

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ РАЙОНА КОЛТОГОРСКОГО ПРОГИБА

Белицкая Е.А., Серебренникова О.В.

*Институт химии нефти СО РАН, Академический просп., 3,
Томск 634021, Россия. E-mail: helene@ipc.tsc.ru*

По составу УВ нефти района Колтогорского прогиба подразделяются на нефти, сформированные за счет планктоногенного ОВ, накапливавшегося преимущественно в восстановительных условиях (первая группа) и нефти, генерированные ОВ, заметный вклад в который вносила прибрежная флора, а условия его седиментации были субокислительными и окислительными (вторая группа). В третью группу выделена биodeградированная нефть, которая по составу УВ близка к нефтям второй группы, но имеет ряд отличительных особенностей.

Колтогорский прогиб, расположенный в центральной части Западно-Сибирской НГП, является частью Колтогорско-Уренгойского желоба и ограничен с запада Варьеганско-Тагринским мегавалом и Нижневартовским сводом, с востока – Александровским мегавалом, на юго-востоке – Каймысовским сводом, а на юге сочленен с Нюрольской впадиной (рис. 1). В пределах прогиба и граничащих с ним склонов положительных структур нефтеносными являются коллекторы нижнего мела – вартовская (готерив-баррем, валанжин), и куломзинская (берриас) свиты, верхней (баженовская и васюганская свиты), средней (малышевский горизонт) и нижней (шараповский горизонт) юры, а также коры выветривания палеозоя.

Обширный набор нефтенасыщенных горизонтов в пределах относительно не большой территории позволяет на примере этого района проанализировать особенности состава нефтей практически по всему характерному для Западной Сибири нефтеносному разрезу от нижней юры до позднего нижнего мела включительно, а наличие залежей нефти в пределах положительных и отрицательных структур – влияние на состав нефти тектонической приуроченности залежей.

В этой работе мы приводим результаты исследования состава насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) нефтей района Колтогорского прогиба, залегающих в коллекторах от нижней юры до нижнего мела.



Рисунок 1. Схема расположения исследованных нефтеносных площадей

Экспериментальная часть

Выделение концентрата насыщенных и ароматических УВ проводили методом адсорбционной хроматографии на колонке с окисью алюминия IV степени активности, используя в качестве подвижной фазы гексан. Детальный анализ компонентного состава осуществлен с помощью квадрупольного хромато-масс-спектрометра «NERMAG R-10-10 C» (Франция). Разделение проводили на капиллярной хроматографической колонке фирмы «Supelco» с неподвижной фазой CPB – 5 (длина колонки 30 м, внутренний диаметр 0,32 мм, толщина пленки неподвижной фазы 0,25 мкм). Отдельные соединения идентифицировали по полным масс-спектрам с использованием сведений, опубликованных в работах [1, 2].

Результаты и обсуждение

Были изучены 24 образца нефти, залегающие в интервале глубин 1800 – 3292 м (табл. 1). По классификации Ал. Петрова [3] согласно концентрациям нормальных и изопреноидных алканов все нефти относятся к типу А¹, т.е. нефтям парафинового и нафтено-парафинового основания.

Таблица 1

Характеристики исследованных нефтей

Шифр образца	Площадь	№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст вмещающих отложений (пласт)	Литология коллектора
<i>Каймысовский свод</i>					
1	Столбовая	91	2492-2507	K _{1b} (Б _{ач})	П
2	Столбовая	91	2633-2636	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
<i>Нижневартовский свод</i>					
3	Ю. Матюшкинская	40	2606-2610	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
4	Приколтогорская	2	3280-3292	J ₁ (Ю ₁₇)	П
5	Квартовая	3	2595-2602	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
6	Квартовая	7	2605-2611	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
7	Хвойная	3	2696-2701	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
8	Нивагальская	133	1854-1862	K _{1h-br} (АВ ₂)	П, АР
9	Нивагальская	123	2736-2741	J _{3k-o} (Ю ₁)	П, АР
<i>Варьеганско-Тагринский мегавал</i>					
10	Тагринская	72	2182-2187	K _{1v} (Б ₅)	П
11	Тагринская	93	2576-2584	K _{1v} (Б ₁₄)	П
12	Тагринская	79	2687-2694	K _{1b} (Б _{ач})	П
13	Тагринская	69	2820-2831	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
<i>Колтогорский прогиб</i>					
14	Грушевая	212	2718-2725	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
15	Куль-Еганская	4	2799-2818	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
16	Саймовская	1	2840-2848	J _{3v} (Ю ₀)	АР
<i>Александровский мегавал</i>					
17	Ю.Александровская	6	2358-2361	K _{1b} (Б _{ач})	П
18	Ю.Александровская	6	2432-2437	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
19	Северная	389	1800	K _{1v} (Б ₄)	П
20	Северная	564	2312-2340	J _{2 bt} (Ю ₂)	П
21	Вахская	30	2200-2210	J _{3k-o} (Ю ₁)	П
22	Вахская	33	2305-2323	J _{2 bt} (Ю ₂)	П
23	С.Хохряковская	79	2599-2611	J _{3k-o} (Ю ₁)	П, АЛ
24	С.Хохряковская	79	2785	J _{2 bt} (Ю ₂)	П, АР
П – песчаник, АР – аргиллит, АЛ – алевролит					

Исключение составляет нефть из нижнемеловых отложений Северной площади. По групповому составу эта нефть относится к нефтям нафтенового или нафтено-ароматического основания, т.е. нефтям типа Б¹.

В составе идентифицированных соединений преобладают алканы, а стераны, терпаны и ароматические УВ находятся в подчиненных количествах (табл. 2). Максимальное содержание насыщенных УВ установлено в нефтях Каймысовского и Нижневартовского сводов, а минимальное – в нефтях Колтогорского прогиба, в которых высоко содержание моноаренов.

Таблица 2

Групповой углеводородный состав нефтей района Колтогорского прогиба

Группа УВ, % отн.	<i>Каймы- совский свод</i>	<i>Нижне- вартов- ский свод</i>	<i>Варьеганско -Тагрин-ский мегавал</i>	<i>Колто- горский прогиб</i>	<i>Алексан- дровский мегавал</i>
Алканы	82,7	77,2	59,2	51,9	54,5
Стераны	2,3	1,5	2,1	1,8	4,3
Гопаны	2,3	1,1	1,5	1,4	3,4
<i>Сумма насыщенных УВ</i>	<i>87,3</i>	<i>79,9</i>	<i>62,8</i>	<i>55,1</i>	<i>62,2</i>
Моноарены	7,0	12,4	14,2	30,5	13,9
Биарены	3,1	3,0	13,1	5,8	7,5
Триарены	1,0	1,6	6,0	4,4	6,7
Триарома- тические стераны	1,3	2,3	1,8	2,3	5,2
Тетраарены	0,3	0,8	2,2	1,7	4,2
Пентаарены	0,0	0,1	0,0	0,2	0,5
<i>Сумма ароматических УВ</i>	<i>12,7</i>	<i>20,1</i>	<i>37,2</i>	<i>44,9</i>	<i>37,8</i>

Алканы. Содержание алканов изменяется от 52 до 83 % от суммы идентифицированных соединений (табл. 2). В их составе присутствуют алканы нормального строения от C₁₀ по C₃₂ включительно и низкомолекулярные алканы изопреноидного строения i-C₁₃ - i-C₂₀.

По составу n-алканов нефти района Колтогорского прогиба разделились на две группы. Это нефти, генерированные ОВ, сформированным преимущественно

за счет фитопланктона. В них повышено содержание C_{15} и C_{17} гомологов. В составе исходного ОВ нефтей второй группы, наряду с фитопланктоном, присутствуют наземные растения, для которых характерно преобладание C_{27} и C_{29} н-алканов и прибрежные водоросли – C_{21} , C_{23} . К нефтям первой группы (рис. 2) относится основная масса нефтей Каймысовского и Нижневартовского сводов (исключение составляют нефти Приколтогорской и скв. 7 Квартовой площадей). К нефтям второй группы – Варьеганско-Тагринского и Александровского мегавалов (за исключением нефтей Ю. Александровской и скв. 33 Вахской площадей).

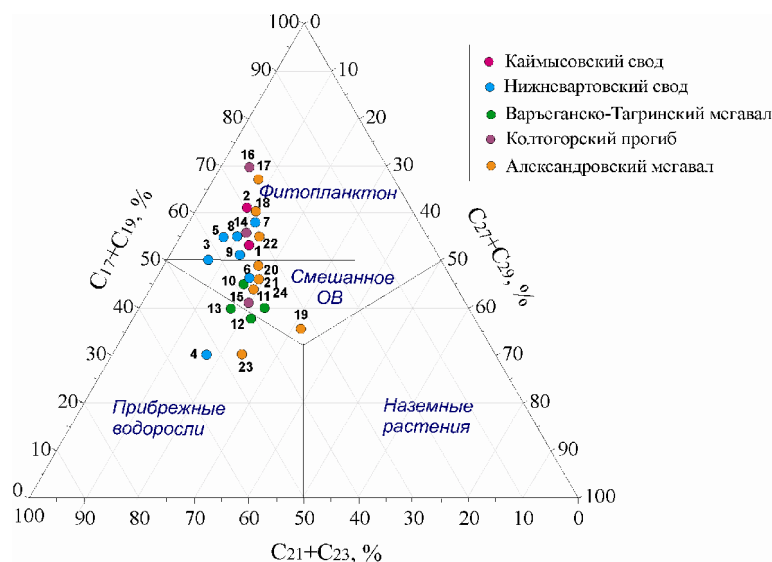


Рисунок 2. Относительное содержание в нефтях н-алканов:

1-24 – шифр нефти см. таблицу 1

Нефти различного гентического типа различаются по ММР н-алканов. Для нефтей первой группы характерно унимодальное распределение н-алканов с максимумом в области C_{13} - C_{15} , для нефтей второй – бимодальное распределение н-алканов с дополнительным максимумом в области C_{21} - C_{23} .

По составу нормальных и изопреноидных алканов были рассчитаны геохимические параметры, отражающие в определенной мере некоторые этапы истории ОВ в недрах.

Отношение Pr/Ph в нефтях изменяется в широких пределах от 0,9 до 4,2. Для большинства нефтей Нижневартовского свода и Вахской площади

Александровского мегавала величина $Pr/Ph < 1,2$, что свидетельствует о восстановительных условиях в бассейне седиментации ОВ, генерировавшего впоследствии указанные нефти. Исключение составляет нефть Приколтогорской площади, для которой величина Pr/Ph составляет 4,2 (окислительные условия). Значения этого показателя для остальных исследованных нефтей $>1,2 < 2,0$ отвечают субокислительной обстановке накопления их исходного ОВ.

Таким образом, по составу n-алканов нефти были разделены на две группы (табл. 3). Фитопланктон, отлагавшийся в восстановительной и слабо окислительной обстановке, вносил основной вклад в состав исходного ОВ нефтей первой группы. К этой группе относятся нефти Столбовой, Южно-Матюшкинской, Хвойной, скв. 3 Квартовой, Нивагальской, Южно-Александровской, Грушевой, Саймовской и скв. 33 Вахской площадей. Нефти второй группы генерированы ОВ, накапливавшимся в субокислительной и окислительной среде. В составе исходной биомассы существенную роль, наряду с фитопланктоном, играли прибрежные водоросли и наземные растения. Ко второй группе относятся нефти Северной, Куль-Еганской, Северо-Хохряковской, Тагринской, Приколтогорской, скв. 30 Вахской и скв. 7 Квартовой площадей.

Отношение изопреноидных алканов к нормальным $Pr+Ph/C_{17}+C_{18}$ (K_i) изменяется в большинстве нефтей от 0,31 до 0,92. Малое содержание суммы n-алканов C_{17} и C_{18} на фоне повышенной концентрации Pr и Ph ($K_i = 3,12$) зафиксировано в нефти из нижнемеловых отложений Северной площади и может быть следствием ее биodeградации в залежи [3].

Сводные данные по составу нормальных и изопреноидных алканов отдельных групп нефтей приведены в таблице 3.

Циклоалканы. Исследованы высокомолекулярные циклоалканы стеранового и терпанового строения. Содержание стеранов и терпанов изменяется в пределах от 3 до 9 % от суммы идентифицированных соединений (табл. 2). Максимальное содержание этих соединений обнаружено в нефтях Александровского мегавала.

В большинстве нефтей стераны преобладают над гопанами. Исключение составляют нефти Северо-Хохряковской, Приколтогорской, Тагринской (скв. 79) и Куль-Еганской площадей. Низкое содержание стеранов по отношению к

гопанам в них может быть следствием повышенного вклада наземных растений в состав исходного ОВ, либо активной микробиальной деятельности при накоплении исходного ОВ, генерировавшего эти нефти [2]. Гопаны преобладают над стеранами и в биодegradированной нефти (скв. 389 Северной площади).

Содержание диастеранов в исследуемых нефтях изменяется в пределах от 0,32 до 0,62, что указывает на генерацию нефтей преимущественно глинистыми породами.

Таблица 3

Параметры состава нормальных и изопреноидных алканов в нефтях различного генетического типа и биодegradированной нефти

Углеводородные показатели	Фациально-генетический тип исходного ОВ		Биодegradированная нефть
	I	II	
Pr/Ph	1,3	1,8	1,6
Pr/n-C ₁₇	0,9	0,7	5,3
Ph/n-C ₁₈	0,9	0,5	1,9
n-C ₁₇ /n-C ₂₇	5,3	1,9	0,7
Ki	0,9	0,6	3,1
CPI	1,0	1,1	1,7
n-(C ₁₅ +C ₁₇), %	58	41	35
n-(C ₂₁ +C ₂₃), %	32	40	33
n-(C ₂₇ +C ₂₉), %	9	19	32

Согласно составу изостеранов (рис. 3) нефти, отнесенные нами к первой группе, за исключением нефти из меловых отложений Нивагальской площади, попадают на диаграмме [4] в область открытого моря. В эту же область ложатся три нефти из второй группы (нефти Северной и скв. 79 и 69 Тагринской площадей), но основная масса нефтей этой группы попадает в область мелководно-морского генезиса.

К дельтово-континентальным отложениям тяготеет нефть нижней юры Приколтогорской площади.

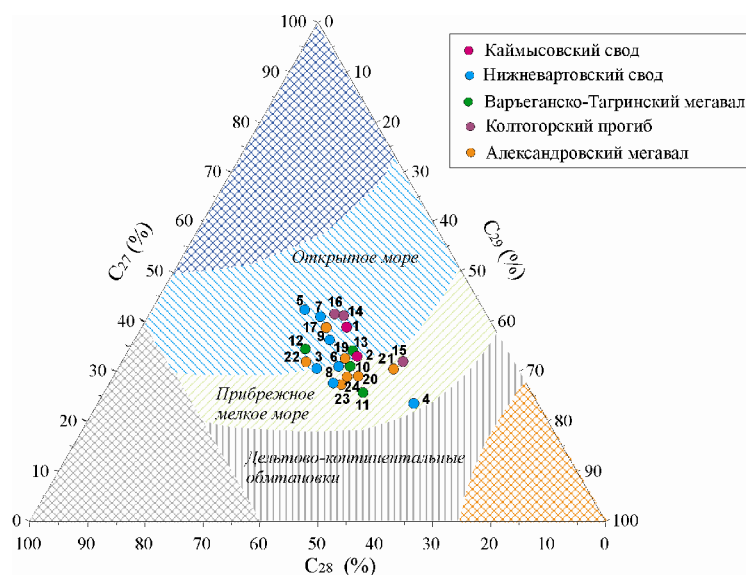


Рисунок 3. Состав стеранов нефтей на диаграмме W.J. Huang and W.G. Meinschein [4] (1-24 – шифр нефти см. таблицу 1)

Значения отношения содержания трициклических терпанов к пентациклическим изменяются в нефтях от 0 до 0,18. Трициклические терпаны отсутствуют в нефтях Варьеганско-Тагринского и Александровского мегавалов, а также нефти Приколтогорской площади, что может быть связано с типом ОБ, генерировавшем эти нефти. Было показано, что отсутствие трициклических терпанов характерно для нефтей континентального генезиса [5]. О том, что нефти Варьеганско-Тагринского мегавала и Приколтогорской площади имеют континентальный генезис, свидетельствует также повышенная ($\geq 0,2$) величина отношения диагопана к гопану C_{30} [6]. Высокое значение этого отношения зарегистрировано также в нефти скв. 7 Квартовой площади. Для остальных нефтей значения отношения диагопана к гопану C_{30} меняются от 0 до 0,1.

28,30-Бисноргопан зафиксирован не во всех нефтях. В основном он отсутствует в нефтях второй группы. Значения его отношения к гопану C_{30} в нефтях изменяются от 0 до 0,2. Максимальные значения отмечены в нефтях Ю. Матюшкинской, Хвойной, скв. 3 Квартовой и скв. 389 Северной площадей. Источники этого УВ в настоящее время еще не выяснены, тем не менее, наличие терпанов такого типа может являться специфическим геохимическим признаком нефти.

Известно, что величина отношения гопана к адиантану $> 1,5$, отвечает нефтям, генерированным в толще глинистых пород [7]. В основной массе исследованных нефтей это отношение $> 1,5$. Пониженными значениями отношения гопана к адиантану (0,9-1,4) отличаются нефти Нижневартовского свода. Это может указывать на примесь карбонатной составляющей в генерировавших их породах.

Сводные данные по составу стеранов и терпанов отдельных групп нефтей приведены в таблице 4.

Таблица 4

Показатели состава терпанов и стеранов в нефтях

Углеводородные показатели	Фашиально-генетический тип исходного ОВ		Биодеградированная нефть
	I	II	
<i>Стераны</i>			
C ₂₇ изо, %	38	34	33
C ₂₈ изо, %	30	30	32
C ₂₉ изо, %	32	36	36
Диа/Рег	0,5	0,5	0,4
Стераны/Гопаны	2,0	1,7	0,9
K ¹ _{зр}	0,5	0,5	0,5
K ² _{зр}	2,9	2,8	2,8
<i>Терпаны</i>			
Три/Пента	0,1	0,0	0,0
Диагопан/Гопан C ₃₀	0,0	0,2	0,1
28,30-бисноргопан C ₂₈ /Гопан C ₃₀	0,1	0,0	0,2
Гопан C ₃₀ /Адиантан C ₂₉	1,8	2,2	1,5
Неоадиантан C ₂₉ Ts/Адиантан C ₂₉	0,4	0,4	0,3
Ts/Tm	1,3	0,9	0,2

Таким образом, для большинства нефтей первой группы, характерно высокое содержание прегнанов, трициклических терпанов, 28,30-бисноргопана и низкое содержание или отсутствие диагопана. Среди регулярных стеранов преобладают стераны состава C₂₇. Соотношение стеранов состава C₂₇:C₂₈:C₂₉ соответствует значениям 38:30:32.

Для нефтей Александровского и Варьеганско-Тагринского мегавалов, отнесенных нами ко второй группе, характерно низкое содержание прегнанов, отсутствие трициклических терпанов и повышенное содержание диагопана. Соотношение стеранов состава $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ в этих нефтях составляет 34:30:36 и свидетельствует о незначительном доминировании C_{29} стеранов.

В биодegradированной нефти отсутствуют прегнаны и трициклические терпаны, содержание диагопана низкое, а 28,30-бисноргопана, напротив, высокое. Соотношение стеранов состава $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ соответствует значениям 33:32:36.

Таким образом, нефти района Колтогорского прогиба по данным о составе насыщенных УВ подразделяются на три группы. Первую слагают нефти, в которых доминируют $C_{13}-C_{15}$ н-алканы, Pr/Ph составляет в среднем 1,3, $K_i < 1$, содержание стеранов выше, чем гопанов, среди регулярных стеранов преобладают стераны C_{27} , содержание прегнанов, трициклических терпанов и 28,30-бисноргопана высокое, а диагопана – низкое или его отсутствие. Это нефти, сформированные за счет ОВ – продукта фоссилизации в основном фитопланктона, накапливавшегося преимущественно в восстановительных условиях.

В смеси н-алканов нефтей второй группы повышен вклад высокомолекулярных гомологов, Pr/Ph составляет в среднем 1,8, $K_i < 1$, содержание гопанов выше, чем стеранов, среди регулярных стеранов преобладают стераны C_{29} , содержание прегнанов низкое, отсутствуют трициклические терпаны и повышено содержание диагопана. Нефти этой группы генерированы ОВ, заметный вклад в который вносила прибрежная флора, а условия его седиментации были субокислительными и окислительными.

Третья группа представлена биодegradированной нефтью. В ней мала доля низкомолекулярных н-алканов, Pr/Ph составляет 1,6, $K_i > 3$, содержание гопанов выше, чем стеранов, среди регулярных стеранов преобладают стераны C_{29} , отсутствуют прегнаны и трициклические терпаны, содержание диагопана низкое, а 28,30-бисноргопана, напротив, высокое.

Ароматические УВ. Содержание ароматических УВ (12-45 %) минимально в нефтях Каймысовского (12 %) и Нижневартовского (20 %) сводов, достигает максимальных значений в нефтях Колтогорского прогиба (табл. 2) и

определяется, в основном, содержанием моноаренов, которые доминируют среди ароматических УВ (7-30 % от суммы всех идентифицированных УВ).

Концентрация триароматических стеранов изменяется от 1,3 до 5,2 %, достигая максимума в нефтях Александровского мегавала (табл. 2). В большинстве нефтей их содержание выше, чем соответствующих насыщенных структур. Стераны доминируют над триароматическими производными только в нефтях из меловых отложений Варьеганско-Тагринского мегавала и коллекторов юры Столбовой, Куль-Еганской и Вахской площадей.

В основной массе нефтей содержание отдельных групп ароматических УВ снижается с увеличением числа конденсированных ароматических циклов в молекуле. Эта закономерность нарушается только в нефтях Северной, Нивагальской, Северо-Хохряковской и Куль-Еганской площадей. В этих нефтях содержание фенантронов превышает содержание нафталинов.

Максимальная концентрация тетраароматических УВ зафиксирована в нефтях Александровского мегавала.

Пентаароматические УВ отсутствуют в нефтях Варьеганско-Тагринского мегавала и Каймысовского свода, а также в нефтях юго-западного склона Александровского мегавала и прилегающей части Колтогорского прогиба. В то же время, нефти центральной части и северной оконечности Александровского мегавала обогащены УВ с пятью конденсированными ароматическими ядрами.

Сопоставление состава ароматических УВ в пределах выделенных ранее групп нефтей показывает, что основное различие между этими группами заключается в содержании дибензотиофенов и дибензофуранов, а также соединений с одним ароматическим кольцом и ароматических УВ с двумя и более кольцами (табл. 5).

Для первой группы, которую слагают нефти, сформированные по данным о составе насыщенных УВ за счет ОВ – продукта фоссилизации преимущественно фитопланктона, накапливавшегося в условиях открытого моря, характерно повышенное содержание дибензотиофенов и алкилбензолов. Это может быть связано с восстановительной обстановкой на начальных этапах преобразования в ОВ, генерировавшего в последствии эти нефти. Нефти второй группы, в исходное ОВ которых заметный вклад вносила прибрежная флора, а условия его

седиментации были субокислительными, отличаются высоким содержанием кислородсодержащих соединений – дибензофуранов и аренов с тремя и более ароматическими циклами. Биодegradированная нефть характеризуется максимальным содержанием дибензофуранов и трициклических УВ – фенантронов.

Таблица 5

Групповой состав ароматических УВ и гетероциклических ароматических соединений в нефтях различного генетического типа

Группа соединений, % отн.	Фациально-генетический тип ОВ		Биодegradированная нефть
	I	II	
Алкилбензолы	65,7	44,7	45,9
Нафталины	15,2	18,0	14,4
Бифенилы	2,2	3,4	3,7
Флуорены	1,8	3,4	2,4
Фенантроны	8,5	16,4	23,1
Флуорантены и пирены	2,2	4,6	3,7
Бензантрацены и хризены	1,6	5,6	2,8
Бензфлуорантены, бензпирены и перилен	0,3	0,9	0,0
Дибензтиофены	1,4	1,0	0,7
Дибензофураны	1,2	2,1	3,3

В составе моноаренов в исследованных нефтях идентифицированы гомологи алкилбензолов с алкильной цепью от $n-C_9$ до $n-C_{32}$ (н-АБ) и их монометил- (МАБ) и этилзамещенные (ЭАБ) изомеры, а также бензолы с цепью изопреноидного строения – фитанилбензол (ФТБ) и его метил- и диметилзамещенные гомологи. Для большинства исследованных нефтей характерно унимодальное распределение н-АБ. В нефтях, характеризующихся повышенным содержанием C_{15} и C_{17} н-алканов (первая группа), н-АБ представлены непрерывным рядом от C_9 до C_{25} , а нефти с повышенным вкладом C_{21} , C_{23} и C_{27} , C_{29} – более длинным – от C_9 до C_{32} .

В составе АБ всех исследованных нефтей преобладают монометилзамещенные изомеры. Содержание н-АБ ниже в нефтях второй группы, а концентрация ЭАБ – в нефтях первой. В результате биодegradации нефти ЭАБ исчезают, нефть обогащается ФТБ (содержание в 2 раза выше, чем в остальных нефтях).

Биарены представлены производными нафталина (77 %), флуорена (11 %) и бифенила (12 %). Их содержание по отношению к сумме всех идентифицированных углеводородов изменяется от 3 % в нефтях Каймысовского и Нижневартовского сводов до 13 % в нефтях Варьеганско-Тагринского мегавала. В большинстве нефтей в составе биаренов преобладают их диметилзамещенные структуры, только в биодegradированной нефти содержание триметилнафталинов значительно превышает концентрацию диметилзамещенных. В сравнении с нефтями второй группы в первой выше содержание монометил- и этилзамещенных структур и ниже доля триметил- и тетраметилзамещенных гомологов нафталина.

Бифенилы в исследованных нефтях представлены бифенилом, его метил- и диметилзамещенными гомологами с преобладанием последних. В нефтях второй группы, в отличие от первой, доля бифенила и его монометилзамещенных гомологов существенно выше.

Состав флуоренов мало зависит от природы исходного ОВ – во всех нефтях доминируют диметилзамещенные производные, и только в биодegradированной нефти в максимальной концентрации присутствуют монометилзамещенные флуорены.

Концентрация триаренов в нефтях изменяется от 1 до 6 % от суммы всех идентифицированных соединений с повышенным содержанием в нефтях Варьеганско-Тагринского и Александровского мегавалов (табл. 2).

Среди триаренов в нефтях идентифицированы фенантрен, его метил-, диметил-, три- и тетраметилзамещенные гомологи и ретен (1-метил-7-изопропил-фенантрен). Последний является маркером вклада наземных растений в состав исходного ОВ [8].

В нефтях первой группы преобладают фенантрен и его монометилзамещенные гомологи, повышена доля тетраметилзамещенных. В нефтях второй группы доминируют диметилзамещенные фенантрены, выше содержание ретена. Биодegradированную нефть отличает повышенное содержание фенантрена, его триметилзамещенных гомологов и ретена.

Тетраарены и пентаарены находятся в подчиненном количестве по отношению к другим ароматическим соединениям. Содержание тетрааренов

изменяется от 0,3 до 4,2 %, а пентааренов – от 0 до 0,6 % от суммы всех идентифицированных соединений.

В составе тетрааренов идентифицированы пирен, флуорантен, хризен, бензантрацен, их метил- и диметилзамещенные производные. Во всех нефтях доминируют диметилзамещенные структуры, но в нефтях первой группы выше доля голоядерных и метилзамещенных тетрааренов. В нефтях первой группы и в биодegradированной нефти производные флуорантена и пирена преобладают над бензантраценом и хризенном, а в нефтях второй – наблюдается обратная картина.

В составе пентааренов метилзамещенные гомологи находятся в подчиненном количестве по отношению к содержанию голоядерных соединений. При этом в нефтях второй группы содержание пентааренов существенно выше, чем в нефтях первой.

В составе гетероциклических ароматических соединений во всех нефтях метилзамещенные соединения преобладают над голоядерными, но содержание незамещенных дибензотиофена и дибензофурана в нефтях, генерированных планктоногенным ОВ, существенно выше, чем в нефтях второй группы. Биодegradированная нефть характеризуется более высоким по сравнению с остальными содержанием в смеси дибензотиофенов – незамещенного соединения, а в смеси дибензофуранов – метилзамещенных гомологов.

Таким образом, состав ароматических соединений в нефтях, как и насыщенных УВ зависит от типа исходного ОВ и биодegradации нефти в залежи. По данным о составе ароматических УВ нефти района Колтогорского прогиба характеризуются следующими особенностями. В смеси ароматических УВ нефтей первой группы н-АБ представлены непрерывным рядом от C_9 до C_{25} , характерна высокая концентрация ЭАБ, монометил- и этилзамещенных структур нафталина, голоядерных и метилзамещенных фенантрена, тетрааренов, незамещенных дибензотиофена и дибензофурана, производные флуорантена и пирена преобладают над бензантраценом и хризенном.

В нефтях второй группы установлен более длинный ряд н-АБ от C_9 до C_{32} , пониженное содержание ЭАБ, повышенная доля триметил- и тетраметилзамещенных гомологов нафталина, бифенила и его монометилзамещенных гомологов, диметилзамещенных гомологов фенантрена,

ретена, диметилзамещенных структур тетрааренов, пентааренов, метилзамещенных соединений дибензтиофена и дибензофурана, хризен и бензантрацен преобладают над флуорантеном и пиреном.

В биодegradированной нефти отсутствуют ЭАБ, нефть обогащена ФТБ, повышено содержание триметилнафталинов значительно превышает концентрацию диметилзамещенных гомологов, повышено содержание фенантрена и его триметилзамещенных гомологов, ретена, монометилзамещенных флуоренов, незамещенного ДБТ при пониженной суммарной концентрации дибензотиофенов.

Заключение

По составу УВ нефти района Колтогорского прогиба подразделяются на: нефти, сформированные за счет планктоногенного ОВ, накапливавшегося преимущественно в восстановительных условиях (первая группа) и нефти, генерированные ОВ, заметный вклад в который вносила прибрежная флора, а условия его седиментации были субокислительными и окислительными (вторая группа). К третьей группе относится биодegradированная нефть, которая по составу УВ близка к нефтям второй группы, но имеет ряд отличительных особенностей.

Нефти первой группы распространены в пределах Каймысовского и Нижневартовского сводов, юго-восточного склона Александровского мегавала и центральной части Колтогорского прогиба. Они характеризуются преобладанием стеранов над гопанами, а среди регулярных стеранов – изомеров C_{27} , высоким содержанием прегнанов, трициклических терпанов и 28,30-бисноргопана, низким содержанием или отсутствием диагопана, высокой концентрацией ЭАБ, монометил- и этилзамещенных структур нафталина, голядерных и метилзамещенных гомологов фенантрена, тетрааренов, незамещенных дибензотиофена и дибензофурана. Среди n-алканов доминируют C_{13} - C_{15} гомологи, n-АБ представлены непрерывным рядом от C_9 до C_{25} , производные флуорантена и пирена преобладают над бензантраценом и хризенем.

Ко второй группе относятся нефти Варьеганско-Тагринского мегавала, центральной и северной части Александровского мегавала, восточного борта

Колтогорского прогиба и, частично, Нижневартовского свода. Для них характерно повышенное содержание высокомолекулярных гомологов n-алканов, низкое содержание прегнанов, отсутствие трициклических терпанов и повышенное содержание диагопана. Производные бензантрацена и хризена преобладают над флуорантеном и пиреном. Содержание гопанов выше, чем стеранов, среди регулярных стеранов преобладают изомеры C₂₉.

В верхних нефтеносных горизонтах Александровского мегавала нефть деградирована в результате микробного окисления. Она отличается малой долей низкомолекулярных n-алканов, гопаны преобладают над стеранами, среди регулярных стеранов преобладают стераны C₂₉, отсутствуют прегнаны и трициклические терпаны, содержание диагопана низкое, а 28,30-бисноргопана, напротив, высокое, отсутствуют ЭАБ, высоко содержание ФТБ, триметилнафталинов, фенантрена и его триметизамещенных гомологов, ретена. При низком содержании дибензотиофенов в смеси повышена доля незамещенного ДБТ.

Литература

1. Современные методы исследования нефтей, под ред. Богомолова А.И., Темянка М.Б., Хотынцовой Л.И., Недра, Л., 1984.
2. Peters K.E., Walters C.C., and Moldowan J.M. The Biomarker Guide. II.
3. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. Cambridge University Press, 2005.
4. Петров Ал.А. Углеводороды нефти, Наука, 1984.
5. Huang W.J. and Meinschein W.G. // *Geoch. et Cosmoch. Acta.* 43 (1979) 739.
6. Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K., Aquino Neto F.R. Biomarker composition and depositional setting Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia // 14th Meet. on Org. Geochem. (1989) №168.
7. Philp R.P. and Gilbert. // *Advances in Organic Geochemistry.* New York: Pergamon Press. (1986) 73.
8. Clark J.P. and Philp R.P. // *Canadian Petroleum Geo.Bulletin.*37 (1989) 401.
9. Cheng Z.D. // *Geochemical Biomarkers.* Harwood Academic Publishers. (1988) 203.