных и франских отложениях, имеют разное происхождение.

Распределение биомаркеров нефти франского яруса хорошо коррелирует с их распределением в силурийских нефтях других районов ТПП, в частности с нефтями

месторождений Хосолтинское (скв. 9, 3856–3966 м) и Варандейское (скв. 2, 4294–4322 м). Распределение биомаркеров нефтей турне и фамена коррелирует с таковым девонских нефтей ТПП – нефтей месторождений Береговое (скв. 35, 2772–2782 м), Ардалинское (скв. 21, 3265–3303 м), Северо-Хоседаюское (скв. 23, 2978–2980 м).

Результаты и обсуждение

В насыщенной фракции нефтей (за исключением скв. Наульская-51, в которой нефть подверглась микробиологическому окислению) обнаружены *n*-алканы состава C₁₁–C₃₄. Для них характерно одномодальное распределение с преобладанием в диапазоне *n*-C₁₁–*n*-C₁₈ (табл. 2, рис. 2). Относительная концентрация низкомолекулярных алканов состава *n*-C₁₁–*n*-C₁₈ варьирует от 58,30 до 81,17% (в расчете на сумму *n*-алканов). Далее наблюдается заметное уменьшение содержания средне- и высокомолекулярных *n*-алканов (на долю C₁₉–C₂₄ приходится 14,41–28,86%, C₂₅–C₃₄ - от 0 до 12,84%). Распределение алкановых УВ свидетельствует о накоплении исходного ОВ в морских условиях [Тиссо, Вельте, 1981; Генетическая связь..., 1985].

Следует отметить, что распределение алканов (а также показателей, рассчитанных по стеранам и гопанам) в нефти из скв. Наульская-52 аналогично распределению алканов в нефтях из отложений вала Гамбурцева и нефти Западно-Леккейягинского месторождения Сарембой-Леккейягинской зоны [Валяева, Бушнев, 2022], что может говорить о миграции данной нефти из нижележащих отложений силурийско-нижнедевонского комплекса.

Распределение $\alpha\beta\beta$ стеранов состава C₂₇–C₂₉ (в нефтях поздневизейского-раннепермского возраста) также подтверждает, что накопления исходного ОВ происходило в морских обстановках (рис. 3). Отмечается небольшое преобладание C₂₉-стерана над соседними гомологами: его относительная концентрация составляет 44–47%. Подобное распределение характерно для стерановых углеводородов нефтей из отложений верхнего девона ТПП [Бушнев и др., 2017]. Значение коэффициента нечетности высокомолекулярных *n*-алканов $K_{nc}C_{29} = 2 * C_{29} / (C_{28} + C_{30})$ не превышает единицу, что характерно для сапропелевого ОВ, формирование которого проходило в восстановительных условиях [Peters, Walters, Moldowan, 2005]. Вероятно, в раннем диагенезе исходное ОВ подверглось незначительной бактериальной переработке, на что указывает отношение стераны/гопаны (0,17–0,23).

Соотношение адиантана C₂₉ к гопану C₃₀ изменяется в широких пределах: от 0,34 до 1,41. Отношение $\Gamma_{29}/\Gamma_{30} > 1$ указывает на присутствие значительной доли карбонатной составляющей в исходных нефтематеринских породах [Clark, Philp, 1989], что подтверждается отношением диастеранов к регулярным стеранам (рис. 4).

Таблица 2

Геохимическая характеристика насыщенной фракции нефти

Скважина		Варандейская-4	Торавейская-21	Торавейская-22	Южно-Торавейская-33	Южно-Торавейская-35	Наульская-52	Наульская-51
Параметр								
Возраст вмещающих отложений		P _{1a-s}	C ₃	C ₃ +P _{1a-s}	P _{1a-ag}	P _{1u}	C _{1v}	P _{1u}
н-алканы и изопреноиды								
C ₁₁ -C ₁₈	на 100% алканов	81,17	58,30	58,88	61,91	85,59	59,02	-
C ₁₉ -C ₂₄		16,58	28,86	29,34	27,19	14,41	24,93	-
C ₂₅ -C ₃₄		2,25	12,84	11,78	10,90	0,00	16,05	-
Pr/Ph		1,15	1,08	1,06	1,00	1,10	1,08	-
(Pr+Ph)/(C ₁₇ +C ₁₈)		0,60	0,67	0,63	0,77	1,26	0,22	-
Pr/C ₁₇		0,53	0,61	0,57	0,66	0,98	0,16	-
Ph/C ₁₈		0,72	0,76	0,72	0,91	1,85	0,33	-
K _{нч} C ₂₉		-	0,98	0,96	0,97	-	0,87	-
CPI		1,48	0,98	0,95	0,98	-	1,03	-
Стераны и гопаны								
C ₂₇ , %		30	32	32	31	31	33	32
C ₂₈ , %		26	22	23	22	22	27	23
C ₂₉ , %		44	47	45	47	47	40	45
стераны/гопаны		0,17	0,17	0,18	0,18	0,21	0,12	0,23
диа/рег		0,55	0,44	0,39	0,45	0,50	0,70	0,45
Г29/Г30		1,41	1,39	1,38	1,38	1,30	0,63	0,34
Г35/Г34		1,03	1,12	1,07	1,07	1,18	0,44	1,22
20S/(20S+20R)		0,47	0,47	0,44	0,50	0,53	0,44	0,51
αββ/(αββ+ααα)		0,57	0,56	0,60	0,56	0,57	0,50	0,56
βα, %		9,99	7,09	6,80	8,36	7,19	8,31	8,70
22S/(22S+22R)		0,54	0,54	0,53	0,53	0,53	0,59	0,52
Ts/Tm		0,41	0,44	0,45	0,42	0,54	1,39	0,48
Ароматические и расчетные данные								
MPI-1		0,86	0,88	0,86	0,87	1,14	0,46	0,96
Ro, расчёт, %		0,89	0,90	0,88	0,89	1,05	0,65	0,95
4-MDBT/1-MDBT		3,47	3,61	3,56	3,60	2,09	2,93	2,37
T _{max} , расчёт, °C		440	441	441	441	433	438	435

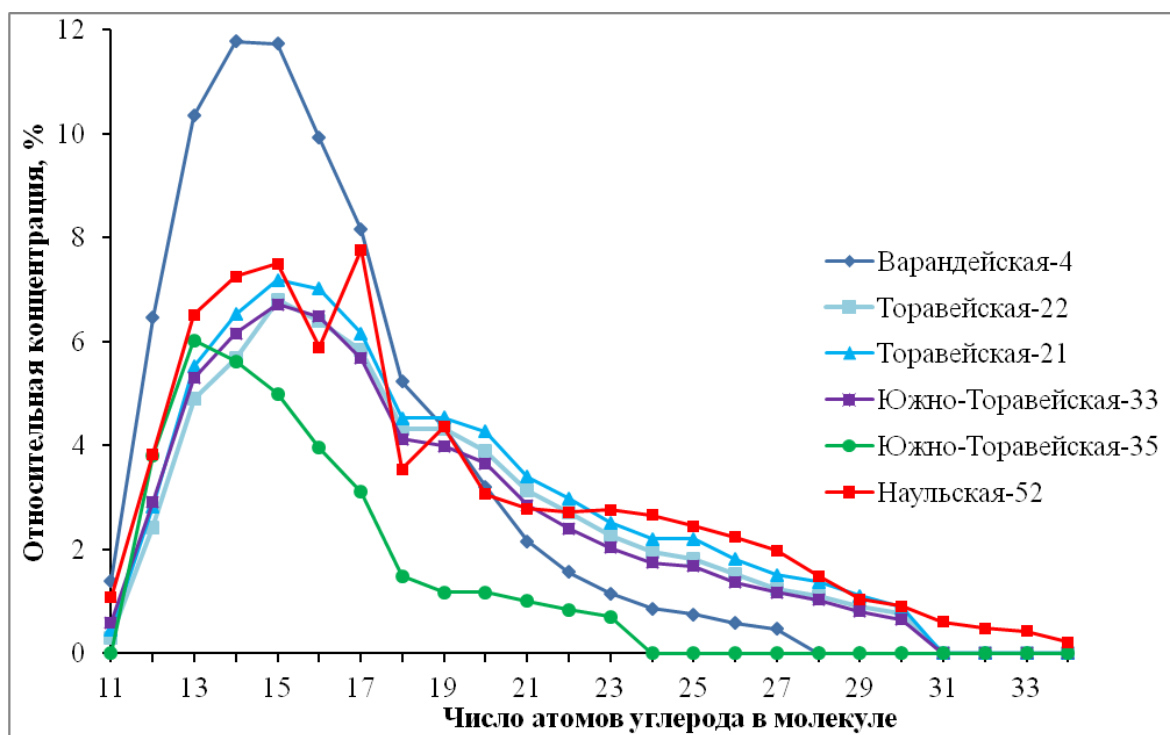


Рис. 2. Гистограмма распределения *n*-алканов в насыщенной фракции нефтей

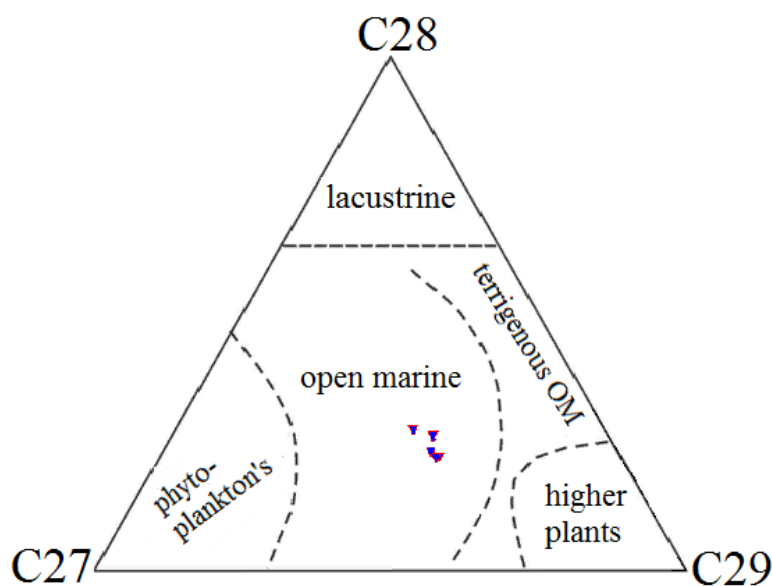


Рис. 3. Диаграмма относительного распределения изостеранов $C_{27}-C_{29}$

Значения коэффициента $(Pr+Ph)/(C_{17}+C_{18})$, а также отношений Pr/C_{17} и Ph/C_{18} в нефтях верхневизейско-нижнепермского комплекса практически идентичны и не превышают единицу. Для нефти из отложений нижневизейского терригенного НГК значения данных показателей низкие. Для нефти из ниже-верхнепермского терригенного комплекса значения этих показателей, наоборот, - высокие. Для всех нефтей отношение Pr/Ph - 1–1,15. Рассчитанное для гопанов соотношение $\Gamma_{35}(S+R)/\Gamma_{34}(S+R)$ превышает единицу (за

исключением нефти из скв. Наульская-52), что, по мнению В.А. Каширцева, указывает на существование морской восстановительной обстановки в диагенезе [Каширцев, 2003].

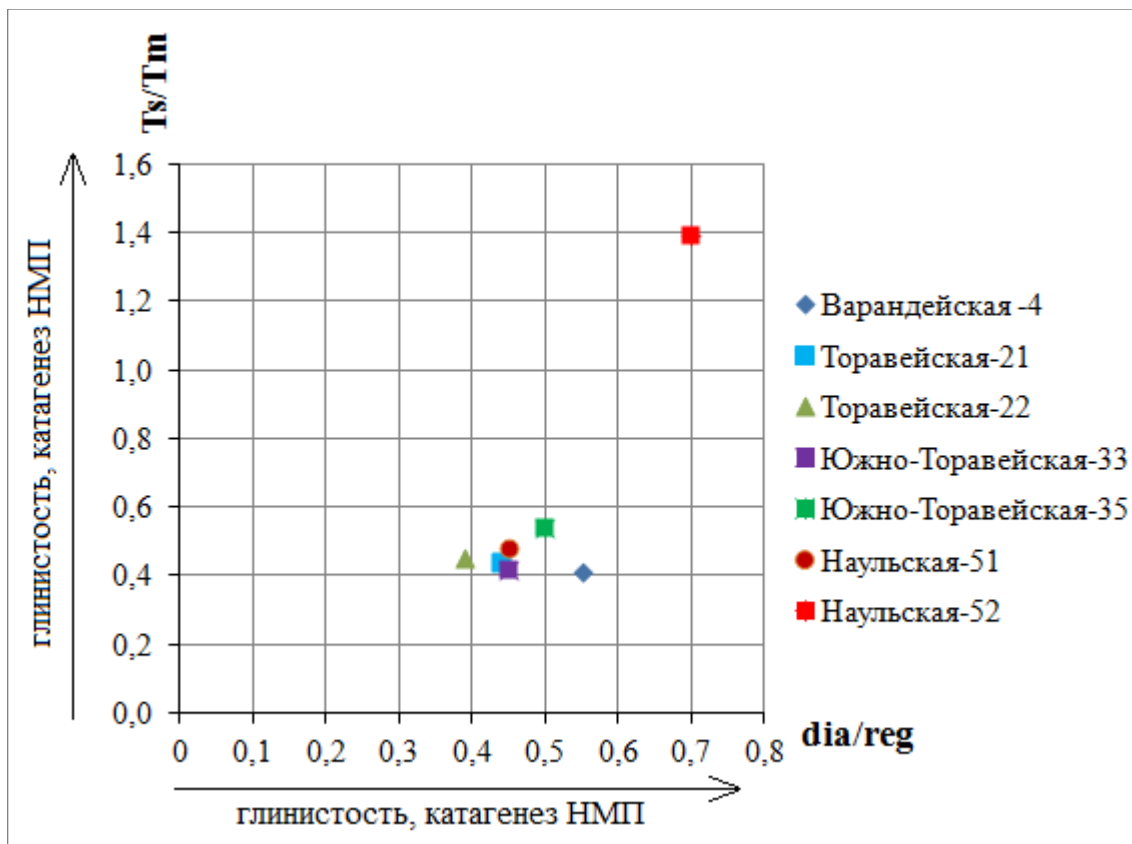


Рис. 4. Диаграмма корреляции биомаркерных параметров dia/reg и Ts/Tm

Коэффициент нечетности CPI (Carbon Preference Index) находится в интервале 1,03–1,48, что характеризует нефть как зрелую [Peters, Walters, Moldowan, 2005]. Соотношения стеранов $20S/(20S+20R)$ и $\alpha\beta/(\alpha\beta+\alpha\alpha)$ для УВ состава C_{29} изменяются в пределах 0,44–0,53 и 0,50–0,60 соответственно, что указывает на катагенетическую преобразованность до градации МК₂ ($R_o \sim 0,60$ –0,75%). Оценка катагенеза по стерановым параметрам зрелости согласуется с данными по гопанам. Значения отношения $22S/(22S+22R)$, рассчитанные для C_{31} гомогопана, достигают равновесных величин 0,53–0,59. $17\alpha H$ -22,29,30-трисноргопан (Tm) и $18\alpha H$ -22,29,30-триснорнеогопан (Ts) также принято рассматривать в качестве показателя зрелости нефтей. Отношение Ts/Tm составляет 0,41–0,54. Исключением является нефть из скв. Наульская-52, для нее Ts/Tm = 1,39.

В качестве показателей катагенеза также используют коэффициенты, рассчитанные по полиароматическим углеводородам: метилфенантреновый индекс ($MPI-1=1,5[(2-MP)+(3-MP)]/[P+(1-MP)+(9-MP)]$) и отношение метилдибензотиофенов (4-/1-MDBT). В 1986 г. исследователи [Radke, Welte, Willsch, 1986] разработали зависимость, позволяющую

соотнести значения MPI-1 с отражательной способностью витринита. Также М. Radke установлена корреляционная связь 4-MDBT/1-MDBT со значением T_{max} в пиролизе Rock-Eval [Radke, 1988]. Расчетные данные представлены в табл. 2. На основании проведенных расчетов по степени зрелости можно выделить две группы нефтей. Первая группа включает в себя нефти, залегающие в отложениях C_3 и $P_1(a-ar)$. Во вторую группу входят нефти, залегающие в отложениях уфимского яруса нижней перми. Их значительная биodeградация вполне могла повлиять на состав дибензотиофенов и фенантронов, тем самым исказив возможную интерпретацию зрелости по данным этих соединений.

Выводы

Исходное ОВ имеет сапропелевый характер, его накопление происходило в субвосстановительной и восстановительной обстановках в исходных нефтематеринских формациях со значительной долей карбонатной составляющей. Распределение стерановых углеводородов для нефтей из отложений C_3 - P_1 аналогично таковому для нефтей из отложений верхнего девона ТПП.

Нефть из отложений визейского возраста возможно генерирована ОВ силурийско-нижнедевонского комплекса. Предполагается, что нефть мигрировала из отложений силуранижнего девона в вышележащие отложения.

Показатели термической зрелости позволяют отнести нефти северной части вала Сорокина к нефтям главной фазы нефтеобразования. Вероятно, генерация нефтей происходила в породах, ОВ которых достигло градации катагенеза МК₂. Данные по ароматическим соединениям (фенантроны и дибензотиофены) вероятно искажены в случае сильно биодергадированных нефтей.

Аналитические исследования выполнены в ЦКП «Геонаука» ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН.

Исследования выполнены в рамках госзадания по теме 1021051101644-0-1.5.1.

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные критические замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению содержания статьи.

Литература

Антоновская Т.В., Зуйкова О.Н., Бабич Т.Ю. Тимано-Печорская провинция - форпост для разведки палеозойских углеводородных систем Баренцевоморского шельфа России // Neftegaz.RU offshore. - 2017. - № 5. - С. 58-69.

Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа. - Нарьян-Мар: ГУП НАО «НИАЦ», 2004. - 115 с.

Бушнев Д.А. Геохимические условия формирования нефтей Варандей-Адзвинской зоны Печорского бассейна // Автореферат дис. на соиск. учен. степ. к. г.-м. н. - Сыктывкар, 1998. - 16 с.

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Валяева О.В., Деревесникова А.А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна // Геология и геофизика. - 2017. - Т. 58. - №3-4. - С. 410-422. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20170306>

Валяева О.В., Бушнев Д.А. Геохимическая характеристика нефтей из отложений нижнего палеозоя Варандей-Адзвинской структурной зоны Печорской синеклизы // Известия Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук. - 2022. - №2(54). - С. 30-40. DOI: <https://doi.org/10.19110/1994-5655-2022-2-30-40>

Валяева О.В., Рябинкина Н.Н., Бушнев Д.А. Углеводороды-биомаркеры нефтей Лабаганского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. - 2020. - №22(1). - С. 46-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.46-54>

Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей / В.В. Ильинская. - М.: Недра, 1985. - 160 с.

Гордадзе Г.Н., Зонн М.С., Матвеева И.А., Дзюбло А.Д. Геохимия рассеянного органического вещества пород и нефтей каменноугольных и девонских толщ месторождения Медыньское-море // Геология нефти и газа. - 2001. - №1. - С. 53-61.

Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. - Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. - 160 с.

Крайнева О.В., Губайдуллин М.Г. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Варандейского месторождения и оценка потенциальной экологической опасности сырой нефти // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. - 2013. - №3. - С. 14-23.

Ларская Е.С., Храмова Э.В., Загулова О.П. Генетические соотношения и трансформация циклических УВ битумов и нефтей отложений вала Сорокина // Геология нефти и газа. - 1989. - №3. - С. 38-44.

Мартюшев Д.А., Савенок О.В. Геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Варандейского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). - 2020. - №3. - С. 153-163.

Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено Распоряжением Министерства природных ресурсов России от 01.02.2016 №3-р), 2016. - 32 с.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и

нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т.6. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf

Темянюк М.Б., Соболев В.С., Васильева В.Ф., Щелованов Ю.С., Левичева Н.П., Злодеева Т.Б. Особенности состава и условия формирования тяжелых нефтей северо-востока Тимано-Печорской провинции // Аспекты генетических связей нефтей и органического вещества пород. - М.: Наука, 1986. - С. 106-109.

Tucco V., Velte D. Образование и распространение нефти. - М.: Мир, 1981. - 502 с.

Clark J.P., Philp R.P. Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin, Alberta // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. - 1989. - Vol. 37. - P. 401-416.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker Guide II. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history. 2nd ed. V. 2. - Cambridge: Cambridge University Press, 2005. - 1156 p.

Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Mar. Petrol. Geol. - 1988. - Vol. 5. - P. 224-236.

Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // Org. Geochem. - 1986. - Vol. 10. - P. 51-63.

Valyaeva O.V., Ryabinkina N.N., Bushnev D.A.

Institute of Geology FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar, Russia, valyaeva@geo.komisc.ru, nnryabinkina@gmail.com, boushnev@geo.komisc.ru

THE OIL GEOLOGY AND GEOCHEMISTRY OF SOROKIN SWELL PERMIAN AND CARBONIFEROUS FIELDS (TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE)

The results of geochemical studies concerning oils from Permian and Carboniferous fields of the Sorokin swell of the Varandey-Adzva structural zone of the Timan-Pechora petroleum province are presented. The reservoirs represented by carbonate of Carboniferous and Lower Permian age are characterized by good and medium reservoir properties - the type of reservoirs is mainly fractured- and secondary- pore. Based on our data, it was found that the oils were formed in the parent carbonate-clay strata with a significant contribution of algal source organic matter. It is likely that the Visean-age oil is generated by Silurian-Lower Devonian strata. The thermal maturity of the oils corresponds to the MK₂ gradation of the transformation of the rocks organic matter.

Keywords: oil field, Paleozoic strata, reservoir properties, oil geochemistry, Varandey-Adzva structural zone, Timan-Pechora petroleum province.

References

Antonovskaya T.V., Zuykova O.N., Babich T.Yu. *Timano-Pechorskaya provintsiya - forpost dlya razvedki paleozoyskikh uglevodorodnykh sistem Barentsevomorskogo shel'fa Rossii* [Timan-Pechora province - an outpost for exploration of the Paleozoic hydrocarbon systems of the Barents Sea shelf of Russia]. Neftegaz.RU offshore, 2017, no. 5, pp. 58-69.

Atlas neftegazonosnosti i perspektiv osvoeniya zapasov i resursov uglevodorodnogo syr'ya Nenetskogo avtonomnogo okruga [Atlas of petroleum potential and prospects for the development of hydrocarbon reserves and resources of the Nenets Autonomous Okrug]. Nar'yan-Mar: GUP NAO «NIATs», 2004, 115 p.

Bushnev D.A. *Geokhimicheskie usloviya formirovaniya neftey Varandey-Adz'vinskoy zony Pechorskogo basseyna* [Geochemical conditions for the formation of oils in the Varandey-Adzva zone of the Pechora basin]. Avtoreferat dis. na soisk. uchen. step. k. g.-m. n. - Syktyvkar, 1998, 16 p.

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Valyaeva O.V., Derevesnikova A.A. *Geokhimiya neftey pozdnego devona Timano-Pechorskogo basseyna* [Geochemistry of Late Devonian oils of the Timan-Pechora basin]. *Geologiya i geofizika*, 2017, vol. 58, no. 3-4, pp. 410-422. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20170306>

Clark J.P., Philp R.P. Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek basin, Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 1989, vol. 37, pp. 401-416.

Geneticheskaya svyaz' uglevodorodov organicheskogo veshchestva porod i neftey [Genetic connection between hydrocarbons of rocks organic matter and oils]. V.V. Il'inskaya Moscow: Nedra, 1985, 160 p.

Gordadze G.N., Zonn M.S., Matveeva I.A., Dzyublo A.D. *Geokhimiya rasseyannogo organicheskogo veshchestva porod i neftey kamennougol'nykh i devonskikh tolshch mestorozhdeniya Medynskoe-more* [Geochemistry of dispersed organic matter of rocks and oils of the Carboniferous and Devonian strata of the Medyn-Sea field]. *Geologiya nefi i gaza*, 2001, no. 1, pp. 53-61.

Kashirtsev V.A. *Organicheskaya geokhimiya naftidov vostoka Sibirskoy platformy* [Organic geochemistry of naphthides from the east of the Siberian Platform]. Yakutsk: YaF Izd-va SO RAN, 2003, 160 p.

Krayneva O.V., Gubaydullin M.G. *Geologo-fizicheskaya kharakteristika produktivnykh plastov Varandeynskogo mestorozhdeniya i otsenka potentsial'noy ekologicheskoy opasnosti syroy nefi* [Geological and physical characteristics of the productive levels of the Varandey field and assessment of the potential environmental hazard of crude oil]. *Vestnik Severnogo (Arkticheskogo) federal'nogo universiteta. Seriya: Estestvennye nauki*, 2013, no.3, pp. 14-23.

Larskaya E.S., Khramova E.V., Zagulova O.P. *Geneticheskie sootnosheniya i transformatsiya tsiklicheskih UV bitumov i neftey otlozheniy vala Sorokina* [Genetic relationships and transformation of cyclic HC bitumens and oils from the Sorokin swell strata]. *Geologiya nefi i gaza*, 1989, no. 3, pp. 38-44.

Martyushev D.A., Savenok O.V. *Geologicheskie osnovy dlya proektirovaniya i analiza tekushchego sostoyaniya razrabotki Varandeynskogo mestorozhdeniya* [Geological bases for designing and analyzing the current state of the development of the Varandey field]. *Nauka. Tekhnika. Tekhnologii (politekhicheskiy vestnik)*, 2020, no. 3, pp. 153-163.

Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu Klassifikatsii zapasov i resursov nefi i goryuchikh gazov. Utverzhdeno Rasporyazheniem Ministerstva prirodnikh resursov Rossii ot 01.02.2016 №3-r) [Guidelines for the application of the classification of reserves and resources of oil and combustible gases (approved by the Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 01.02.2016 No. z-p)]. 2016, 32 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The biomarker guide II. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. 2nd ed. V. 2. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 1156 p.

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. *Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegazogeologicheskom rayonirovanii Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii* [The Timan-Pechora petroleum province - new tectonical insight]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2011, vol. 6, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf

Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Mar. Petrol. Geol.*, 1988, vol. 5, pp. 224-236.

Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Org. Geochem.*, 1986, vol. 10, pp. 51-63.

Temyanko M.B., Sobolev B.C., Vasil'eva V.F., Shchelovanov Yu.S., Levicheva N.P., Zlodeeva T.B. *Osobennosti sostava i usloviya formirovaniya tyazhelykh neftey severo-vostoka Timano-Pechorskoy provintsii* [Features of the composition and formation conditions of heavy oils in the north-east of the Timan-Pechora province]. *Aspekty geneticheskikh svyazey neftey i organicheskogo veshchestva porod*. Moscow: Nauka, 1986, pp. 106-109.

Tisso V., Vel'te D. *Obrazovanie i rasprostraneniye nefi* [Formation and distribution of oil]. Moscow: Mir, 1981, 502 p.

Valyaeva O.V., Bushnev D.A. *Geokhimicheskaya kharakteristika neftey iz otlozheniy nizhnego paleozoya Varandey-Adz'vinskoy strukturnoy zony Pechorskoy sineklizy* [Geochemical characteristics of oils from the Lower Paleozoic strata of the Varandey-Adzva structural zone of the Pechora syncline]. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya Rossiyskoy akademii nauk*, 2022, no. 2(54), pp. 30-40. DOI: <https://doi.org/10.19110/1994-5655-2022-2-30-40>

Valyaeva O.V., Ryabinkina N.N., Bushnev D.A. *Uglevodorody-biomarkery neftey Labaganskogo mestorozhdeniya Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii* [Biomarkers hydrocarbon of oils from the Labagan field of the Timan-Pechora petroleum province]. *Georesursy*, 2020, no. 22(1), pp. 46-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.46-54>

© Валяева О.В., Рябинкина Н.Н., Бушнев Д.А., 2022

