



В. П. Данилова

ГЕОХИМИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ В КЕЛЛОВЕЙ- ВЕРХНЕЮРСКИХ НЕФТЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В. П. Данилова, А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, Н. В. Моисеева

(Институт геологии нефти и газа СО РАН)

Изучена геохимия келловей-верхнеюрских нефтей Томской области. Установлены широкий спектр углеводородов-биомаркеров и специфические черты их распределения. Методом кластерного анализа на основе широкого комплекса физико-химических и биомаркерных параметров проведено разделение исследуемых нефтей на три семейства и определена их пространственная локализация.

Геохимическим исследованиям нефтей Томской области посвящено значительное количество работ [1–3]. Тем не менее проблема их генезиса не решена окончательно.

В данной статье изучена коллекция верхнеюрских нефтей (30 проб), отобранных в пределах Томской области на 25 разведочных площадях (табл. 1, рис. 1). При этом наряду с классической схемой анализа нефтей, включающей определение общих характеристик (плотность, содержание серы, ванадия, ни-

келя, групповой и углеводородный состав), широко использованы современные инструментальные методы, такие, как жидкостная хроматография, хромато-масс-спектрокопия, определение изотопного состава углерода насыщенных и ароматических нефтяных фракций и т. д. На молекулярном уровне изучен состав *n*-алканов, алифатических изопреноидов, циклических наftenов стераинового и терпанового рядов.

Методом кластерного анализа на основе широкого комплекса физико-химических и биомаркерных параметров проведено разделение исследуемых нефтей на три семейства (см. табл. 1, рис. 2).

Первое семейство включает семь нефтей, шесть из которых приурочены к отложениям васюганской

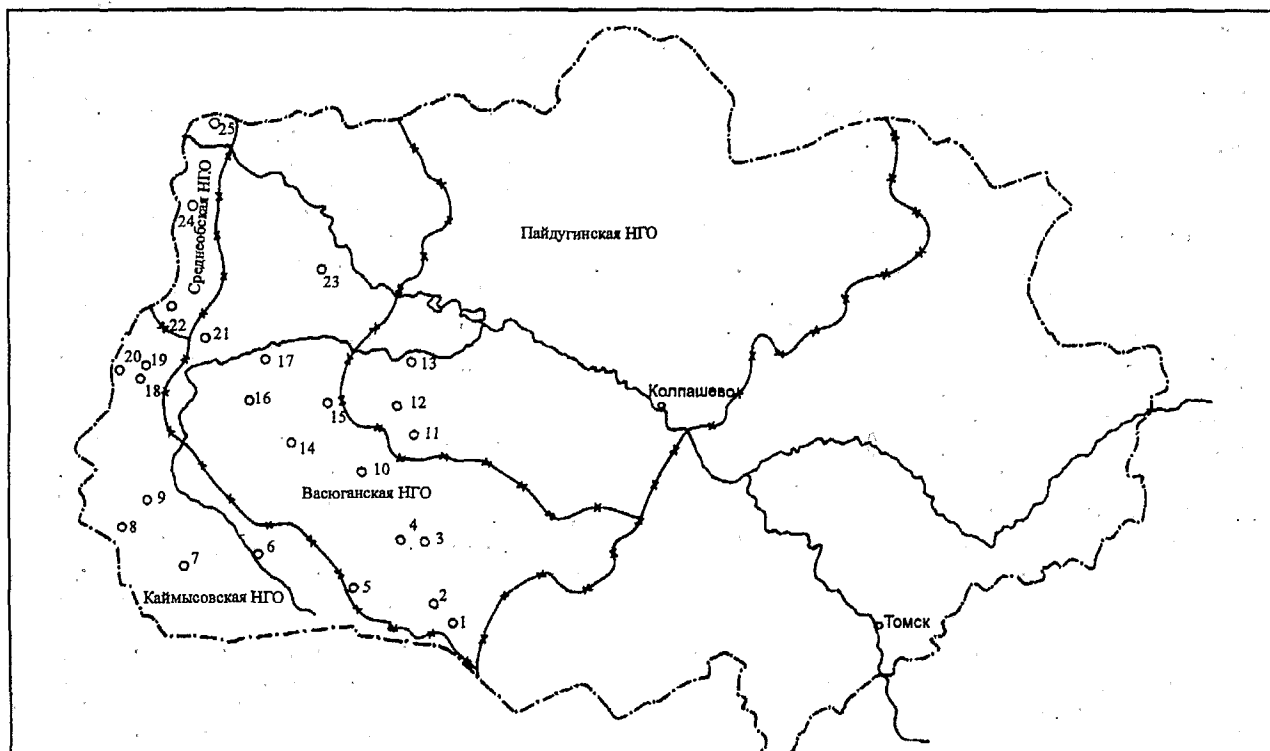


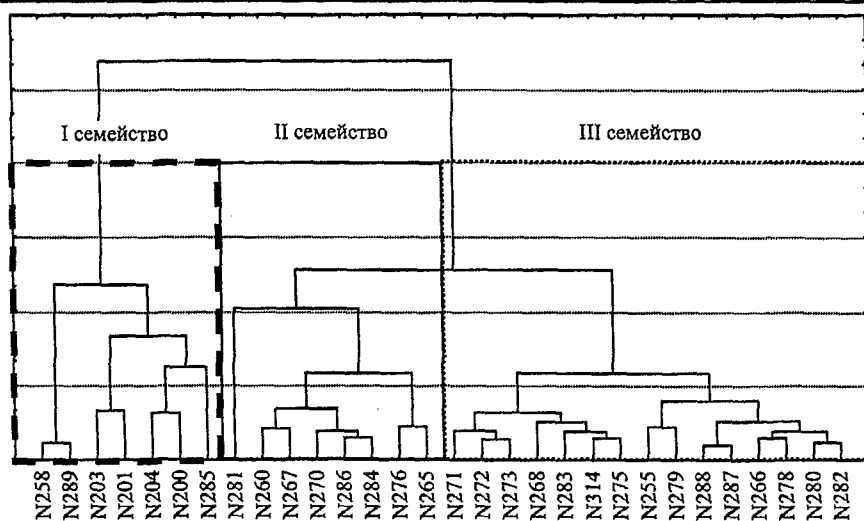
Рис. 1. Схема отбора проб нефтей Томской области:

площади (месторождения): 1 – Болтная, 2 – Казанское, 3 – Мирное, 4 – Останинское, 5 – Нижнетабаганское, 6 – Майское, 7 – Игольско-Таловое, 8 – Крапивинское, 9 – Моисеевское, 10 – Лугинецкое, 11 – Соболиное, 12 – Верхнесоболиное (Гуралинская), 13 – Снежное, 14 – Верхнесалатское, 15 – Мыльджинское, 16 – Ключевское, 17 – Средневасюганское, 18 – Катильгинское, 19 – Западно-Катильгинское, 20 – Первомайское, 21 – Ломовое, 22 – Ледовое, 23 – Чкаловское, 24 – Верхнеколтогорское, 25 – Стрежеево

Геологическая характеристика нефтей Томской области

№ п/п	Номер на дендрограмме	НГО	Месторождение (площадь)	Номер скважины	Интервал отбора пробы, м	Возраст	Свита	Пласт	Семейство
1	n258	Васюганская	Мыльджинское	33	2431...2434	J ₃	Васюганская	Ю ₁	I
2	n601	Пайдугинская	Среднесоболиное	181	2446...2453	J ₃	Васюганская	Ю ₁	I
3	n600	Пайдугинская	Среднесоболиное	181	2446...2453	J ₃	Васюганская	Ю ₁	I
4	n285	Васюганская	Верхнесалатское	25	2450...2456	J ₃	Васюганская	Ю ₁	I
5	n603	Васюганская	Болтная	1	2452...2460	J ₃	Васюганская	Ю ₁	I
6	n604	Пайдугинская	Среднесоболиное	181	2507...2512	J ₂ +J ₃	Васюганская + + томенская	Ю ₁ +Ю ₂	I
7	n289	Каймысовская	Нижнетабаганская	8	2617...2625	J ₃	Васюганская	Ю ₁	I
8	n265	Васюганская	Средневасюганское	5	2308...2322	J ₃	Баженовская + + васюганская	Ю ₁	II
9	n284	Каймысовская	Первомайское	261	2463...2479	J ₃	Баженовская + + васюганская	Ю ₁	II
10	n276	Васюганская	Мирное	414	2500...2516	J ₃	Наунакская	Ю ₁	II
11	n267	Каймысовская	Катальгинское	97	2516...2521	J ₃	Васюганская	Ю ₁	II
12	n260	Среднеобская	Стрежевое	11	2539...2559	J ₃	Васюганская	Ю ₁	II
13	n286	Среднеобская	Стрежевое	12	2553...2565	J ₃	Баженовская + + васюганская	Ю ₁	II
14	n270	Васюганская	Верхнеколтогорское	1	2572...2581	J ₃	Баженовская + + васюганская	Ю ₁	II
15	n281	Среднеобская	Ледовое	1	2642...2650	J ₃	Васюганская	Ю ₁	II
16	n282	Васюганская	Лугинепкое	165	2312...2326	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
17	n275	Васюганская	Мыльджинское	33	2420...2431	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
18	n288	Пайдугинская	Снежное	131	2437...2476 2408...2430	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
19	n283	Васюганская	Останинское	422	2440...2456	J ₃	Баженовская + + васюганская	Ю ₁	III
20	n287	Пайдугинская	Соболиное	172	2462...2469	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
21	n273	Васюганская	Ключевское	61	2468...2488	J ₃	Баженовская + + васюганская	Ю ₁	III
22	n255	Каймысовская	Казанское	2	2475...2488	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
23	n268	Каймысовская	Казанское	7	2482...2488	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
24	n314	Васюганская	Чкаловское	2	2556...2590	J ₃	Наунакская	Ю ₁	III
25	n272	Каймысовская	Западно- Катальгинское	108	2564...2574	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
26	n280	Васюганская	Ломовое	200	2612...2634	J ₃	Баженовская + + васюганская	Ю ₁	III
27	n278	Каймысовская	Моисеевское	6	2641...2650	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
28	n271	Каймысовская	Крапивинское	198	2665...2710	J ₃	Баженовская + + васюганская	Ю ₁	III
29	n279	Каймысовская	Майское	390	2675...2693	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III
30	n266	Каймысовская	Игольско-Таловое	2	2760...2773	J ₃	Васюганская	Ю ₁	III

Рис. 2. Дендрограмма кластерного анализа нефтей: геологическую характеристику нефтей смотри в табл. 1



свиты и одна – к васюганской + тюменской (см. табл. 1, рис. 2). Это легкие и средней плотности (747,20...882,10 кг/м³) нефти (табл. 2). Сера в них присутствует в основном на уровне 0,17...0,45 % (в среднем 0,30 %). Отношение Ni/V изменяется от 0,26 до 0,56. В среднем этот параметр составляет 0,41.

В групповом составе нефтей этого семейства основную массу занимают углеводороды – 73,40...97,39 %, из которых от 54,20 до 89,24 % приходится на насыщенные структуры и от 8,15 до 35,30 % – на ароматические (см. табл. 2). Средние содержания этих компонентов равны соответственно 71,41 и 19,28 %. Их отношение по большинству нефтей укладывается в интервал 1,62...6,83 и только в среднесобольной нефти оно достигает 10,95.

Значение δ¹³C в насыщенных углеводородах изменяется от –30,26 до –29,25 ‰, в ароматических – от –28,66 до –26,70 ‰. Содержание смол в нефтях первого семейства при разбросе 2,61...25,10 % изменяется в среднем 8,76 %. Асфальтены в среднесобольных нефтях отсутствуют, в остальных четырех нефтях этого семейства их концентрация составляет 0,19...1,40 %.

К нефтям третьего семейства отнесено 15 проб (см. табл. 1, рис. 2). Это в основном тяжелые (880...920 кг/м³) нефти. Концентрация серы в них укладывается в интервал 0,26...1,01 %, составляя в среднем 0,52 %. Среди нефтей третьего семейства обособились нефти Казанской площади. Они более легкие (834...847 кг/м³), содержат меньше серы (0,26...0,27 %), имеют более высокие отношения Ni/V (0,48...0,98). В со-

ставе этих нефтей полностью отсутствуют асфальтены. В углеводородах, на долю которых приходится 78,70...83,20 %, более чем в 2 раза преобладают насыщенные (52,80...55,90 против 25,90...27,30 %). Углеводородные фракции нефтей третьего семейства изотопно-легкие. Значение δ¹³C в насыщенных УВ изменяется от –32,78 до 31,24 ‰, в ароматических – от –32,04 до –29,64 ‰. На смолы приходится 16,80...21,30 %. В основном же нефти третьего семейства по групповому составу ароматико-нафтеново-метановые. Для них характерны близкое или равное содержание метанонафтеновых и нафтеноароматических фракций (насыщенные УВ / ароматические УВ) – в среднем 1,27 при разбросе 0,90...1,42, значительные (11,40...25,00 ‰, среднее – 16,92 ‰) концентрации смол. Асфальтеновые компоненты отсутствуют в нефтях Останинского и Ломового месторождений. В остальных нефтях этого семейства на их долю приходится от 0,70 до 3,90 % (среднее – 1,67 %).

В изученной выборке ко второму семейству отнесено восемь нефтей (см. табл. 1, рис. 2). Несмотря на то, что по ряду физико-химических характеристик они занимают промежуточное положение между нефтями первого и третьего семейств, тем не менее ближе они к третьему семейству (см. табл. 2).

Как и нефти третьего семейства, они тяжелые (864,26...910,59 кг/м³), сера присутствует примерно на том же уровне (0,28...1,02 %). Среди порфириновых комплексов преобладают ванадиловые. Отношение Ni/V укладывается в интервал 0,26...0,93. Среднее значение этого параметра равно 0,47.

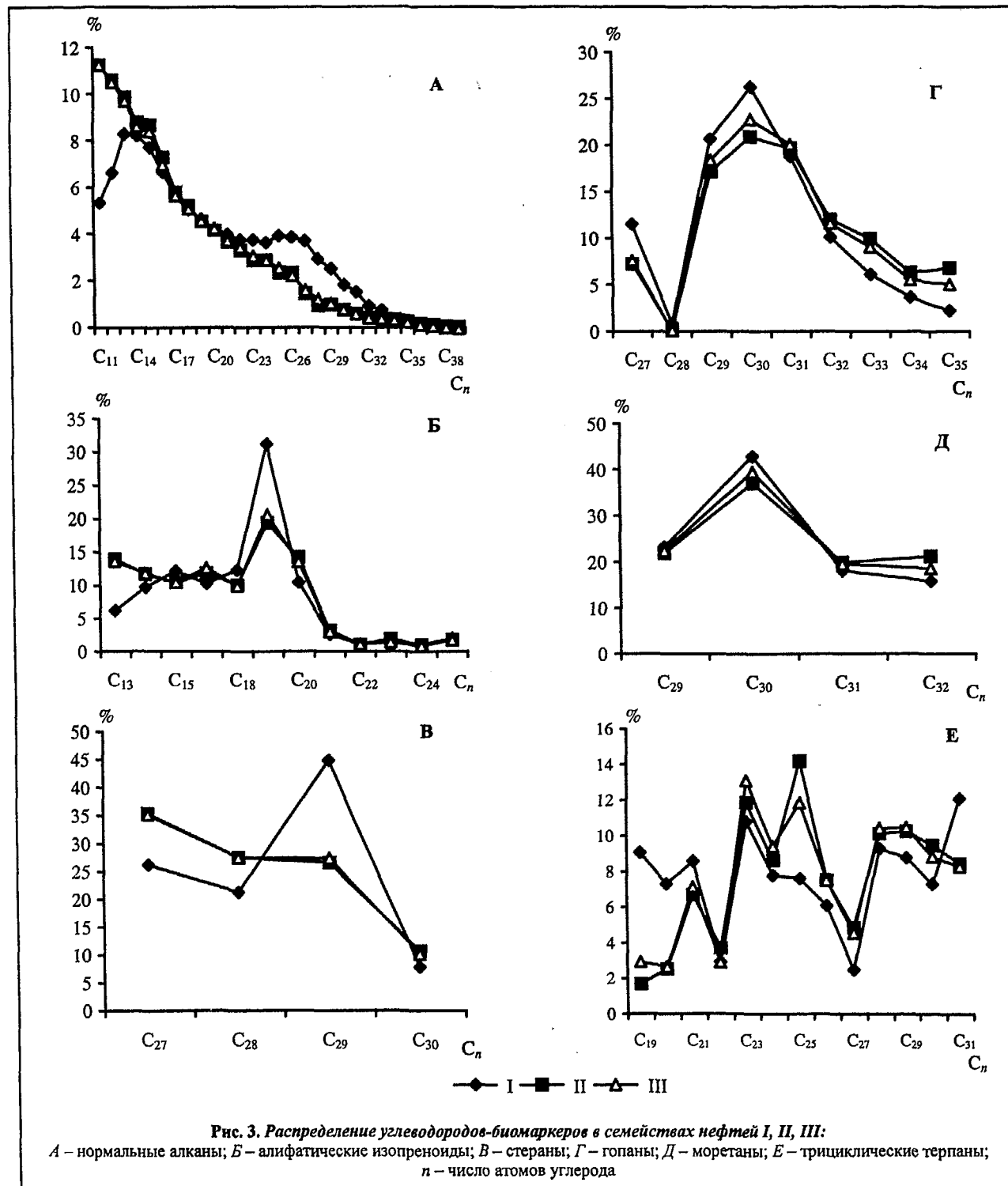
Таблица 2

Физико-химические характеристики, групповой и углеводородный состав в семействах нефтей

Параметры		I семейство			II семейство			III семейство			
		мини-мальное	макси-мальное	среднее	мини-мальное	макси-мальное	среднее	мини-мальное	макси-мальное	среднее	
ρ _d ²⁰ , кг/м ³		747,20	882,10	814,68	864,26	910,59	890,00	834,42	920,14	889,42	
S, %		0,17	0,45	0,30	0,28	1,02	0,77	0,26	1,01	0,52	
Ni · 10 ⁻⁴ %		5,00	12,40	9,53	6,80	67,40	33,10	8,40	29,40	14,48	
V · 10 ⁻⁴ %		12,00	47,00	26,33	21,60	248,00	88,48	9,80	126,00	50,29	
Ni/V		0,26	0,56	0,41	0,26	0,93	0,47	0,17	1,12	0,39	
Групповой состав, в % на сумму	углеводороды	насыщенные	54,20	89,24	71,41	35,00	44,30	39,29	33,60	55,90	44,89
		ароматические	8,15	35,30	19,28	37,10	43,80	40,88	25,90	42,30	36,53
		сумма	73,40	97,39	90,69	75,20	85,10	80,16	71,10	88,40	81,42
	смолы	бензолные	0,71	2,75	1,67	0,00	0,00	0,00			
		спиртобензолные	1,84	4,21	2,89	0,00	0,00	0,00			
		сумма	2,61	25,10	8,76	13,40	22,50	17,34	11,40	25,00	16,92
	асфальтены		0,00	1,40	0,54	0,40	6,30	2,51	0,00	3,90	1,67
Насыщенные УВ/ ароматические УВ		1,62	10,95	4,75	0,87	1,09	0,96	0,90	2,05	1,27	
Смолы/ асфальтены		5,40	28,16	14,65	2,95	36,25	13,70	4,78	19,33	9,68	
Углеводородный состав, %	насыщенные	61,88	91,63	78,45	46,54	52,06	48,97	47,26	67,19	55,06	
	ароматические	8,37	38,12	21,55	47,94	53,46	51,03	32,81	52,74	44,94	
Изотопный состав углерода фракции, ‰	насыщенные УВ	-30,26	-29,25	-29,79	-32,78	-31,73	-32,39	-32,78	-31,24	-32,02	
	ароматические УВ	-28,66	-26,70	-28,01	-32,07	-30,66	-31,41	-32,04	-29,64	-30,88	

На углеводороды в нефтях второго семейства приходится 75,20...85,10 %. В их составе содержание насыщенных и ароматических фракций близко к третьему семейству, как в среднем (39,29 и 40,88 %), так и по разбросу значений (35,00...44,30 и 37,10...43,80 %). Отношение насыщенных УВ к ароматическим изменяется от 0,87 до 1,09, составляя в среднем 0,96. Углеводородные фракции нефтей второго семейства в среднем изотопно даже легче, чем аналогичные фракции нефтей третьего и тем более первого семейства (см. табл. 2).

В составе нефтей изученной коллекции установлен широкий спектр *n*-алканов (рис. 3). На рис. 3 представлены кривые, характеризующие среднее распределение *n*-алканов в нефтях каждого из семейств. Обращает на себя внимание, что кривые молекулярно-массового распределения биомаркеров в нефтях второго и третьего семейств одновершинные и однонаправленные. Максимум на кривых фиксируется в области C_{11} . Затем концентрация каждого последующего компонента с ростом молекулярной массы монотонно снижается. Значения отношения $n-C_{27}/n-C_{17}$



Сравнительная характеристика углеводородов-биомаркеров в семействах нефтей

Параметры	I семейство			II семейство			III семейство		
	минимальное	максимальное	среднее	минимальное	максимальное	среднее	минимальное	максимальное	среднее
Н-алканы:									
$n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$	0,11	4,99	1,07	0,17	0,37	0,25	0,14	0,48	0,28
CPI	0,96	1,14	1,08	0,93	1,17	0,99	0,95	1,14	1,03
Pt/Ph	1,57	5,57	3,20	1,16	2,38	1,41	1,13	2,38	1,58
Стераны, % на сумму:									
C ₂₇	13,37	39,92	26,17	32,74	36,18	35,30	28,78	37,72	35,11
C ₂₈	13,02	26,74	21,24	22,98	28,38	27,43	25,13	29,05	27,43
C ₂₉	26,10	69,38	44,80	25,05	32,62	26,58	25,28	33,80	27,31
C ₃₀	4,23	11,21	7,80	9,96	11,66	10,69	9,12	12,29	10,15
Триерпаны, % на сумму:									
гопаны	66,10	80,50	74,70	75,23	80,48	78,38	74,54	83,01	79,08
моретаны	4,03	12,58	6,82	4,03	5,22	4,61	3,10	6,91	5,08
трицикланы	7,10	26,96	16,51	13,68	18,49	15,72	10,41	19,07	14,44
тетрацикланы	1,23	2,90	1,97	0,88	1,73	1,30	0,91	1,92	1,40
Трицикланы:									
$2\text{-(C}_{19}\text{+C}_{20})/\text{SC}_{23-26}$	0,31	3,10	1,28	0,11	0,40	0,21	0,10	0,56	0,27
$\text{SC}_{23-26}/\text{SC}_{28-31}$	0,40	1,25	0,89	0,83	1,70	1,13	0,86	1,45	1,12

в этих нефтях также близки (0,25 и 0,28). Коэффициент CPI близок к единице (табл. 3).

Для нефтей первого семейства имеет место кривая с двумя максимумами. Первый отмечается в области C₁₃ (8,29 %) и C₁₄ (8,21 %), второй, более широкий, – в области C₂₁–C₂₇. Примечательно также и то, что на кривых распределения *n*-алканов в нефтях первого семейства в интервале от C₂₀ до C₃₃ относительные концентрации соответствующих углеводородов (в % на сумму *n*-алканов) выше, чем в нефтях второго и третьего семейств. Показатель соотношения нечетных и четных *n*-алканов (CPI) варьирует от 0,96 до 1,14, приближаясь в среднем к единице (1,08). Отношение $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$ меняется в широком интервале – от 0,11 до 4,99. В среднем оно достигает значения 1,07.

Алифатические изопреноиды в нефтях второго и третьего семейств распределены однотипно (см. рис. 3). В их общей массе превалирует пристан (16,15... 23,55 и 14,94... 27,21 %). Среднее содержание этого компонента равно 19,31 и 20,48 %, соответственно. Вторым по значимости в изопреноидах хотя и является фитан, но его концентрация в среднем невелика (14,18 и 13,49 %) и соизмерима с содержанием низкомолекулярных гомологов *i*-C₁₃, *i*-C₁₄ и *i*-C₁₆. Фарнезан (*i*-C₁₅) и 2, 6, 10-триметилпентадекан C₁₈ присутствует в среднем на уровне 10 %.

В изопренанах нефтей первого семейства преимущество пристана еще более ярко выражено (см. рис. 3). Его присутствие в среднем измеряется 31,15 %, флуктуации по большинству образцов составляют 23,67... 43,91 %. Тем не менее преобладания по концентрациям только фитана и пристана, наблюдаемого во втором и третьем семействах нефтей, в нефтях пер-

вого семейства (за исключением болтной нефти) не зафиксировано. Фитана в них в среднем меньше (10,38 %), чем во втором и третьем семействах нефтей. Отношение Pt/Ph изменяется от 1,57 до 5,57, среднее 3,20 (см. табл. 3). По распределению изопреноидов в высокомолекулярной области существенных различий для нефтей всех трех семейств не выявлено. Некоторое различие в изученных семействах нефтей наблюдается в распределении низкомолекулярных изопренанов. В первом семействе они распределены более пестро (см. рис. 3). Так, например, в нижнетаганской нефти среди изопреноидов C₁₃–C₂₅ в максимальной концентрации находится *i*-C₁₃ (23,07 %), затем содержание каждого последующего компонента снижается с очень незначительным (8,90 %) максимумом на пристане. Встречаются также нефти, в которых среди низкомолекулярных изопреноидов превалируют *i*-C₁₅, *i*-C₁₆ или *i*-C₁₈ (см. рис. 3).

В насыщенных фракциях нефтей Томской области детально изучены и цикланы, одним из представителей которых являются углеводороды стеранового ряда C₂₇–C₃₀ (см. табл. 3, рис. 3). Для нефтей первого семейства характерна кривая с максимумом на C₂₉, который при среднем значении 44,80 % изменяется по большинству образцов от 41,58 до 69,38 %. Концентрация холестанов значительно ниже (13,37... 29,12 %). Роль метилхолестанов выражается в среднем 21,24 % при разбросе от 13,02 до 26,74 %. Внутри этого семейства по распределению стеранов обособилась среднесобольная нефть из интервала 2446... 2453 м и болтная. Среди стеранов этих нефтей преобладают холестаны (39,92 и 34,57 %). Концентрации метил- и этилхолестанов в среднесобольной нефти близки (26,74 и 26,10 %), в болтной на втором

месте по концентрации находятся этилхолестаны (32,00 %).

Форма линий, описывающих распределение стеранов в нефтях второго и третьего семейств, идентична. Ведущая роль в них принадлежит холестеранам C_{27} (35,30 и 35,11 %). Концентрация остальных гомологов убывает с ростом их молекулярной массы (см. табл. 3, рис. 3).

Содержание стеранов C_{30} в нефтях второго и третьего семейств близкое (10,69 и 10,15 %). В первом семействе нефтей их концентрация в среднем ниже (7,80 %), хотя флуктуации более значительны (4,23...11,21 %).

Как известно, стераны в природе различаются по стереохимии [4, 5]. Анализ распределения изомеров по концентрациям для отдельных членов гомологического ряда показал, что в большинстве нефтей второго и третьего семейств в стеранах C_{27} преобладают перегруппированные изомеры $\beta\alpha > \alpha\alpha > \beta\beta$. Этот же ряд имеет место в стеранах C_{30} . Он встречается в восьми нефтях третьего семейства, в двух нефтях из восьми второго и в трех из семи первого семейства.

В метил- и этилхолестанах нефтей второго и третьего семейств и в метилхолестанах первого также лидируют по концентрации перегруппированные изомеры, но на второе место по значимости в них выходят изостераны. Ряд имеет вид: $\beta\alpha > \beta\beta > \alpha\alpha$. Такой ряд расположения изомеров по концентрации можно встретить в холестеранах шести нефтей третьего семейства.

Среди $\alpha\alpha$ -изомеров нефтей первого семейства гомологи по содержанию располагаются в ряд: $C_{29} > C_{27} > C_{28} > C_{30}$. В изостеранах такая последовательность наблюдается в 60 % нефтей третьего семейства, в 25 % нефтей второго и в 43 % нефтей первого семейства.

В смеси биостеранов нефтей второго и третьего семейств преобладают холестераны, затем по мере уменьшения концентраций следуют этил-, метил- и пропилхолестаны. Ряд имеет вид: $C_{27} > C_{29} > C_{28} > C_{30}$.

В перегруппированных стеранах нефтей этих семейств также преобладают холестераны, но на втором месте по концентрации в ряду присутствуют метилхолестаны $C_{27} > C_{28} > C_{29} > C_{30}$.

В перегруппированных изомерах стеранов нефтей первого семейства гомологи распределены исключительно пестро.

В составе нафтидов в нефтях идентифицированы и изучены гомологические ряды гопанов, моретанов, три- и тетрацикланов. Среди терпанов изученной коллекции нефтей основная роль принадлежит гопанам (норгопаны + гопан + гомогопаны) (см. табл. 3). Их концентрация в среднем нарастает при переходе от нефтей первого семейства к третьему (от 74,70 до 79,08 % на сумму терпанов). В общей массе терпанов нефтей первого семейства преобладает сумма норгопанов и гопана над гомогопанами (35,90...51,73 % против 28,77...36,44 %). Средние значения этих углеводородов равны соответственно 43,81 и

30,89 %. Во втором и третьем семействах нефтей в терпановых фракциях преобладают гомогопаны. Отношение гопаны/гомогопаны в среднем составляет 0,84 и 0,97, соответственно.

Гопаны во всех выделенных семействах нефтей распределены в среднем по единой схеме (см. рис. 3). Кривая молекулярно-массового распределения гопанов имеет два максимума. Первый, наиболее значительный, отмечается на гопане C_{30} . Его концентрация при переходе от нефтей первого семейства к третьему снижается в среднем от 26,21 до 22,75 %. Нефти первого семейства богаче также трисноргопанами, но беднее гомогопанами (см. рис. 3).

Моретаны в изученной коллекции нефтей представлены рядом C_{29} – C_{32} (см. рис. 3). В общей массе терпанов доля моретанов более значительна в нефтях первого семейства – 6,82 % (см. табл. 3). В нефтях второго и третьего семейств их концентрация измеряется соответственно 4,61 и 5,08 %. Кривая распределения моретанов в нефтях всех трех семейств имеет максимум на моретане C_{30} (см. рис. 3). В 88 % нефтей первого семейства его концентрация превышает 40 %. Вторым по концентрации в этом семействе являются моретаны C_{29} (среднее 23,16 %), затем следуют моретаны C_{31} и C_{32} . Такой же характер молекулярно-массового распределения наблюдается и в нефтях третьего семейства с той лишь разницей, что в них понижено содержание моретана C_{30} – 39,46 %. По большинству образцов этого семейства его флуктуации составляют 35,56...42,50 %. В нефтях второго семейства содержание моретана C_{30} укладывается в интервал 30,77...39,74 %, и только в нефти Мирной площади, приуроченной к наунакской свите, его концентрация достигает 48,44 %. Несколько отличен и ряд последовательного расположения моретанов по концентрациям. В нефтях этого семейства реализуется ряд: $C_{30} > C_{32} > C_{29} > C_{31}$.

Трицикланы C_{19} – C_{31} зафиксированы во всех нефтях коллекции (см. рис. 3). При переходе от нефтей третьего семейства к первому их концентрация в терпановой фракции увеличивается в среднем от 14,44 до 16,51 %. Обращает на себя внимание и то, что наиболее значительные флуктуации доли трицикланов в терпановых фракциях имеют место в первом семействе (7,10...26,96 %). Разброс концентраций трицикланов среди выборки второго семейства составляет 13,68...18,49 %, в третьем – 10,41...19,07 %.

Распределение трицикланов в процентах на их сумму является хорошим индикатором типа исходного ОВ битумоидов и нефтей. В нефтях и битумоидах, источником которых являлись преимущественно планктон и бактериальные организмы, в повышенных концентрациях находятся трицикланы C_{23} – C_{26} . В качестве индикатора типа органического вещества можно использовать отношение $2 \cdot (C_{19} + C_{20}) / \sum C_{23-26}$. Для морских нефтей и битумоидов оно, как правило, меньше единицы. По этой классической схеме распределены хейлантаны в нефтях второго и третьего семейств. В них в смеси трицикланов в повышенных

содержаниях (среднее 32,24 и 41,85 %) присутствуют углеводороды $C_{23} - C_{26}$, в пониженных (среднее 4,42 и 5,58 %) – $C_{19} + C_{20}$. По распределению отдельных трицикланов нефти второй и третьей совокупностей практически не различаются (см. рис. 3). В них отношение $2 \cdot (C_{19} + C_{20}) / \Sigma C_{23-26}$ в среднем равно 0,21 и 0,27. Интервал колебаний этого параметра составляет для второго семейства нефтей 0,11...0,40, для третьего – 0,10...0,56.

В нефтях и битумоидах, источником которых являлась высшая наземная растительность, обычно в значительных концентрациях присутствуют трицикланы C_{19} и C_{20} . В распределении трицикланов ряда $C_{19} - C_{20}$ в нефтях первого семейства наблюдается некоторое отклонение от этой схемы и от распределения трицикланов в нефтях второго и третьего семейств (см. рис. 3). Углеводороды $C_{23} - C_{26}$ присутствуют в более низких (32,29 %) концентрациях. Хотя концентрация хейлантанов C_{19} и C_{20} весьма значительна (16,36 %), тем не менее в нефтях первого семейства они не являются основой трицикланов. Отношение $2 \cdot (C_{19} + C_{20}) / \Sigma C_{23-26}$ равно 1,28. Флуктуации этого параметра составляют 0,31...3,10.

Среди высокомолекулярных хейлантанов лидирует C_{31} (12,06 %). Отношение $\Sigma C_{23-26} / \Sigma C_{28-31}$ достигает в среднем 0,89 при разбросе от 0,40 до 1,25. Тетрацикланы в изученной выборке нефтей представлены рядом $C_{24} - C_{27}$. Их содержание в массе терпанов невелико (см. табл. 3). В среднем ими несколько обогащены нефти первого семейства (1,92 против 1,30 и 1,40 %). Среди тетрацикланов в максимальной концентрации находится углеводород C_{24} , но четкой дифференциации по молекулярно-массовому распределению тетрацикланов в нефтях каждого из семейств не наблюдается.

Таким образом, полученный геохимический материал позволяет диагностировать нефти первого семейства как неморские. Их источником явилось ОВ пресных озер, а также озерно-болотных, озерно-ал-

лювиальных и мелководно-морских отложений нижней – средней юры. Кроме того, источником этих нефтей могло быть ОВ прибрежных зон, зон мелководья и отложений этапов усиления терригенного осадконакопления баженовского моря. Территориально нефти этого семейства приурочены в основном к центральной и южной частям Васюганской НГО.

Нефти третьего семейства отнесены к морским. Их источником явилось планктоногенное и бактериогенное органическое вещество баженовской свиты, захоронившееся в относительно глубоководных морских условиях, скорее всего, без сероводородного заражения иловых и наддонных вод, но с дефицитом кислорода. Нефти этого семейства занимают территорию Каймысовской, большей части Васюганской и крайнего запада Пайдугинской НГО.

Нефти второго семейства также следует отнести к морским. Но их источником было смешанное ОВ с небольшой долей террагенной составляющей. Они приурочены в основном к северо-западной части Томской области.

ЛИТЕРАТУРА

1. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис // Тр. / СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1977. – Вып. 255. – С. 46–62.
2. Вышемирский В.С. О возможной нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности // Проблемы нефтеносности Сибири / Под ред А.Л. Янина. – Новосибирск, 1971. – С. 133–139.
3. Стасова О.Ф., Ларичев А.И., Ларичкина Н.И. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 1998. – № 7. – С. 4–11.
4. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 263 с.
5. Peters K., Moldowan I.M. The biomarker guide // Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993.