

УДК 553.982.2

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА (*Западная Сибирь*)

Е.А. Фурсенко^{1,2}, А.Э. Конторович^{1,2}, Е.А. Костырева¹, Н.Л. Падалко¹,
А.П. Родченко^{1,2}, С.В. Рыжкова^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

²Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия

Баженовский горизонт является основной нефтепроизводящей толщей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в которой одновременно аккумулированы значительные ресурсы трудноизвлекаемого углеводородного сырья, что делает эту толщу уникальным объектом для исследований. В работе обобщена геохимическая информация о нефтях (39 проб) из залежей в баженовской и тутлеймской свитах. Сравнительный анализ изотопного состава углерода и геохимических показателей, рассчитанных по составу идентифицированных насыщенных и ароматических соединений (пристан/фитан, стераны C_{29}/C_{27} , гомогопаны C_{35}/C_{34} , трициклановый индекс, относительные концентрации дибензотиофенов), подтверждают единый аквагенный генотип исследованных нефтей и их генетическое родство с одновозрастным органическим веществом. Вместе с тем отмечается широкий диапазон изменения базовых физико-химических характеристик исследованных баженовских нефтей, которые обусловлены влиянием их фракционирования в ходе миграционных процессов.

Геохимия, нефть, баженовская свита, физико-химические свойства, углеводороды-биомаркеры, изотопный состав углерода, Западная Сибирь

GEOCHEMISTRY OF CRUDE OILS FROM THE BAZHENOV HORIZON (*West Siberia*)

E.A. Fursenko, A.E. Kontorovich, E.A. Kostyrev, N.L. Padalko, A.P. Rodchenko, S.V. Ryzhkova

The Bazhenov horizon is the main source rock stratum of the West Siberian petroleum province, which possesses significant resources of hard-to-recover hydrocarbons, making it a unique exploration target. The study summarizes geochemical data on crude oils (39 samples) collected from pools within the Bazhenov and Tutleima formations. A comparative analysis of the carbon isotope composition and geochemical parameters calculated from the composition of the identified saturated and aromatic compounds (pristane/phytane, C_{29}/C_{27} steranes, C_{35}/C_{34} homohopanes, tricyclane index, relative concentrations of dibenzothiophenes) confirm a common aquatic genotype of the studied oils and their genetic affinity to the organic matter of the same age. At the same time, significant variations in the main physical and chemical characteristics of the studied Bazhenov oils may be caused their fractionation during migration processes.

Geochemistry, crude oil, Bazhenov Formation, physical and chemical characteristics, hydrocarbon biomarkers, carbon isotope composition, West Siberia

ВВЕДЕНИЕ

Баженовский горизонт (J_3v-K_1b) является уникальной генерационно-аккумуляционной толщей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Конторович и др., 1975; Брэдучан и др., 1986; Рыжкова и др., 2018]. Геохимические исследования органического вещества и нефтей баженовского горизонта выполнялись с конца 1950-х гг., первоначально в Центральной лаборатории Главтюменьгеологии и лаборатории Новосибирскгеологии, а затем в разные годы в лабораториях ведущих научно-исследовательских нефтегазовых геологических институтов и кафедр университетов этого же профиля (СНИИГ-ГиМС, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ, ИНГГ СО РАН, ВНИГНИ, ВНИИГаз, МГУ им. М.В. Ломоносова, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и др.). Свиты баженовского горизонта стали одним из первых объектов, на примере которого было начато изучение закономерностей распределения органического вещества (ОВ) и битумоидов в древних осадочных бассейнах (Ф.Г. Гурари, Н.П. Запивалов, А.Э. Конторович, В.Ф. Никонов, К.А. Черников, Г.П. Сверчков и др.). Спектр видов исследований органического вещества и литологии пород непрерывно расширялся. С 80-х годов XX столетия в него вошли изучение геохимии изотопов углерода и геохимии углеводородов-биомаркеров. Многолетние исследования показали, что баженовская свита является не только основной нефтепроизводящей толщей Западной Си-

бири [Конторович и др., 1967, 1975], но и одновременно газонефтеносной с огромными прогнозными ресурсами нефти и растворенного в ней газа.

Промышленная нефтеносность баженовской свиты была предсказана Ф.Г. Гурами [1961]. Этот прогноз получил подтверждение в Правдинской нефтеразведочной экспедиции Главтюменьгеологии (Ф.К. Салманов, Г.Р. Новиков, А.В. Тянь) [Новиков и др., 1970]. На начало 2023 г. в баженовском горизонте (баженовская и тутлеймская свиты) было открыто более 180 нефтяных залежей на 92 месторождениях. По оценкам ЗапСибНИГНИ, СНИИГТИМСа, ИНГГ СО РАН, баженовская свита содержит огромные ресурсы углеводородов. Высокие перспективы ее нефтегазоносности уже более полвека вызывают неослабевающий научный и поисково-разведочный интерес к этому объекту.

Исследования состава нефтей из залежей в баженовской свите начались с момента получения их первых притоков на Салымском и Правдинском месторождениях (1967—1968 гг.). На сегодняшний день детально изучены и реконструированы палеогеография и палеоландшафты времени накопления баженовского горизонта [Казаринов, 1958; Конторович и др., 1975, 2013, 2016; Булыньникова и др., 1978; Эдер и др., 2015], на значительном аналитическом материале установлен аквагенный фациально-генетический тип баженовских нефтей, показаны и реконструированы их генетическое родство с автохтонными и аллохтонными битумоидами вмещающих отложений [Конторович и др., 1967, 1985а, 1985б, 1991; Гурами, Гурами, 1974; Арефьев и др., 1980; Климушина, Гусева, 1980; Kontorovich et al., 1993; Лопатин и др., 2000; Петров, 1994; Peters et al., 1993; Гончаров и др., 2016].

Собранный и полученный в ИНГГ СО РАН аналитический материал позволяет дать максимально полную на сегодня характеристику геохимии нефтей баженовского горизонта.

МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Объектами исследования в настоящей работе являются нефти из залежей баженовской (35 проб) и тутлеймской (4 пробы) свит, которые отбирались в разные годы при испытаниях поисковых и разведочных скважин Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 1; табл. 1). Большинство исследованных нефтей отобрано на месторождениях Среднего Приобья (Среднеобская и Фроловская нефтегазоносные области (НГО)).

Единичные пробы представляют залежи баженовской свиты Надым-Пурской (скв. Вэнгайхинская-37, -38, Известинская-704, Южно-Таркосалинская-150) и Пур-Тазовской НГО (скв. Заполярная-77, Йохтурская-500). Баженовские нефти южных районов представлены пробами, отобранными на территории Каймысовской НГО (скв. Баклянская-3, Восточно-Моисеевская-1, Крапивинская-196, Саймовская-1, Южно-Фестивальная-1). На западе провинции, в пределах Красноленинской НГО, изучены четыре пробы нефтей из залежей тутлеймской свиты (скв. Каменная-555, Мало-Атлымская-3, Назымская-21, Рогожниковская-712).

Физико-химические свойства (плотность, вязкость, содержание серы и парафинов, фракционный состав) нефтей изучены соответствующими стандартными методами. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) нефтей определялся в разные годы на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific) в Томском филиале СНИИГТИМСа (в настоящее время Томский филиал ИНГГ СО РАН), результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB. Погрешность изотопных исследований не превышает 0.5 ‰.

Информация о составе и распределении углеводородов-биомаркеров получена в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) насыщенной (Me-Nn) и ароматической (Nn-Ar) фракций нефтей и конденсатов. УВ фракции выделены из дистиллятов исследованных проб с температурой начала кипения более 200 °С методом жидкостной адсорбционной хроматографии [Современные..., 1984; Петров, 1984, 1986]. Алканы нормального и изопреноидного строения в Me-Nn фракциях определялись методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ) на хроматографе «Маэстро» (Agilent Technologies 7820A GC System) с пламенно-ионизационным детектором, кварцевой капиллярной колонкой HP5 в режиме линейного программирования температуры с гелием в качестве газа-носителя. Идентификация индивидуальных соединений осуществлялась с привлечением компьютерной системы GC ChemStation. Высокомолекулярные насыщенные УВ-биомаркеры в Me-Nn и ароматические соединения в Nn-Ar фракциях изучены методом хроматомасс-спектрометрии (ХМС) на системе, включающей газовый хроматограф Hewlett Packard 5890 с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972A и компьютерной системой (ChemStation) регистрации и обработки информации HPG 1034. Идентификация анализируемых соединений осуществлялась по временам удерживания путем сравнения полученных масс-фрагментограмм с опубликованными данными [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984, 1986; Hughes, 1984; Philp, 1985; Radke, Willsch, 1994; Requejo et al., 1996], а также сопоставлением масс-спектров отдельных компонентов с имеющимися в библиотеке NIST-05. Для насыщенной фракции по масс-фрагментограммам

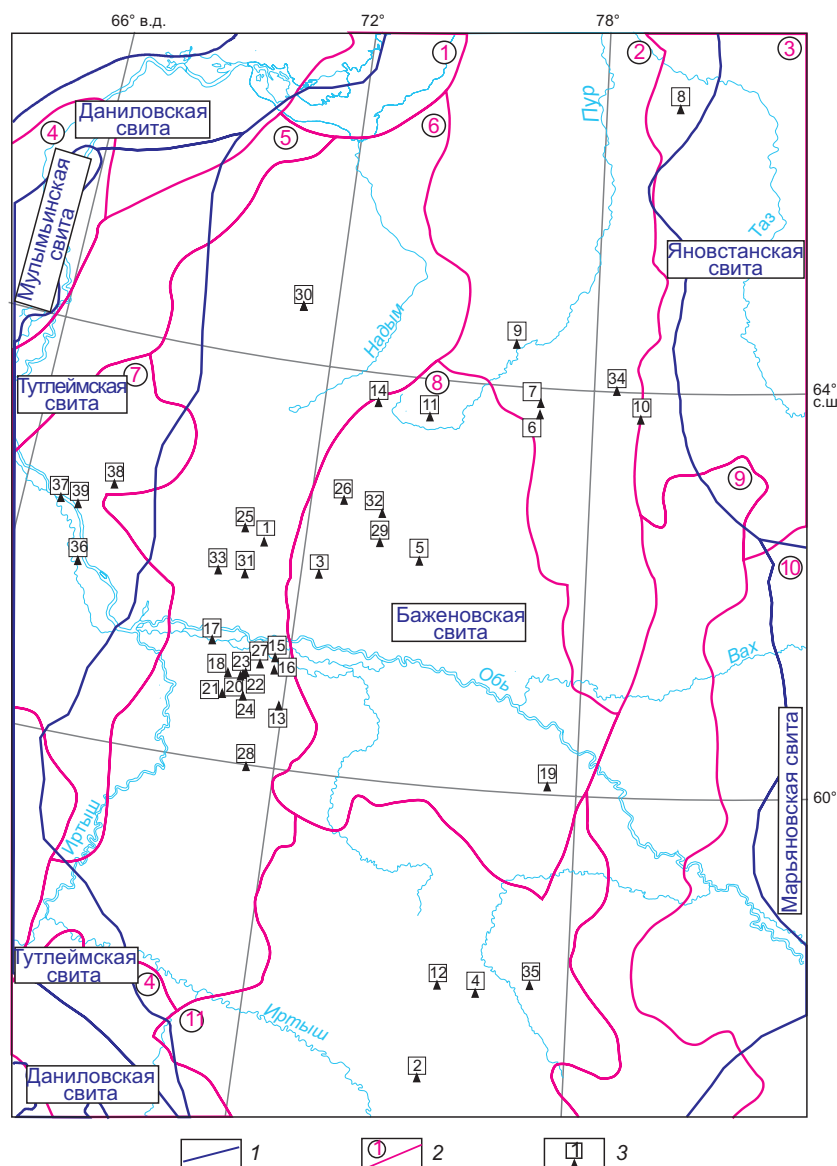


Рис. 1. Карта-схема расположения скважин, на которых отобраны пробы исследованных нефтей.

1 — фациально-стратиграфическое районирование баженовского горизонта (согласно [Рыжкова и др., 2018]); 2 — границы нефтегазоносных областей, принятые в ИНГГ СО РАН (1 — Ямалская; 2 — Надым-Пурская; 3 — Пур-Тазовская; 4 — Восточно-Уральская; 5 — Приуральская; 6 — Фроловская; 7 — Красноленинская; 8 — Среднеобская; 9 — Васюганская; 10 — Пайдугинская; 11 — Каймысовская); 3 — нефтегазоносные площади и скважины (1 — Айпимская-5; 2 — Баклянская-3; 3 — Вачимская-15; 4 — Восточно-Моисеевская-1; 5 — Восточно-Ягунская-253; 6 — Вэнгайхинская-37; 7 — Вэнгайхинская-38; 8 — Заполярная-77; 9 — Известинская-704; 10 — Йохтурская-500; 11 — Крайняя-2; 12 — Крапивинская-196; 13 — Крючковская-13; 14 — Мало-Пякутинская-500; 15 — Правдинская-1182; 16 — Правдинская-4004; 17 — Приобская-439; 18 — Приразломная-401; 19 — Саймовская-1; 20 — Салымская-248; 21 — Салымская-311; 22 — Салымская-559; 23 — Салымская-563; 24 — Салымская-83; 25 — Северно-Камынская-6; 26 — Северо-Конитлорская-295; 27 — Северо-Салымская-110; 28 — Соровская-1; 29 — Сорымско-Иминская-9; 30 — Среднехулымская-52; 31 — Студеная-1; 32 — Тевлинская-83; 33 — Туманная-642; 34 — Южно-Таркосалинская-150; 35 — Южно-Фестивальная-1; 36 — Каменная-555; 37 — Мало-Атлымская-3; 38 — Назымская-21; 39 — Рогожниковская-712).

m/z 217, 218 идентифицированы стераны, а по m/z 191 — трицикланы (хейлантаны), тетрацикланы, гопаны и моретаны. ХМС ароматических фракций проводилась в режиме записи характерных осколочных ионов m/z 178, 192 (фенантрен и его метилзамещенные), m/z 184, 198 (дифенилметан и его метилзамещенные), m/z 253 и 231 (моно- и триароматические стероиды). Относительные содержания индивидуальных соединений определены через отношение площади соответствующего пика к сумме площадей всех идентифицированных соединений данного типа, отдельно для насыщенной и ароматической фракций.

Физико-химические характеристики и изотопный состав углерода исследованных нефтей

№ НГО (см. рис. 1)	Нефтегазоносная площадь, № скв., глубина, м	Плотность, кг/м³	Вязкость кинематическая, мм²/с при 20 °С	Сера		Парафины, % на нефть	T _{н.к.} , °С	Фракционный состав, % на нефть			Групповой состав, % на нефть				δ ¹³ C, ‰
								< 200 °С	> 200 °С	углеводороды			смолы	асфаль- тены	
										Me-Nh	Nh-Ar	Сумма			
1	Айымская-5, 2837—2871	893	45.65	0.98	—	139	12	88	44.13	36.10	80.23	17.69	2.09	-30.8	
2	Баклянская-3, 2560—2594	890	122.52	1.38	—	66	6	94	34.45	31.63	66.08	31.98	1.94	-31.8	
2	Баклянская-3, 2545—2584	892	—	1.16	—	—	—	—	39.45	45.48	84.93	11.00	4.07	-31.2	
3	Вачимская-15, 2728—2732	909	62.51	3.96	—	96	10	90	29.46	37.47	66.94	31.88	1.19	-31.6	
3	Вачимская-15, 2742—2750	908	60.15	3.56	3.10	87	12	88	34.78	34.46	69.24	30.03	0.74	-30.6	
4	Восточно-Моисеевская-1, 2776—2788	898	135.54	0.82	—	70	15	85	34.16	30.66	64.81	27.16	8.02	-30.2	
5	Восточно-Ягунская-253, 2800—2820	843	6.65	0.58	—	54	30	70	60.63	31.08	91.71	8.02	0.27	-31.3	
6	Вэнгяхинская-37, 2790—2802	823	3.51	0.14	9.19	73	34	66	76.22	18.06	94.29	5.08	0.63	-27.5	
7	Вэнгяхинская-38, 2807—2825	857	—	0.32	3.00	—	—	—	50.90	36.80	87.70	12.30	0.00	-30.0	
8	Заполяная-77, 3599—3612	853	7.77	0.03	2.52	45	27	73	65.92	28.58	94.50	5.23	0.27	-31.6	
9	Известинская-704, 2907—2917	857	10.07	0.37	—	93	22	78	58.53	27.46	85.99	12.69	1.32	-30.5	
10	Йохурская-500, 3010—3020	811	2.99	0.08	—	70	46	54	76.23	20.23	96.46	3.40	0.14	-29.1	
11	Крайняя-2, 3086—3096	839	6.01	0.37	—	50	34	66	62.57	27.30	89.87	8.90	1.23	-30.0	
12	Крапивинская-196, 2664—2694	862	10.45	0.76	—	78	24	76	45.07	39.43	84.50	12.61	2.90	-31.8	
13	Крючковская-13, 2854—2881	879	20.73	1.18	2.33	110	14	86	49.68	36.84	86.52	12.50	0.98	-30.6	
14	Мало-Пикутинская-500, 3173—3183	863	17.10	0.66	3.06	75	24	76	45.04	40.29	85.33	14.08	0.59	-30.9	
15	Правдинская-1182, 2785—2945	863	7.55	0.75	2.29	60	26	74	49.8	37.1	86.89	12.2	0.9	-31.3	
16	Правдинская-4004, 2820—2832	833	6.04	1.10	—	60	30	70	59.40	30.79	90.19	9.45	0.36	-31.8	
17	Приобская-439, 2867—2925	861	14.54	0.82	—	75	20	80	55.66	28.50	84.16	13.98	1.86	-29.4	
18	Приразломная-401, 2865—2895	839	16.42	0.55	2.48	21	24	76	59.10	32.10	91.20	8.46	0.34	-30.2	
19	Саймовская-1, 2840—2848	854	10.74	0.41	—	72	24	76	59.23	29.68	88.91	10.87	0.21	-30.9	
20	Сальмская-248, 2982—3034	827	5.80	—	—	71	26	74	74.45	22.13	96.58	3.32	0.09	-31.1	
21	Сальмская-311, 2845—2900	857	13.48	0.52	—	90	15	85	56.98	31.95	88.93	10.51	0.56	-30.5	
22	Сальмская-559, 2794—2830	815	3.81	0.21	—	64	34	66	78.31	19.58	97.88	2.03	0.08	-30.7	
23	Сальмская-563, 2781—2815	828	5.32	0.37	3.88	61	32	68	76.78	19.69	96.47	2.71	0.81	-30.5	
24	Сальмская-83, 2813—2885	867	20.22	0.53	—	80	15	85	65.31	26.80	92.11	7.42	0.47	-30.5	
25	Северно-Камынская-6, 2870—2900	856	10.45	0.43	2.38	95	20	80	61.18	29.79	90.97	8.68	0.36	-30.1	
26	Северо-Конгилгорская-295, 2962—2973	846	5.89	0.63	3.00	57	26	74	70.92	20.69	91.61	7.95	0.44	-30.8	
27	Северо-Сальмская-110, 2838—2923	832	9.89	0.69	—	80	22	78	61.88	29.30	91.18	8.62	0.19	—	
28	Соровская-1, 2890—2902	889	40.96	0.88	—	158	8	92	54.11	27.93	82.04	15.38	2.58	-30.5	
29	Сорымско-Иминская-9, 2735—2748	846	8.33	0.81	—	50	26	74	53.88	34.26	88.14	11.35	0.51	-30.9	
30	Среднехулымская-52, 3354—3374	849	9.42	0.22	4.18	85	26	74	57.36	28.52	85.88	13.40	0.71	-30.0	

31	Студеная-1, 2873—2882	866	19.32	0.73	3.08	74	22	78	55.66	31.82	87.48	12.13	0.39	—30.5
32	Тевлинская-83, 2776—2804	858	10.96	0.48	—	60	24	76	56.22	29.30	85.53	13.26	1.22	—29.7
33	Туманная-642, 2840—2860	875	25.68	0.63	—	105	20	80	61.23	23.30	84.52	13.27	2.21	—30.5
34	Южно-Таркосалинская-150, 3245—3275	830	5.01	0.11	—	50	34	66	61.32	30.74	92.06	7.43	0.51	—31.5
35	Южно-Фестивальная-1, 2790—2820	894	118.77	0.92	—	75	15	85	36.88	38.44	75.32	23.75	0.93	—31.4
36	Каменная*, 555, 2318—2338	825	4.90	0.19	4.30	145	32	68	75.49	21.36	96.85	2.69	0.46	—30.2
37	Мало-Атлымская*, 3, 2367—2376	852	15.93	0.40	—	70	21	79	63.59	30.01	93.60	5.98	0.43	—30.4
38	Назымская*, 21, 2580—2596	841	8.06	0.23	2.00	85	26	74	64.22	28.17	92.39	7.13	0.48	—29.0
39	Рогожниковская*, 712, 2422—2456	853	8.29	0.32	—	112	22	78	63.69	28.18	91.87	6.76	1.37	—30.8

Примечание. $T_{\text{н.к.}}$ — температура начала кипения; углеводородные фракции: Me-Nh — метано-нафтеновая; Np-Ar — нафто-ароматическая; прочерк — данные отсутствуют.

* Пробы из залежей тулгемской свиты.

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

При интерпретации аналитических данных по геохимии баженовских нефтей все показатели их состава следует дифференцировать на четыре группы.

Первая группа: показатели, характеризующие исходное для нефтей баженовской свиты органическое вещество и физико-географические обстановки его захоронения, включая диагенез.

Вторая группа: показатели, характеризующие условия генерации нефти в конце прото- и в мезокатагенезе, т. е. в главной зоне нефтеобразования.

Третья группа — показатели, характеризующие деструкцию нефтей в позднем мезокатагенезе.

Наконец, *четвертая группа* показателей, крайне важная для понимания закономерностей размещения скоплений баженовской по генезису нефти, — это процессы первичной и вторичной миграции и аккумуляции нефти и ее дифференциации в ходе этих процессов. Теоретические исследования показали, что в силу уникальной литологии [Конторович и др., 2016] генерация нефти в баженовской свите приводит с неизбежностью к формированию вторичной пустотности—пористости за счет генерации огромной массы жидких и газообразных углеводородов, воды, сероводорода, аммиака (псевдофазовый переход) [Конторович и др., 2021], которая, в свою очередь, образует вторичные внутрибаженовские резервуары нефти и газа [Конторович и др., 2018а, 2018б]. При этом важно иметь в виду, что при современных температурах в пластовых условиях баженовская свита представляет собой не упругое, а пластичное тело. Огромные массы баженовской по генезису нефти мигрируют вверх по разрезу в меловые, а также вниз по разрезу в батские и верхнеюрские резервуары. Все эти процессы сопровождаются хроматографическими эффектами и фракционной дифференциацией мигрирующих нефтей [Трофимук, Конторович, 1965].

Перечисленные выше аспекты в разное время в теоретическом плане были рассмотрены Н.Б. Вассоевичем, А.А. Трофимук, А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым, И.И. Нестеровым, Ф.Г. Гурари, Ф.К. Салмановым, Б.А. Соколовым, Л.М. Бурштейном, А.В. Ступаковой, В.Р. Лившицем, Е.А. Рогозиной, А.С. Фомичевым и другими исследователями. Специалисты ИНГТ СО РАН продолжают эти исследования и в настоящее время.

Исходное для нефтей баженовской свиты органическое вещество и физико-географические обстановки его захоронения. Одной из важнейших особенностей фотосинтеза является фракционирование изотопов углерода, причем при фотосинтезе аквабионтов это фракционирование протекает эффективней, чем в аэробиионтах. Морское и озерное органическое вещество, если нет сноса органического вещества с суши, содержит больше изотопа углерода ^{12}C [Конторович и др., 1985а, 1985б; Федонкин, 2006]. Это полностью подтверждается и на органическом веществе, и в нефтях баженовской свиты. В таблице 1 представлена информация о физико-химических характеристиках и изотопном составе углерода исследованных баженовских нефтей, на рис. 2 приведена гистограмма изотопного состава углерода этих нефтей. Видно, что основная масса изученных нефтей обогащена изотопом углерода ^{12}C . Значения $\delta^{13}\text{C}$ в них в основной части выборки меняются в одномодальном интервале от -31.8 до -29.5 ‰ (среднее значение -30.6 ‰). Одномодальность и сжатость интервала разброса значений $\delta^{13}\text{C}$ следует рассматривать как указание на генетическое единство нефтей в выборке. Вне этого интервала находится лишь несколько образцов, причем максимальное значение $\delta^{13}\text{C}$ равно -27.5 ‰ (скв. Вэнгайхинская-37).

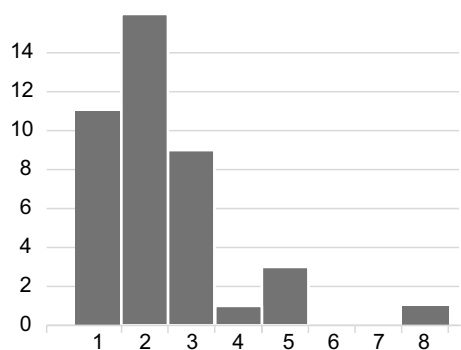


Рис. 2. Гистограмма распределения значений $\delta^{13}C$ в нефтях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП.

По оси абсцисс интервалы значений $\delta^{13}C$, ‰: 1 — менее -31.0; 2 — -31.0... -30.5; 3 — -30.5... -30.0; 4 — -30.0... -29.5; 5 — -29.5... -29.0; 6 — -29.0... -28.5; 7 — -28.5... -28.0; 8 — -28.0... -27.5. Здесь и далее: по оси ординат — количество проб нефтей в интервале.

Биомаркерные исследования подтверждают этот вывод. Известно [Hughes et al., 1994; Peters et al., 2005], что в мезозойском и кайнозойском рассеянном органическом веществе и дочерних нефтях надежными биомаркерными показателями фациальной обстановки накопления и захоронения органического вещества являются отношения концентраций стеранов C_{29}/C_{27} и соотношения между трицикланами разного молекулярного веса, например, трициклановый индекс I_{TC} [Конторович и др., 1999]. Для морских обстановок захоронения органического вещества и дочерних нефтей эти показатели должны быть меньше или близки к единице.

Соответствующая информация для стеранов C_{29} и C_{27} приведена в табл. 2 и показана на рис. 3. Как видно, абсолютное большинство нефтей баженовской свиты имеют значения отношения стераны C_{29}/C_{27} , не превышающее 1, и всего 2 образца имеют значение этого отношения несколько больше 1.0, но меньше 1.25 (среднее значение — 0.85). Все они образуют генетически единую выборку.

Отношение стераны C_{29}/C_{27} только в одном образце, отобранном в скв. Вэнгайхинской-37, равно 1.57, что указывает на иные (неморские) условия образования и захоронения исходного органического вещества. Заметим, что этот же образец выпадает из однородной выборки по величине $\delta^{13}C$.

Среди трицикланов в исследованных пробах преобладают УВ со средней длиной цепи (C_{23} — C_{26}) (в среднем 42.65 % на сумму трицикланов, диапазон изменения 20.87—49.60 %). В трицикланах с большей длиной цепи (C_{28} — C_{31}) их суммарная концентрация равна в среднем 33.41 % (диапазон изменения 20.87—49.60 %), а относительное содержание низкомолекулярных гомологов (C_{19} — C_{20}) невелико (в среднем 7.76 %, диапазон изменения 3.31—32.41 %). Для значений трицикланового индекса (I_{TC}) аналогичная информация приведена в табл. 2, а гистограмма его значений показана на рис. 4, из которого видно, что по величине I_{TC} баженовские нефти также образуют единую однородную выборку (среднее значение 0.40). Подавляющее количество образцов нефтей имеют значения I_{TC} меньше единицы, один образец имеет «ураганное» значение этого показателя — 3.11. Это ураганное значение также имеет нефть, отобранная в скв. Вэнгайхинская-37.

Это обстоятельство однозначно указывает на то, что вэнгайхинская нефть имеет иной источник, чем остальные изученные нефти баженовского горизонта. Природу этого явления мы обсудим ниже.

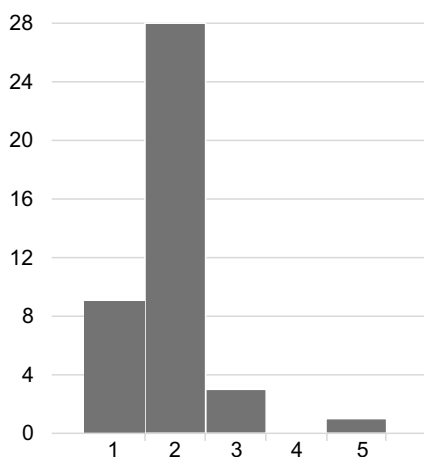


Рис. 3. Гистограмма распределения значений отношения стераны C_{29}/C_{27} в нефтях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП.

По оси абсцисс интервалы значений отношения стераны C_{29}/C_{27} : 1 — менее 0.75; 2 — 0.75—1.00; 3 — 1.00—1.25; 4 — 1.25—1.50; 5 — 1.50—1.75.

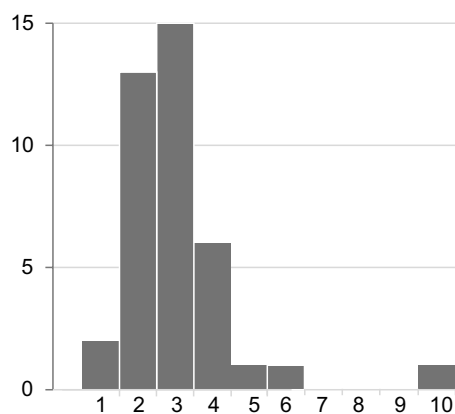


Рис. 4. Гистограмма распределения значений трицикланового индекса I_{TC} в нефтях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП.

По оси абсцисс интервалы значений трицикланового индекса I_{TC} : 1 — 0.1—0.2; 2 — 0.2—0.3; 3 — 0.3—0.4; 4 — 0.4—0.5; 5 — 0.5—0.6; 6 — 0.6—0.7; 7 — 0.7—0.8; 8 — 0.8—0.9; 9 — 0.9—1.0; 10 — более 1.0.

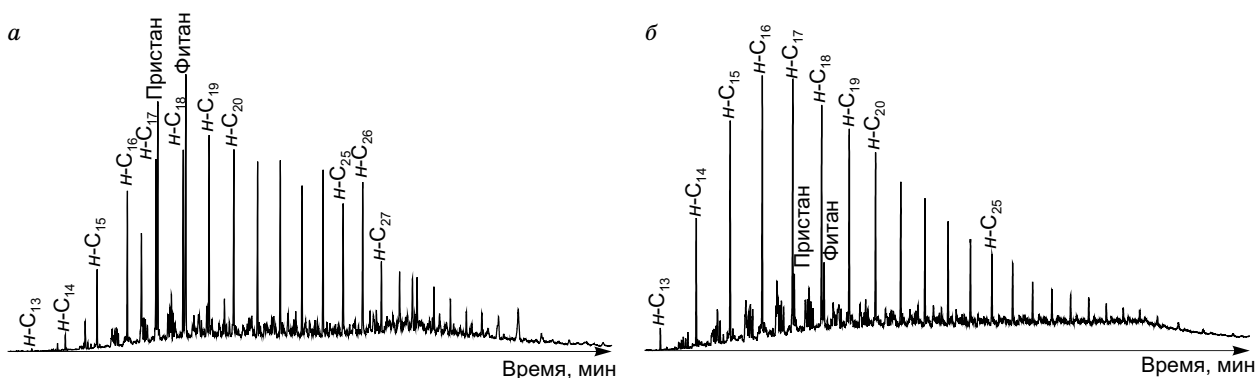


Рис. 5. ГЖХ-хроматограммы насыщенных фракций нефтей на примере проб Вачимской (скв. 15, 2728—2732 м) (а) и Салымской (скв. 248, 2982—3034 м) (б) площадей.

Распределение углеводородов в метано-нафтенowych фракциях исследованных нефтей. В Ме-Nn фракциях нефтей методом ГЖХ идентифицированы *n*-алканы C_{13} – C_{40} и ациклические изопренаны C_{13} – C_{25} (рис. 5). Распределение *n*-алканов в исследованных пробах одномодальное с максимумом концентрации на УВ со средней длиной цепи (n - C_{16} – n - C_{19}). Для половины исследованных проб (Среднее Приобье, западный и северный районы Западной Сибири) характерно монотонное снижение относительных концентраций *n*-алканов (после n - C_{max}) с ростом их молекулярной массы, типичное для зрелых нафтидов.

Соотношение между суммами концентраций идентифицированных *n*-алканов и ациклических изопренанов в отдельных нефтях меняется от 3.19 до 9.61, что показывает преобладание в исследованных нефтях насыщенных *n*-алканов над *изо*-алканами (см. табл. 2) [Петров, 1984; Peters et al., 2005].

Среди ациклических изопренанов в большинстве исследованных проб преобладают пристан (*изо*- C_{19}) и фитан (*изо*- C_{20}). В известинской, каменной, назымской, северо-камынской, сорымско-иминской и салымских нефтях максимум концентрации сдвинут на их легкий гомолог — *изо*- C_{16} .

Исследованные нефти характеризуются значениями отношения пристан/фитан в интервале от 0.71 до 2.81, в среднем 1.07 (см. табл. 2; рис. 5), что является признаком аквагенного ОВ и восстановительных условий при диагенезе нефтематеринского органического вещества [Петров, 1984; Тиссо, Вельте, 1981].

Выше отмечена относительно высокая концентрация стеранов в баженовских нефтях. Это означает, что важным компонентом живого вещества, липидный комплекс которого был источником баженовских нефтей, являлись эукариоты, т. е. водоросли, зоо- и фитопланктон [Петров, 1984; Peters et al., 2005]. В составе терпанов преобладают гопановые УВ (C_{27} – C_{35} , в среднем 69.96 % на сумму терпанов, диа-

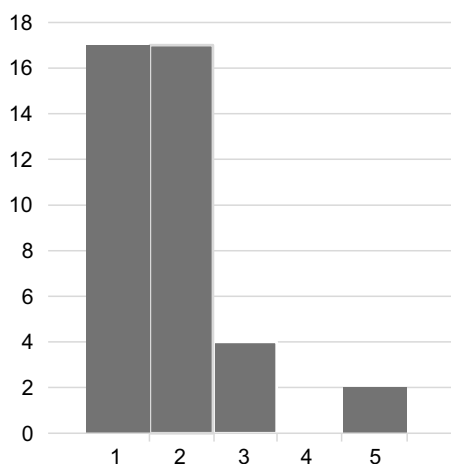


Рис. 6. Гистограмма распределения содержания серы в нефтях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП.

По оси абсцисс интервалы значений содержания серы, мас. %. 1 — 0.0—0.5; 2 — 0.5—1.0; 3 — 1.0—1.5; 4 — 1.5—2.0; 5 — более 2.

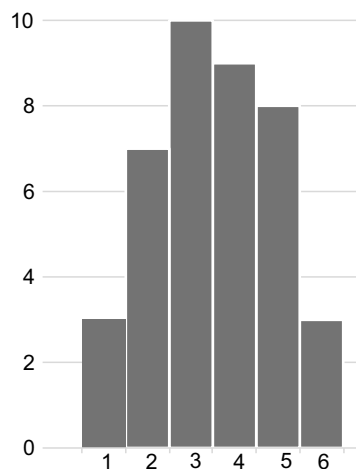


Рис. 7. Гистограмма распределения содержания дибензотиофенов в нефтях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП.

По оси абсцисс интервалы значений содержания дибензотиофенов (в % на сумму идентифицированных ароматов): 1 — 5—10; 2 — 10—20; 3 — 20—30; 4 — 30—40; 5 — 40—50; 6 — > 50.

Таблица 2.

Геохимические показатели по составу насыщенных фракций исследованных нефтей

№ НГО (см. рис. 1)	Нефтегазоносная площадь и № скв., глубина, м	Соотношения по составу n-алканов (nA) и ациклических изопрепанов (Iзо)				Стере- ны C ₂₉ /C ₂₇	I _{TC}	ДИ	Изомерные соотношения стеранов C ₂₉				Сте- раны/ Гопаны	Гомо- гопаны C ₃₃ /C ₃₄	Ts/Tm
		Пристан/ Фиган	K _{iso}	ΣnA/ ΣI _{iso}	CPI				20S/ (20S+20R)	ββ/ (αα+ββ)	20S/ 20R	ββ (20S+20R)/ αα20R			
1	Айтимская-5, 2837—2871	0.88	0.58	4.83	0.95	0.74	0.32	0.58	0.41	0.61	0.69	5.41	1.18	0.82	0.83
2	Баклянская-3, 2560—2594	1.06	0.95	3.50	0.97	0.65	0.29	0.91	0.41	0.56	0.71	4.26	1.40	1.08	0.43
2	Баклянская-3, 2545—2584	0.71	0.75	4.96	0.96	0.73	0.44	0.87	0.38	0.46	0.61	2.51	1.59	0.94	0.48
3	Вачимская-15, 2728—2732	1.01	0.69	4.63	0.91	0.67	0.28	0.81	0.39	0.40	0.63	1.95	2.25	1.35	0.35
3	Вачимская-15, 2742—2750	0.93	1.35	3.19	0.87	0.90	0.16	0.44	0.41	0.41	0.70	2.21	1.47	1.17	0.42
4	Восточно-Моисеевская-1, 2776—2788	0.95	0.57	5.19	0.93	0.85	0.26	0.75	0.40	0.55	0.67	3.79	0.98	0.82	1.39
5	Восточно-Ягунская-253, 2800—2820	0.95	0.64	4.71	0.95	0.97	0.20	0.42	0.45	0.54	0.82	4.33	0.94	1.01	0.90
6	Вэнгяхинская-37, 2790—2802	2.81	0.25	9.37	1.14	1.57	3.11	0.69	0.48	0.47	0.92	4.04	0.44	0.71	0.65
7	Вэнгяхинская-38, 2807—2825	1.06	0.60	7.76	1.08	0.62	0.22	0.78	0.46	0.60	0.84	2.80	0.67	0.78	1.21
8	Заполярная-77, 3599—3612	1.99	0.54	6.85	1.10	0.90	0.40	0.58	0.48	0.49	0.93	4.19	0.55	0.55	1.79
9	Известинская-704, 2907—2917	1.46	0.58	3.71	0.99	0.80	0.38	0.56	0.44	0.35	0.78	1.99	0.84	0.97	0.81
10	Йохтурская-500, 3010—3020	1.88	0.31	9.61	1.12	0.74	0.65	0.96	0.42	0.64	0.71	6.18	1.32	0.54	3.12
11	Крайняя-2, 3086—3096	1.45	0.73	4.35	0.98	0.89	0.25	0.74	0.46	0.52	0.84	5.01	0.81	0.75	1.15
12	Крапивинская-196, 2664—2694	1.02	0.61	4.86	0.92	0.77	0.34	0.70	0.40	0.58	0.66	4.22	1.45	0.92	0.79
13	Крючковская-13, 2854—2881	0.78	0.37	6.13	0.97	0.83	0.33	0.40	0.41	0.54	0.70	3.57	0.88	0.98	0.84
14	Мало-Пякутинская-500, 3173—3183	1.01	0.58	5.56	0.94	0.83	0.23	0.54	0.41	0.61	0.68	4.96	1.05	0.81	0.94
15	Правдинская-1182, 2785—2945	0.71	0.36	6.41	0.95	0.73	0.25	0.34	0.41	0.55	0.71	3.93	0.75	1.08	0.78
16	Правдинская-4004, 2820—2832	0.77	0.36	6.65	0.99	0.83	0.31	0.35	0.44	0.50	0.79	3.90	0.95	1.03	0.88
17	Приобская-439, 2867—2925	0.79	0.31	6.45	0.95	0.83	0.30	0.39	0.42	0.55	0.74	4.05	1.21	0.75	1.79
18	Приразломная-401, 2865—2895	0.74	0.30	7.56	0.96	1.09	0.34	0.45	0.42	0.51	0.72	3.60	1.56	0.84	3.59
19	Саймовская-1, 2840—2848	1.22	0.55	4.20	0.94	0.63	0.40	1.04	0.42	0.56	0.73	5.61	1.34	0.91	1.10
20	Салымская-248, 2982—3034	0.89	0.27	4.68	0.99	0.92	0.37	0.63	0.43	0.53	0.75	4.86	2.57	1.17	7.78
21	Салымская-311, 2845—2900	0.77	0.32	8.11	0.95	0.93	0.32	0.48	0.45	0.48	0.80	2.72	1.43	0.56	3.66
22	Салымская-559, 2794—2830	0.85	0.26	6.20	0.98	0.77	0.38	0.72	0.43	0.49	0.77	3.39	1.84	0.98	2.52
23	Салымская-563, 2781—2815	0.87	0.26	5.64	0.99	0.78	0.39	0.65	0.38	0.51	0.62	3.49	2.59	0.60	4.52
24	Салымская-83, 2813—2885	0.86	0.32	7.85	1.00	0.89	0.39	0.54	0.39	0.49	0.65	2.76	1.44	0.61	3.00
25	Северно-Камынская-6, 2870—2900	1.04	0.43	4.80	0.95	0.72	0.37	0.79	0.41	0.56	0.71	5.01	2.21	0.62	2.23
26	Северо-Конитгорская-295, 2962-2973	0.99	0.47	5.13	0.96	1.18	0.30	0.33	0.43	0.45	0.76	3.11	1.11	1.16	0.82
27	Северо-Салымская-110, 2838—2923	0.79	0.24	8.57	0.98	1.01	0.31	0.30	0.43	0.48	0.77	2.86	1.24	0.92	2.08
28	Соровская-1, 2890—2902	0.77	0.62	4.79	0.93	0.81	0.40	0.71	0.45	0.53	0.80	4.82	1.33	0.81	0.69

29	Сорымско-Иминская-9, 2735—2748	0.90	0.49	4.90	0.94	0.79	0.25	0.49	0.40	0.55	0.68	4.13	0.88	0.97	1.07
30	Среднехулымская-52, 3354—3374	1.52	0.52	6.09	1.01	0.82	0.38	0.98	0.42	0.57	0.73	4.70	1.20	0.49	2.29
31	Студеная-1, 2873—2882	0.79	0.41	6.15	0.94	1.00	0.26	0.34	0.45	0.59	0.82	5.71	0.91	0.96	1.77
32	Тевлинская-83, 2776—2804	1.10	0.53	5.21	0.95	0.75	0.30	0.80	0.43	0.54	0.77	4.99	1.44	0.64	1.65
33	Туманная-642, 2840—2860	0.85	0.39	7.42	0.97	0.93	0.26	0.56	0.40	0.46	0.68	2.64	1.74	0.50	3.72
34	Южно-Таркосалинская-150, 3245—3275	1.57	0.41	7.16	1.07	0.85	0.41	0.72	0.43	0.60	0.76	5.34	1.17	0.69	2.85
35	Южно-Фестивальная-1, 2790—2820	1.02	0.80	4.53	0.91	0.88	0.20	0.68	0.42	0.57	0.71	4.06	0.84	0.79	0.70
36	Каменная*, 555, 2318—2338	1.09	0.35	5.80	1.04	0.91	0.57	0.51	0.45	0.53	0.81	4.90	0.85	0.91	1.56
37	Мало-Атлымская*-3, 2367—2376	0.99	0.47	6.36	0.99	0.84	0.27	0.55	0.43	0.47	0.77	2.77	0.90	0.73	1.92
38	Назымская*-21, 2580—2596	1.18	0.38	5.66	1.00	0.76	0.41	0.88	0.45	0.51	0.81	4.90	1.71	0.80	3.97
39	Рогожниковская*-712, 2422—2456	1.02	0.41	6.48	1.01	0.86	0.43	0.56	0.44	0.49	0.77	4.07	1.32	0.91	3.09

Примечание. Индекс нечетности $CPI = 0.5 \cdot [(C_{25} + \dots + C_{33}) / (C_{26} + \dots + C_{34}) + (C_{25} + \dots + C_{33}) / (C_{24} + \dots + C_{32})]$, по [Тиссо, Вельте, 1981]; изопреноидный коэффициент $K_{iso} = (пристан + фитан) / (n-C_{17} + n-C_{18})$, по [Петров, 1984]; диастерановый индекс $DI = \beta\alpha / (\alpha\alpha + \beta\beta)$; трициклановый индекс $I_{TC} = 2 \cdot \sum \text{трицикланы} C_{19-20} / \sum \text{трицикланы} C_{23-26}$, по [Конторович и др., 1999]; $Ts/Tm = 17\alpha(H) 22,29,30\text{-трисноргопан} / 18\alpha(H) 22,29,30\text{-триснорнеогопан}$.

* Тутлеймская свита.

пазон изменения — 42.34—83.27 %). Далее в порядке убывания концентрации следуют трицикланы (хейланта-ны) C_{19} — C_{31} (в среднем 26.54 %, диапазон изменения 10.11—53.53 %), моретаны C_{29} — C_{32} (в среднем 2.73 %, диапазон изменения 0.46—6.06 %) и тетрациклические терпаны C_{24} — C_{27} , (в среднем 1.77 %, диапазон изменения 0.92—4.77 %). Среди гопанов преобладает гопан C_{30} (в среднем 23.93 % на сумму гопанов, диапазон изменения 15.35—31.85 %). Содержания адиантана (в среднем 14.53 % на сумму гопанов, диапазон изменения 9.47—21.97 %) и гомогопанов C_{31} (сумма S- и R-изомеров; в среднем 19.15 % на сумму гопанов, диапазон изменения 15.09—23.11 %) меньше по сравнению с гопаном C_{30} . Соотношение адиантан/гопан C_{30} (в среднем 0.46, диапазон изменения 0.24—0.92) соответствует накоплению исходного ОВ исследованных нефтей в осадочном бассейне с преимущественно терригенной седиментацией и нормальной соленостью вод [Петров, 1984, 1994; Peters et al., 2005], что типично для юрских нефтегазоматеринских толщ Западной Сибири [Конторович и др., 1975, 2013, 2019]. Концентрации гомогопанов (C_{31} — C_{35}) монотонно уменьшаются с ростом молекулярной массы. Наличие гопанов в нефтях указывает, что в живом веществе, породивших баженовские нефти организмов, значительную роль наряду с эукариотами играли прокариоты — бактерии и археи.

Выше мы рассмотрели параметры, характеризующие генетическую природу баженовских нефтей. Диагенетические превращения исходного органического вещества, которые затем проявляются в составе нефтей, наиболее четко фиксируются по содержанию серы и сероорганических соединений. Информация о содержании серы в изученных баженовских нефтях приведена в табл. 1 и показана на рис. 6.

Содержание серы в исследованных нефтях в зависимости от их фракционного и группового состава меняется в широких пределах — от 0.03 до 3.96 % (в среднем 0.51%). Преобладающее количество образцов нефти содержат до 1% серы (см. рис. 6). Концентрация серы в органическом веществе и затем в нефтях происходит в стадию диагенеза. Существует мнение, что в баженовском море в отдельные периоды имело место сероводородное заражение в форме мигрирующего сероводородного облака [Булыникова..., 1978]. Состав аренов и дибензотиофенов также позволяет выделить ряд биомаркерных индикаторов условий их образования [Radke et al., 1986, 1988; Конторович и др., 2004].

В баженовских нефтях сера концентрируется в содержащих гетероэлементы асфальтово-смолистых компонентах и ароматических соединениях — дибензотиофенах. Дибензотиофены составляют от 6.6 до 60.0 % на сумму идентифицированных аренов (в среднем 30.83 %) (рис. 7).

В подавляющем количестве образцов нефтей отношение дибензотиофены/сумма фенантронов и дибензотиофенов укладывается в диапазон от 0.3 до 0.5 (рис. 8).

Окислительно-восстановительную обстановку в осадках в диагенезе, как известно, характеризует также соотношение концентраций гомогопанов C_{35}/C_{34} . Большинство исследованных баженовских нефтей характеризуется высокими значениями отношения гомогопаны

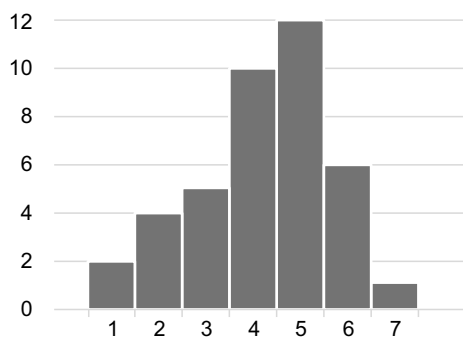


Рис. 8. Гистограмма распределения отношения содержаний дибензотиофенов к сумме фенантронов и дибензотиофенов в нефтях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП.

По оси абсцисс интервалы значений отношения содержаний дибензотиофенов к сумме фенантронов и дибензотиофенов: 1 — 0—0.1; 2 — 0.1—0.2; 3 — 0.2—0.3; 4 — 0.3—0.4; 5 — 0.4—0.5; 6 — 0.5—0.6; 7 — 0.6—0.7.

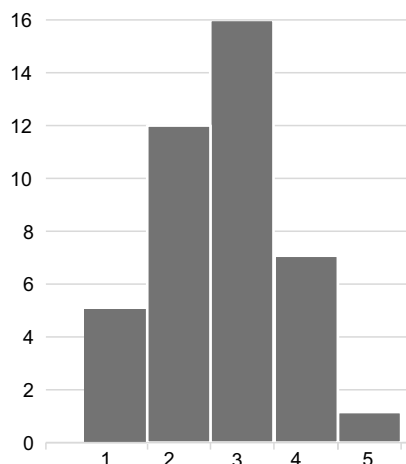


Рис. 9. Гистограмма распределения отношения содержаний гомогопана C_{35} к гомогопану C_{34} в нефтях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП.

По оси абсцисс интервалы значений отношения гомогопаны C_{35}/C_{34} : 1 — 0.4—0.6; 2 — 0.6—0.8; 3 — 0.8—1.0; 4 — 1.0—1.2; 5 — 1.2—1.4.

C_{35}/C_{34} (минимальные значения 0.5—0.6; в среднем 0.85) (см. табл. 2; рис. 9), что согласуется с преимущественно низкими значениями отношения пристан/фитан и указывает на умеренно и сильно восстановительные условия накопления нефтематеринского ОВ [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005]. Наиболее высокие значения отношения гомогопаны C_{35}/C_{34} (>1) характеризуют восточно-ягунскую, правдинскую, баклянскую, северно-конитлорскую и вачимскую нефти.

Среди изомерных групп стеранов регулярные структуры преобладают над диастеранами ($\beta\alpha$ -). Диастерановый индекс (ДИ) $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ в среднем равен 0.62 (диапазон изменения 0.30—1.04) (см. табл. 2). Высокие значения ДИ определены в саймовской (1.04) нефти, относительно повышено это соотношение (> 0.7) для баклянских, восточно-моисеевской, взгяхинской, вачимской, крапивинской, тевлинской, салымской, среднехулымской, назымской, северо-камынской, южно-таркосалинской и южно-фестивальной нефтей. Считается [Петров, 1984, 1994; Peters et al., 2005], что диастераны новообразуются из стероидных предшественников за счет изомеризации, катализаторами которой являются алюмосиликатные минералы. Следует отметить, что доля глинистой компоненты в баженовской свите увеличивается от центральных районов Западной Сибири к крайней периферии осадочного бассейна [Конторович и др., 1998, 2013; Эдер и др., 2015], что согласуется с локализацией большинства проб с высоким ДИ.

В таблице 2 помимо критериев фациально-генетического типа нефтей представлены углеводородные параметры зрелости исследованных нефтей: гопановый показатель Ts/Tm , изомерные соотношения стеранов C_{29} и др. Соотношения стеранов $20S/(20S+20R)$ (в среднем 0.43) и $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ (в среднем 0.52) изменяются в узком диапазоне и соответствуют термokatалитической зрелости ОВ главной зоны нефтеобразования (ГЗН) (см. табл. 2) [Peters et al., 2005]. Для большинства исследованных нефтей значения коэффициентов зрелости $20S/20R$ (K_1) и $\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ (K_2) [Петров, 1994] укладываются в интервалы, характерные для максимума ГЗН (в среднем 0.74 и 3.99 соответственно) (см. табл. 2). Минимальные значения этих показателей и отношения Ts/Tm установлены для нефтей Вачимовской площади — они соответствуют термokatалитическому преобразованию исходного ОВ начала ГЗН [Петров, 1994; Peters et al., 2005] и согласуются с высокими значениями

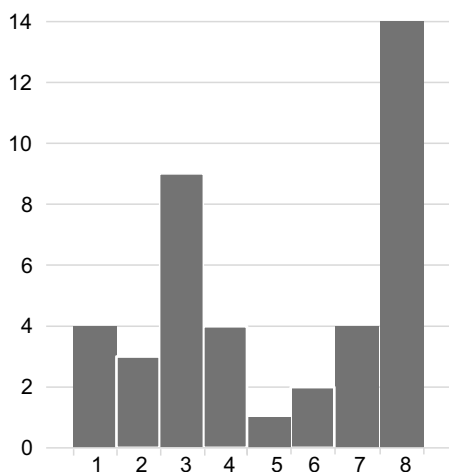


Рис. 10. Гистограмма распределения значений отношения концентрации гопанов Ts/Tm в нефтях баженовского горизонта Западно-Сибирской НГП.

По оси абсцисс интервалы значений Ts/Tm : 1 — 0.25—0.50; 2 — 0.50—0.75; 3 — 0.75—1.00; 4 — 1.00—1.25; 5 — 1.25—1.50; 6 — 1.50—1.75; 7 — 1.75—2.00; 8 — > 2.00.

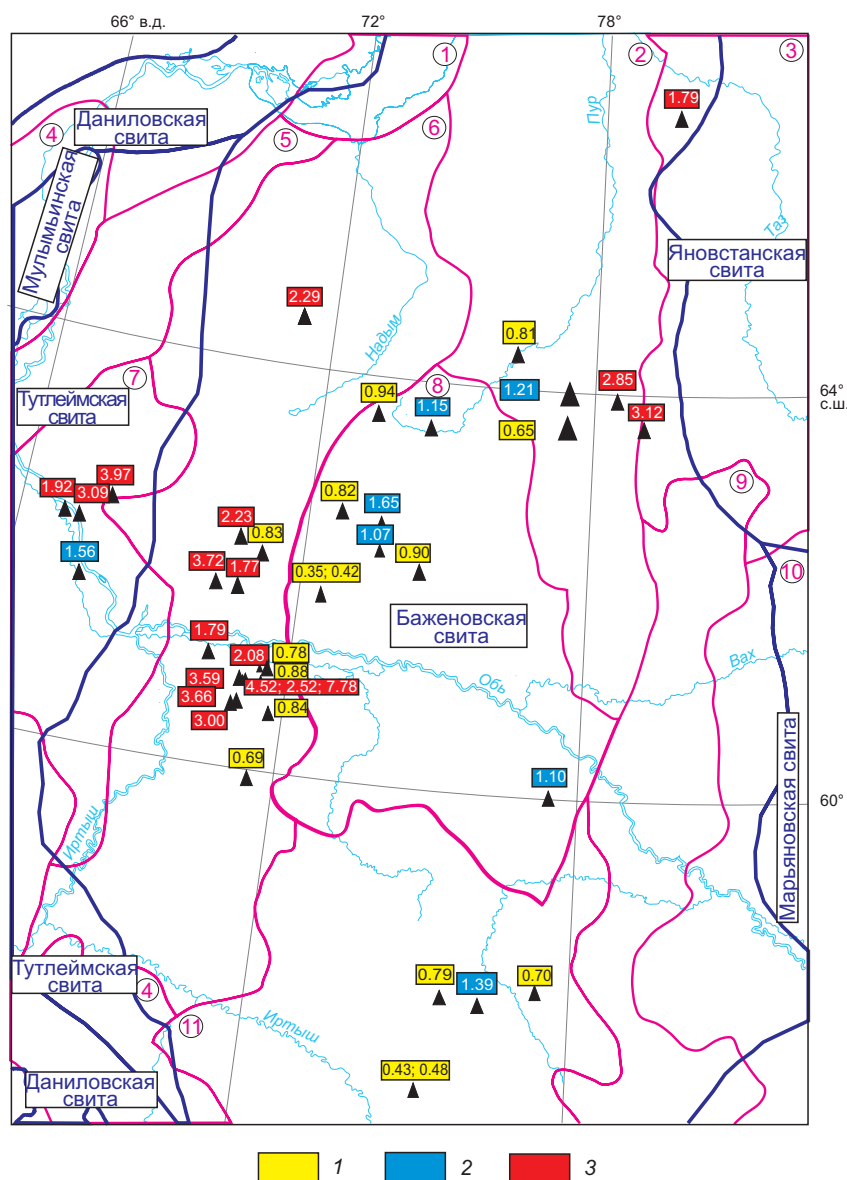


Рис. 11. Схематическая карта распределения значений T_s/T_m в нефтях баженовского горизонта.

Цветом показана градация значений T_s/T_m : 1 — < 1 ; 2 — $1.00\text{--}1.75$; 3 — > 1.75 ; числа — значения показателя. Здесь и на рис. 12: усл. обозн. для районирования и локализации скважин см. на рис. 1.

ями $K_{изо}$, отношений $пристан/n-C_{17}$ и $фитан/n-C_{18}$. Значения T_s/T_m для большинства исследованных проб соответствуют ГЗН (см. табл. 2) (в среднем 1.86) [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005]. Самые высокие значения T_s/T_m (> 2) наблюдаются для нефтей Южно-Таркосалинской, Йохтурской, Назымской, Приразломной, Рогожниковской, Северо-Камынской, Туманной, Среднехулымской, Северо-Салымской и Салымской площадей, что обусловлено их повышенной зрелостью.

В качестве показателя катагенетической преобразованности нефтей как суммарного результата катагенеза органического вещества нефтепроизводящих пород и затем нефтей выбран гопановый показатель T_s/T_m (среднее значение 1.86). По величине этого показателя баженовские нефти разделяются на две большие группы (рис. 10). В первой показатель отношения концентрации гопанов T_s/T_m имеет значения от 0.50 до 1.25, что отвечает главной зоне нефтеобразования, во второй значения этого отношения больше 1.75, что отвечает преобразованности нефтей до конечных градаций мезокатагенеза.

На рисунке 11 показаны пространственные закономерности изменения параметра T_s/T_m на территории распространения баженовского горизонта. Нефти первой группы сосредоточены в основном в Среднеобской и Каймысовской нефтегазоносных областях, где катагенез органического вещества от-

вечает главной зоне нефтеобразования. Нефти второй группы с высокими значениями T_s/T_m сосредоточены в зоне температурных аномалий во Фроловской НГО и северных районах Западно-Сибирской провинции, где имеет место повышенный катагенез ОВ и нефтей, вызванный большими глубинами залегания баженовской свиты.

Наконец, значения индекса нечетности $СРІ$ для n -алканов (в среднем 0.98, диапазон изменения 0.87—1.14) для большинства исследованных проб показывают (см. табл. 2), что зрелость ОВ, генерировавшего эти нефти, соответствует главной зоне нефтеобразования [Bray, Evans, 1961].

Из изложенного видно, что рассмотренные геохимические показатели однозначно указывают, что источником баженовских нефтей (как это и признает большинство исследователей) является уникально обогащенная органическим веществом карбонатно-кремнисто-глинистая толща баженовского горизонта, осадки которой захоронялись в обширном морском бассейне с восстановительной и резко восстановительной, вплоть до сероводородного заражения, обстановкой и преобразованы на территории баженовского горизонта до начала глубинного мезокатагенеза.

Выше были рассмотрены основные генетические факторы, контролирующие состав баженовских нефтей, которые были предопределены составом и типом нефтепроизводившего органического вещества, характером его диагенетических преобразований и уровнем катагенеза органического вещества и дочерних нефтей.

Все эти факторы указывали на генетическое единство баженовских нефтей и некоторые региональные закономерности в изменении их состава, контролируемые диагенезом и катагенезом. Однако, как мы уже отмечали выше, на физико-химические свойства, групповой и углеводородный состав баженовских нефтей серьезное влияние оказало фракционирование нефтей в результате их первичной миграции внутри баженовской свиты и вторичной миграции в перекрывающие и подстилающие резервуары. Именно эти факторы привели к разбросу значений физико-химических свойств. При описании этих свойств изученных нефтей была принята классификация, предложенная группой авторов [Конторович и др., 1975].

Физико-химические характеристики нефтей. Плотность исследованных нефтей составляет в среднем 857 кг/м^3 при широком диапазоне изменения ее значений от 811 до 909 кг/м^3 (см. табл. 1). Согласно принятой классификации, исследованные нефти западных (тутлеймская свита) и северных (баженовская свита) площадей, а также более половины проб Среднего Приобья относятся к легкому ($< 840 \text{ кг/м}^3$) и среднему ($840\text{—}880 \text{ кг/м}^3$) по плотности типам. Наиболее легкими в исследованной выборке ($< 830 \text{ кг/м}^3$) являются нефти Вэнгайхинской, Йохтурской, Каменной, Салымской и Южно-Тарко-салинской площадей (см. табл. 1). Часть баженовских нефтей Среднего Приобья (Айпимская, Вачимская, Соровская площади) и юго-востока Западной Сибири (Баклянская, Восточно-Моисеевская, Южно-Фестивальная площади) относятся к классу тяжелых ($880\text{—}892 \text{ кг/м}^3$).

Вязкость исследованных нефтей при температуре 20°C также изменяется в широком диапазоне: от 2.99 до $135.5 \text{ мм}^2/\text{с}$ и имеет сильную положительную корреляционную связь ($r = 0.71$) с плотностью.

Фракционный состав баженовских нефтей также существенно различается: содержание дистиллятов, выкипающих до 200°C , изменяется от 6 до 46 %. Тяжелые и вязкие нефти содержат меньше легких фракций (например, баклянская — 6 %; айпимская — 12; крючковская — 14; вачимские — 10 и 12; соровская — 8; туманная — 20 %) и температуры начала их кипения, как правило, выше (айпимская — 139°C ; крючковская — 110°C ; вачимские — 96 и 87°C ; соровская — 158°C ; туманная — 105°C), чем для легких и средних по плотности нефтей (салымские — $15\text{—}34\%$ и $61\text{—}80^\circ\text{C}$; восточно-ягунская — 30% и 54°C ; заполярная 27% и 45°C) (см. табл. 1).

Групповой и углеводородный состав баженовских нефтей. В составе исследованных нефтей содержание УВ меняется от 64.8 до 97.9 %. В максимальных количествах (около 95 % и выше) УВ фракции присутствуют в легких нефтях Вэнгайхинской, Каменной, Салымской площадей, а также в легких и средних по плотности нефтях северных районов (Заполярная и Йохтурская площади) (см. табл. 1). Относительно низкие концентрации УВ (около 80 % и менее) установлены в тяжелых и средних по плотности нефтях южных районов (Баклянской, Восточно-Моисеевская, Южно-Фестивальная площади) и в тяжелой нефти Вачимовского месторождения (Среднее Приобье).

В большинстве исследованных проб насыщенные УВ преобладают над ароматическими (см. табл. 1; рис. 12): при диапазоне значений отношения массы этих фракций от 0.79 до 4.22. Содержание парафинов в баженовских нефтях изменяется в узком интервале 2.0—4.1 % (см. табл. 1). Исключением является одна из проб Вэнгайхинской площади с содержанием парафинов 9.2 %.

Концентрации смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) изменяются в диапазоне от 2.12 до 35.19 % (в среднем 12.88 %), а соотношение между смолами и асфальтенами от 2.7 до 51.0. В легких и средних по плотности пробах САК значительно меньше, чем в тяжелых и вязких нефтях (см. табл. 1; рис. 12).

Приведенная информация о большом разбросе в значениях физико-химических характеристик, групповом и углеводородном составе баженовских нефтей при их генетическом единстве указывает на значительное фракционирование их состава при первичной и вторичной миграции.

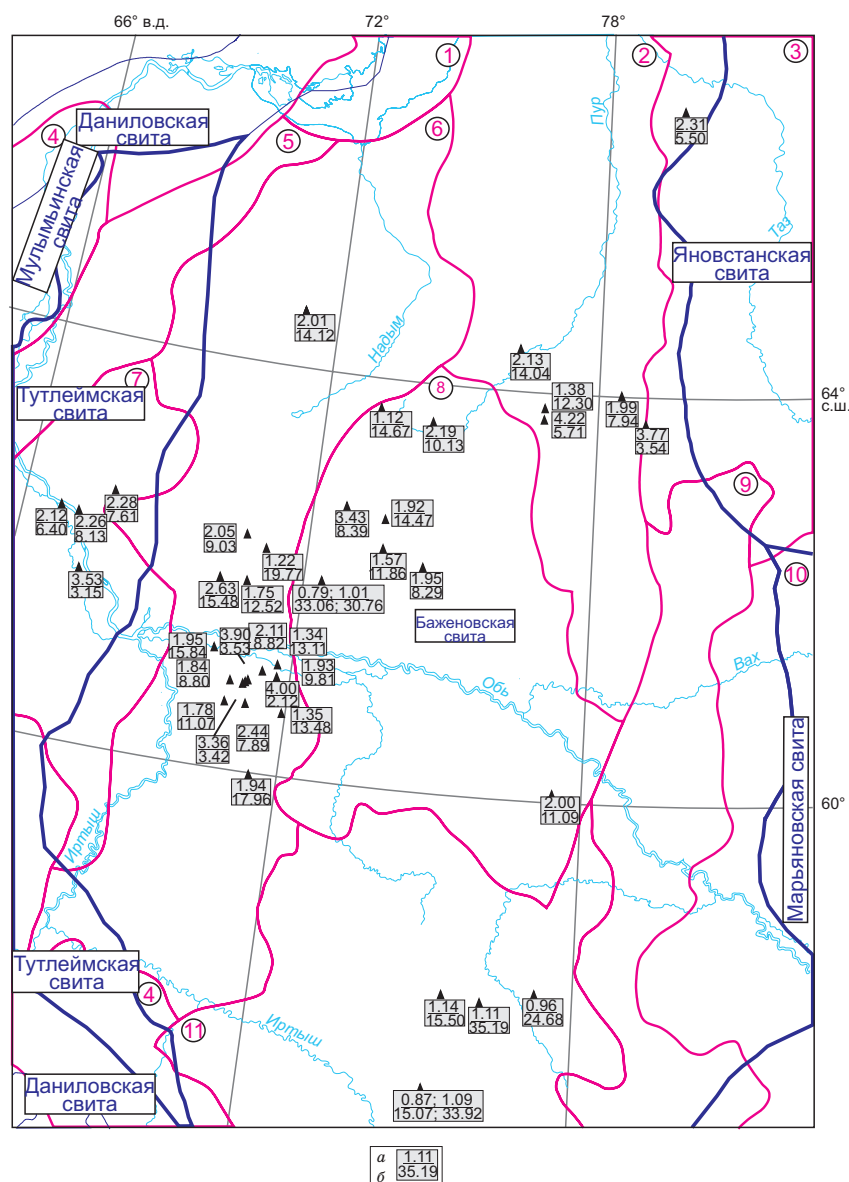


Рис. 12. Карта-схема распределения параметров группового состава исследованных нефтей.

a — отношение метано-нафтеновые УВ/нафтено-ароматические УВ; *b* — содержание смол и асфальтенов (% на нефть).

Существует мнение, что в баженовской свите могут в результате вертикальной миграции аккумулироваться нефти, мигрировавшие вертикально из палеозойских, нижнесреднеюрских и келловей-оксфордских отложений. Приведенные выше аналитические материалы позволяют однозначно принять такую природу только для парафинистой нефти, полученной из баженовской свиты в скв. Вэнгаихинская-37.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования сравнительно большой выборки нефтей из залежей баженовского горизонта (волга—нижний берриас) показало, что основная их масса представляет собой однородную, генетическую выборку нефтей, сформировавшихся из органического вещества прокариот (бактерии, археи) и простейших эукариот (водоросли, фитопланктон, зоопланктон), накапливавшихся в эпиконтинентальном морском бассейне с высокой биологической продуктивностью и восстановительным, иногда до сероводородного заражения, режимом в наддонных водах и осадках.

Генетическое единство этого вещества и дочерних нефтей доказывается изотопным составом углерода ($\delta^{13}\text{C}$), который меняется в одномодальном интервале от -31.8 до -29.5 ‰. В мезозойском и кайнозойском рассеянном органическом веществе и дочерних нефтях надежными биомаркерными по-

казателями фациальной обстановки накопления и захоронения органического вещества являются отношения концентраций стеранов C_{29} и C_{27} и трициклановый индекс I_{TC} .

Абсолютное большинство морских нефтей баженовской свиты имеют значения отношения стераны C_{29}/C_{27} , не превышающее 1, и всего 2 образца имеют значение этого отношения несколько больше 1.0, но меньше 1.25. Все они образуют генетически единую выборку. По величине I_{TC} баженовские нефти также образуют однородную выборку. Подавляющее количество образцов нефтей имеют значения I_{TC} меньше 1.0, три нефти имеют значение этого показателя от 1.00 до 1.25.

Содержание серы в нефтях баженовского горизонта меняется в широких пределах — от 0.03 до 3.96 %. Преобладающее количество образцов нефти содержат до 1% серы. Концентрация серы в органическом веществе и затем в нефтях происходит в стадию диагенеза. Вполне естественно предположение, что в баженовском море в отдельные периоды имело место сероводородное заражение в форме мигрирующего сероводородного облака. В баженовских нефтях сера концентрируется в асфальто-смолистых компонентах и дибензотиофенах. Дибензотиофены составляют от 6.6 до 60.0 % на сумму идентифицированных аренов. В подавляющем количестве образцов нефтей дибензотиофены составляют от 30 до 60 % от суммы фенантронов и дибензотиофенов.

При генетическом единстве баженовских нефтей по физико-химическим свойствам, групповому и углеводородному составу они исключительно разнообразны. Серьезное влияние на эти параметры оказало фракционирование нефтей в результате их первичной миграции внутри баженовского горизонта. Именно эти факторы привели к разбросу значений физико-химических свойств исследованных нефтей.

Работа выполнена в рамках научной темы № FWZZ-2022-0011 и FWZZ-2022-0007 государственной программы ФНИ.

ЛИТЕРАТУРА

Арефьев О.А., Гуляева Н.Д., Петров А.А. Сравнительное изучение углеводородного состава битумоидов баженовской свиты и нефтей Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты. М., ИГиРГИ, 1980, с. 120—127. (Тр. ИГиРГИ).

Брадучан Ю.В., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булынникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.Э., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск, Наука, 1986, 216 с.

Булынникова С.П., Гольберт А.В., Климова И.Г., Конторович А.Э., Полякова И.Д., Решетникова М.А., Турбина А.С. Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. М., Недра, 1978, 87 с. (Тр. СНИИГГиМС, вып. 248).

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов // Нефтяное хозяйство, 2016, № 10, с. 20—25.

Гурари Ф.Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности // Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири. Л., Гостоптехиздат, 1961, с. 15—31. (Тр. СНИИГГиМС, вып. 17).

Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1974, № 5, с. 36—40.

Казаринов В. П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. М., Гостоптехиздат, 1958, 324 с.

Климушина Л.П., Гусева А.Н. Нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтеносность баженовской свиты. М., ИГиРГИ, 1980, с. 95—119. (Тр. ИГиРГИ).

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Зимин М.М., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Луговцов А.Д., Мельникова В.М., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л., Недра, 1967, 223 с. (Тр. СНИИГГиМС, вып. 50).

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 679 с.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Закономерности фракционирования изотопов углерода в седиментах // Геология и геофизика, 1985а (9), с. 34—42.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Распределение стабильных изотопов углерода в седиментах различной генетической природы // Геология и геофизика, 1985б (7), с. 3—11.

Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Д.М., Андрусевич В.Е., Демейсон Д.Дж., Стасова О.Ф., Хьюзинге Б.Дж. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1991 (10), с. 3—34.

Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (11), с. 1676—1693.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 873—883.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (8), с. 972—1012, <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>.

Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженской свиты // Геология и геофизика, 2016, т. 57 (11), с. 2034—2043, <http://dx.doi.org/10.15372/GiG20161106>.

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженской свиты // Геология нефти и газа, 2018а, № 2, с. 79—88, doi: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.

Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженской свиты // Геология нефти и газа, 2018б, № 5, с. 61—73, doi: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Никитенко Б.Л., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Ершов С.В., Костырева Е.А., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А. Маргинальный фильтр волжско-раннеберриасского Западно-Сибирского морского бассейна и его влияние на распределение осадков // Литология и полезные ископаемые, 2019, № 3, с. 199—210, doi: 10.31857/S0024-497X20193199-210.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. Теория нефтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе // Геология и геофизика, 2021, т. 62 (8), с. 1026—1047, doi: 10.15372/gig2021119.

Лопатин Н.В., Кос И.М., Емец Т.П. Баженская нефтяная система в зоне сочленения Сургутского и Нялинского сводов Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2000, № 6, с. 18—37.

Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тянь А.В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженской свиты // Научно-технический сборник «Нефть и газ Тюмени», 1970, № 7, с. 1—3.

Современные методы исследования нефтей / Под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темяко, Л.И. Хотынцева. Л., Недра, 1984, 431 с.

Петров А.А. Углеводороды нефти. М., Наука, 1984, 263 с.

Петров А.А. Масс-спектры нефтяных углеводородов. М., Недра, 1986, 310 с.

Петров А.А. Геохимическая типизация нефтей // Геохимия, 1994, № 6, с. 876—891.

Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. Баженский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины // Геология и геофизика, 2018, т. 59 (7), с. 1053—1074, doi: 10.15372/GiG20180709.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 502 с.

Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроводящих толщ // Геология и геофизика, 1965 (12), с. 3—14.

Федонкин М.А. Две летописи жизни: опыт сопоставления (падеобиология и геномика о ранних этапах эволюции биосферы) // Сборник статей, посвященных 70-летию академика Н.П. Юшкина: «Проблемы геологии и минералогии» / Ред. А.М. Пыстин. Сыктывкар, Геопринт, 2006, с. 331—350.

Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Жигульский И.А. Особенности литологического состава основных типов разрезов баженской свиты // Геология нефти и газа, 2015, № 6, с. 96—106.

Bray E.E., Evans E.D. Distribution of *n*-paraffins as a clue to recognition of source beds // Geochim. Cosmochim. Acta, 1961, v. 22, p. 2—15.

Hughes W.B. Use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic sources // Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. Tulsa, OK, 1984, p. 181—196.

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks // Geochim. Cosmochim. Acta, 1994, v. 59 (17), p. 3581—3598.

Kontorovich A.E., Zumberger J., Borisova L., Brown S., Fomichev A., Fomin A., Maksimov N., Moskvina V. West Siberian Basin geochemical study (regional petroleum geochemistry of crude oils and selected source rock from the West Siberian Basin). Houston, TX, Geomark Research, 1993, 380 p.

Peters K.E., Kontorovich A.E., Moldowan J.M., Andrusevich V.E., Huizinga B.J., Demaison G.J., Stasova O.F. Geochemistry of selected oils and rocks from the central portion of the West Siberian Basin, Russia // AAPG Bull., 1993, v. 77 (5), p. 863—887.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. New York, Cambridge Univ. Press, 2005, 1155 p.

Philp R.P. Fossil fuel biomarkers. Applications and spectra. Methods in geochemistry and geophysics. Amsterdam, Elsevier, 1985, 294 p.

Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Mar. Pet. Geol., 1988, v. 5 (3), p. 224—236, doi: 10.1016/0264-8172(88)90003-7.

Radke M., Willsch H. Extractable alkylidibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: Relationship of yields to petroleum formation and expulsion // Geochim. Cosmochim. Acta, 1994, v. 58 (23), p. 5223—5244, doi: 10.1016/0016-7037(94)90307-7.

Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // Org. Geochem., 1986, v. 10, p. 51—63, doi: 10.1016/0146-6380(86)90008-2.

Requejo A.G., Sassen R., McDonald T., Denoux G., Kennicutt M.C. II, Brooks J.M. Polynuclear aromatic hydrocarbons (PAH) as indicators of the source and maturity of marine crude oils // Org. Geochem., 1996, v. 24 (10—11), p. 1017—1033, doi: 10.1016/S0146-6380(96)00079-4.