

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ НАКОПЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ТИПОВ ЕГО ИСХОДНОЙ БИОМАССЫ

Т. Л. Виноградова, С. А. Пуанова, В. А. Чахмахчев  
(ИПНГ РАН, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)

Геохимические методы прогноза нефтегазоносности базируются на оценке потенциала нефтематеринской породы и состава ожидаемого углеводородного флюида. Потенциал нефтематеринской породы определяется количеством и качеством органического вещества (ОВ), а также уровнем его термической зрелости.

В настоящее время благодаря бурному развитию органической геохимии, накоплен огромный материал по углеводородному составу различных типов ОВ, углей, нефтей и конденсатов. Изучение этих данных позволило выделить отличительные параметры обстановок накопления ОВ и его типов [2, 16, 19].

В число информативных углеводородных показателей входят легкие УВ ( $C_5-C_8$ ), *n*-алканы, изопреноиды, арены, значение коэффициента нечетности, биомаркеры (стераны, гопаны, моно- и триароматические стераны), гетероатомные биомаркеры (ароматические сернистые соединения: бензотиофены, дибензотиофены, нафтобензотиофены и их алкилзамещенные изомеры; ароматические азотистые соединения: карбазолы, бензокарбазолы *a* и *c*, метилкарбазолы), полициклические ароматические УВ (нафталины, антрацены, фенантрены, хризены и др.), а также микроэлементы (МЭ) и металлопорфириновые комплексы (МПК).

### Литолого-фациальные и диагенетические показатели

Литофации, т. е. вещественный состав пород, оказывают определенное влияние на формирование углеводородного состава битумоидов ОВ и нафтидов. Это связано с разным каталитическим воздействием минералов пород на их органическое вещество. Оно является интенсивным в терригенных породах и сравнительно слабым в карбонатных отложениях. Наличие серы в карбонатах способствует новообразованию органических сернистых соединений, особенно бензо-

В статье систематизированы данные по углеводородным и гетероатомным соединениям, содержанию микроэлементов и металлопорфириновых комплексов в нефтях и органическом веществе пород. При этом большое внимание уделено результатам, полученным в течение последнего десятилетия отечественными и зарубежными исследователями.

В результате анализа имеющегося материала выделены отличительные критерии обстановок накопления органического вещества и типов исходной биомассы, участвующей в процессе нефтеобразования в недрах.

Совокупность рассмотренных геохимических критериев является основой качественной оценки флюидов и способствует совершенствованию методов раздельного прогноза нефтегазоносности.

In paper the data on hydrocarbonaceous and heteroatomic connections, contents of trace elements and petroleum porphyrin complexes in naphthas and organic matter of rocks are classified. Thus the major attention is given to outcomes obtained within the last decade by the domestic and foreign contributors.

As a result of the analysis of an available material the distinctive criteria of conditions of accumulation of organic matter and types of the initial biomass participating in the process oil formation in bowels are selected.

The collection of surveyed geochemical criteria is a basis of a quality estimate of fluids and promotes perfecting of methods of the separate prognosis oil-bearingness.

тиофенового ряда. Значительную роль играют окислительно-восстановительные обстановки диагенеза осадков, способствующие активному образованию специфических УВ и сернистых соединений.

Сопоставление содержания МПК в битуминозных веществах с геохимическими фациями диагенеза позволило отметить, что наибольшие концентрации этих пигментов, особенно ванадилпорфиринов (Vp), отмечаются в восстановительных условиях. В слабо-восстановительных и окислительных условиях, как правило, содержание порфиринов существенно ниже. Это связано с тем, что процесс накопления МПК протекает интенсивнее в восстановительной среде в обстановке сероводородного заражения [1]. Имеется хорошая корреляция между содержанием в нефтях металлов (V и Ni), S и асфальтенов

[3]. В высокосернистых нефтях из карбонатных нефтематеринских толщ содержание V и Ni значительно выше, чем в терригенных, причем  $V/Ni > 1$ .

В табл. 1 приводятся сравнительные характеристики нефтей, сформировавшихся в терригенных и карбонатных нефтематеринских породах. Специфические параметры, характеризующие эти нефти, прослеживаются и в составе ОВ нефтематеринских пород [3, 16]. Все критерии даются для нефтей средней зрелости (уровень "нефтяного окна").

В нефтях из нефтематеринских пород, образовавшихся в условиях карбонатного накопления, наблюдаются средние и высокие значения плотности, содержания общей и тиофеновой серы, отношения нафтены/парафины, преобладание четных *n*-алканов ( $CPI < 1$ ), фитана ( $P/F < 1$ ). Среди стеранов доминирует  $C_{27}$ . В этих нефтях фиксируются значительные количества гаммацераана, гексагидробензогопанов и бензогопанов, высокая величина гомогопанового индекса  $C_{35}$ . Для них характерны повышенные значения отношения  $C_{29}/C_{30}$  гопаны.

Таблица 1

Характеристики нефтей из карбонатных и терригенных нефтематеринских пород (по Peters K.E., Moldowan J.H. [16] и др. [3])

Параметры	Значение параметра	
	Терригенные породы	Карбонатные породы
Плотность	Низкое — среднее	Среднее — высокое
Сера (мас. %)	Разнообразное	Высокое
Тиофеновая сера	Низкое	Высокое
Насыщенные УВ/ароматические УВ	Среднее — высокое	Низкое — среднее
Нафтенны / парафины	Низкое — среднее	Среднее — высокое
CPI (C <sub>22</sub> —C <sub>32</sub> )	>1	<1
Пристан / фитан	Высокое (>1)	Низкое (<1)
Фитан / n-C <sub>18</sub>	Низкое (<0,3)	Высокое (>0,3)
Стераны	C <sub>27</sub> < C <sub>29</sub>	C <sub>27</sub> > C <sub>29</sub>
Стераны / 17α(H)гопаны	Высокое	Низкое
Диастераны / стераны	Высокое	Низкое
C <sub>24</sub> тетра / C <sub>26</sub> трициклические дитерпаны	Низкое — среднее	Среднее — высокое
C <sub>29</sub> / C <sub>30</sub> гопаны	Низкое	Высокое (>1)
C <sub>35</sub> — гомогопановый индекс	Низкое	Высокое
Гексагидробензогопаны и бензогопаны	Низкое	Высокое
Диа/(регулярные + диа) — моноароматические стераны	Низкое	Высокое
T <sub>s</sub> /(T <sub>s</sub> +T <sub>m</sub> )	Высокое	Низкое
C <sub>29</sub> моноароматические стераны	Низкое	Высокое
Гаммацеран	—	Высокое
Σ(V+Ni), (г/т)	<10	>100
V/Ni	≤1	>1
V <sub>p</sub> , 10 <sup>-3</sup> (мас. %)	<10	>100
V <sub>p</sub> /N <sub>ip</sub>	≤1	>1

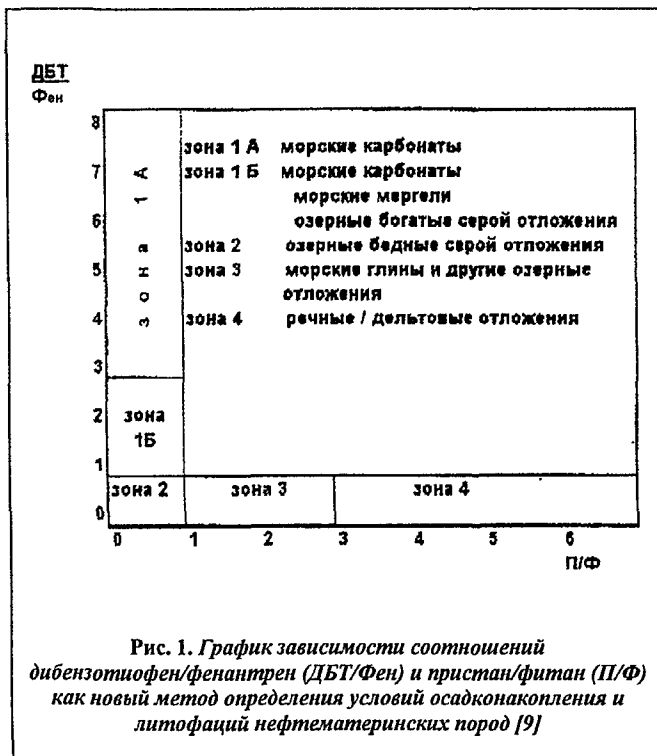
Нефти из пород, сформировавшихся в условиях терригенного осадконакопления, отличаются низкими и средними значениями плотности, содержания общей и тиофеновой серы, отношения нафтенны/парафины. В них преобладают нечетные n-алканы (CPI>1), пристан (Π/Ф>1). Среди стеранов доминирует C<sub>29</sub>. Наблюдаются повышенные значения отношений стераны/17α(H)гопаны, диастераны/стераны, T<sub>s</sub>/(T<sub>s</sub>+T<sub>m</sub>). Рост последних двух отношений происходит благодаря каталитическим свойствам терригенных пород.

В последнее десятилетие появились работы [6, 8, 9] с новыми критериями, позволяющими проводить более точную оценку литофациальных обстановок формирования состава ОВ и нафтидов. В частности, в работе [9] для оценки литофациальных условий накопления и обстановок диагенеза осадков предложено использовать график (рис. 1): дибензотиофен/фенантрен=f(пристан/фитан). Высокие значения ДБТ/Фен (от 1 до 8) при низких показателях Π/Ф (<1,0) характерны для морского карбонатонакопления и восстановительных обстановок. Низкие значения первого соотношения (<1) при

повышенных величинах второго (от 1 до 6) типичны для морских терригенных и русло-дельтовых континентальных фаций.

Карбонатные фации восстановительных обстановок также отличаются повышенными содержаниями сернисто-ароматических соединений — бензотиофена, диметил- и триметилбензотиофенов [8] и высокими значениями отношения 4-МДБТ/фенантрен.

В карбонатных литофациях установлены высокие концентрации гомогопанов от C<sub>31</sub> до C<sub>35</sub>. Для идентификации литофациальных условий было предложено [6] сочетание двух параметров: треугольной диаграммы с распределением гомогопанов C<sub>31</sub>, C<sub>33</sub>, C<sub>35</sub> и индекса нечетности гомогопанов, который представляет собой соотношение [C<sub>31</sub>+ (6·C<sub>33</sub>)+C<sub>35</sub>]/(4·C<sub>32</sub>)+(4·C<sub>34</sub>). На треугольной диаграмме образцы с более высокой относительной концентрацией C<sub>35</sub> гопапов обычно интерпретируются как показатель бескислородных морских (реже гиперсоленых наземных) условий. Обычно образцы, расположенные дальше от угла C<sub>31</sub> (в треугольной диаграмме), имеют более высокие значения индекса нечетности гопапов. Индекс нечетности гомогопанов в морских карбонатных фациях со слабовосстановительным потенциалом равен 1, а с резковосстановительным составляет более 1,1 и может достигать 2.



## Показатели типов исходной биомассы

Структура живых организмов — предшественников нефтяных является главным предопределяющим фактором генетического многообразия нефтей с характерным распределением в них углеводородных, металлоорганических и неуглеводородных соединений. Основные различия обусловлены вкладом в состав исходной биомассы морской автохтонной фито-зоопланктонной (сапропелевой), континентальной аллохтонной растительной (гумусовой) и внутриконтинентальной озерной растительно-водорослевой органики.

Распределение УВ биомаркеров и гетероатомных соединений нефти в зависимости от фацциально-генетических типов ОВ материнских толщ представлено в табл. 2 [2, 5, 3, 16, 19].

Для нефтей, генерированных ОВ морского типа, характерно преобладание в *n*-алканах соединений C<sub>15</sub>, C<sub>17</sub>, C<sub>19</sub> и стеранов над гопанами. Среди стеранов преобладают УВ состава C<sub>27</sub> (холестаны), C<sub>30</sub> (пропилхолестаны), 4-метилстераны (C<sub>30</sub>), диностераны. В ряду гопанов относительно высоки содержания гопанов состава C<sub>31</sub>—C<sub>35</sub>.

В легких фракциях (C<sub>5</sub>—C<sub>8</sub>) нефтей наблюдаются невысокие концентрации алканов и цикланов с геминальным заместителем, низкие отношения циклогексанов к циклопентанам (0,7...1,4), малые содержания легкой ароматики. Отношение этилбензол/Σ изомеры ксилола превышает 0,3. В более высокомолекулярных аренах установлена низкая степень конденсированности колец. Доминирующими УВ являются алкилзамещенные бензола и нафталина.

Таблица 2

Типичные характеристики нефтей, генетически связанных с разными типами органического вещества (по Peters K.E., Moldowan J.H. [16]; Waples D.W., Machihara T. [19]; Петрову Ал.А. [2], Чахмахчеву В.А., [5])

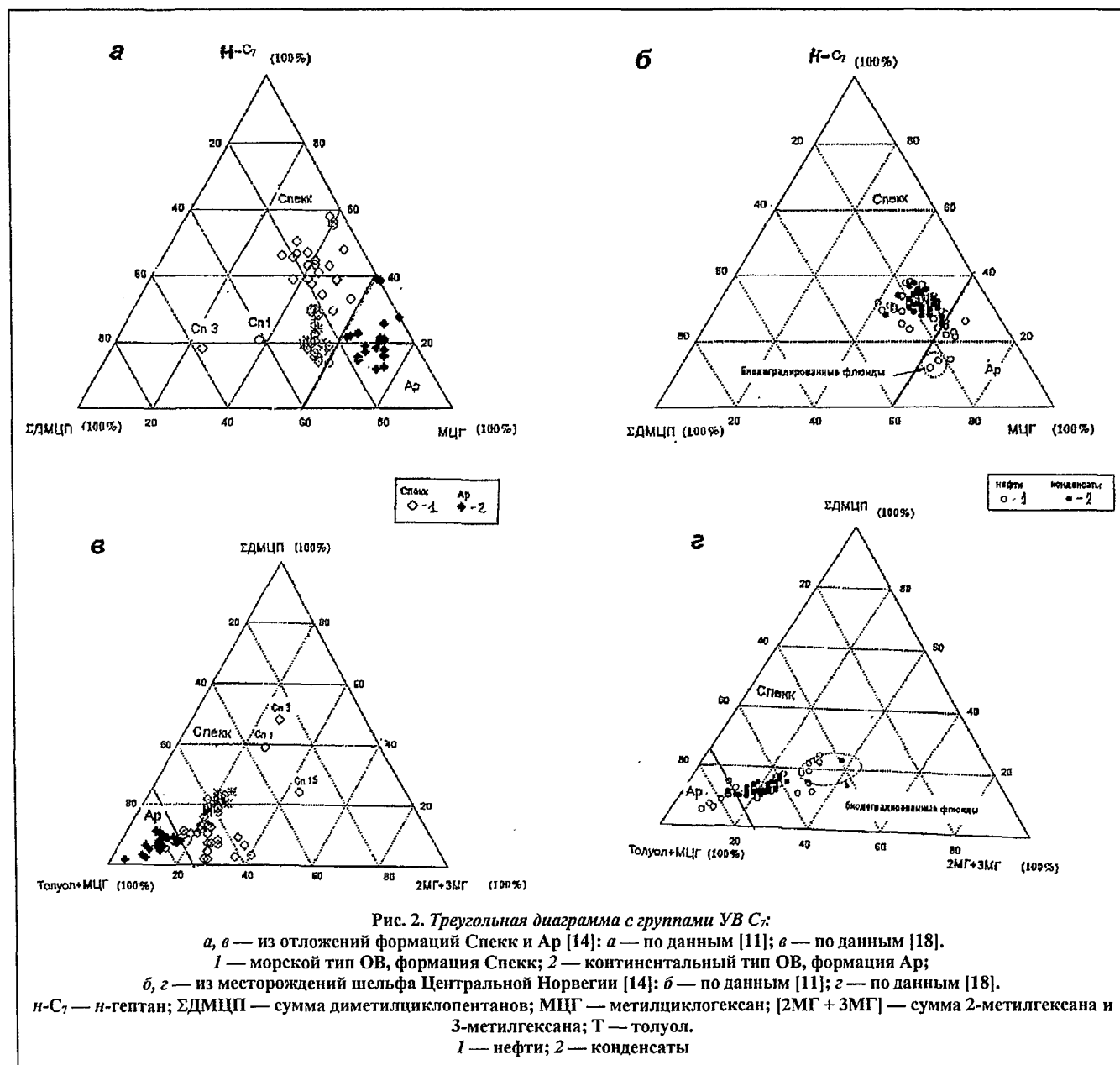
Параметры	Типы органического вещества (значение параметра)		
	Морской	Континентальный (высшие растения)	Озерный/Прибрежно-морской
Сера (мас. %)	Высокое — среднее	Низкое	Низкое
<i>n</i> -Алканы C <sub>21</sub> —C <sub>35</sub> (высокие C <sub>27</sub> , C <sub>29</sub> , C <sub>31</sub> )	Низкое	Высокое	Высокое
Пристан/фитан	≤2	≥3	~1...3
Пристан/ <i>n</i> -C <sub>17</sub>	Низкое (<0,5)	Высокое(>0,6)	—
4-метилстераны	Среднее	Низкое	Высокое
C <sub>27</sub> —C <sub>29</sub> стераны	Высокое C <sub>28</sub> или C <sub>27</sub>	Высокое C <sub>29</sub>	—
C <sub>30</sub> стераны (24- <i>n</i> -пропилхолестаны)	Присутствуют	Отсутствуют или низкое	Отсутствуют
Стераны/гопаны	Высокое	Низкое	Низкое
Бициклические сесквитерпаны	Низкое	Высокое	Низкое
Трициклические дитерпаны	Низкое	Высокое	Низкое
Тетрациклические дитерпаны	Низкое	Высокое	Низкое
Трициклические терпаны	Низкое	Отсутствуют или низкое	Присутствуют / высокое
Гопаны состава > C <sub>31</sub>	Высокое	Низкое	Низкое
Лупаны, биснорлупаны	Низкое	Высокое	Низкое
Олеананы	Низкое или отсутствуют	Высокое	Низкое
Ботриоккоккан (C <sub>34</sub> H <sub>70</sub> )	Отсутствует	Отсутствует	Высокое (редко)
Гаммацеран (γ-церан C <sub>30</sub> )	Высокое (изредка)	—	Высокое (в гиперсолёных водоемах)
Бикадинаны	—	Высокое	—
Арены	Доминируют моноциклические УВ	Преобладают полициклические УВ	—
<b>Легкие УВ C<sub>5</sub>—C<sub>8</sub>:</b>			
Алканы и цикланы с геминальным заместителем	Низкое содержание (на Σ изомеров <2 %)	Повышенное содержание (до 10 % на Σ изомеров)	—
Циклогексаны / циклопентаны	0,7...1,4	2...5	—
Арены (бензол, толуол)	Низкое	Повышенное	—
Этилбензол / изомеры ксилола	>0,3	<0,1	—
<b>Гетероатомные соединения:</b>			
Σ (V+Ni), г/т	>100	<100	<10
V/Ni	>1,0	<1,0	≤1,0
Vp/Nip	>1,0	<1,0	<1,0

Как правило, нефти морского генезиса с сапропелевым типом исходного ОВ характеризуются высокими концентрациями МЭ и образуют класс нефтей, первично обогащенных теми МЭ, которые связаны в нефтях со смолисто-асфальтовыми компонентами, — V, Ni, Mo, Co, Re, Cd и др. [3]. Но особенно показательны для этих нефтей высокие концентрации V и Ni, причем содержание ванадия превалирует над содержанием никеля (отношение  $V/Ni > 1$ ), и нефти классифицируются как "ванадиевые". Высокие концентрации характерны и для порфириновых пигментов; содержание Vp может превышать в нефтях  $100 \cdot 10^{-3} \%$ , а в битумоидах достигать  $1,5 \dots 6,0 \%$ . Содержание Vp выше содержания Nip ( $Vp/Nip > 1$ ).

Нефти, источником которых являлось ОВ континентального типа, отличаются высокими концентрациями n-алканов состава  $C_{27}$ ,  $C_{29}$ ,  $C_{31}$ , пристана, стерана  $C_{29}$ , бициклических сесквитерпанов, три- и тетра-

циклических дитерпанов, лупанов, олеананов и бикадианов. Для легких фракций этих нефтей характерны повышенное содержание насыщенных УВ с геминальным заместителем, легкой ароматики и высокие значения отношения циклогексанов к циклопентанам (2...5). Среди ароматических повышено содержание моноциклических аренов и преобладают полициклические УВ (хризен, фенантрен, перилен и т. д.).

Содержание МЭ и МПК в этих нефтях существенно ниже, и они образуют класс нефтей, обедненных МЭ и МПК. Особенно низки в этих нефтях концентрации тех МЭ, которые ассоциированы с тяжелыми асфальтово-смолистыми компонентами. Первые места в концентрационном распределении элементов в этих нефтях занимают элементы, связанные с легкими, масляными компонентами. Это Fe, Cu, Pb, Zn, Br и др. Содержание никеля в ОВ и нефтях, как правило, выше содержания ванадия ( $V/Ni < 1$ ); аналогичное отношение



характерно и для МПК ( $Vp/Nip < 1$ ) [4]. По преобладанию Ni или Fe над V эти нефти объединены в группу "никелевых" или "железистых" нефтей.

Интересные результаты с аналогичными выводами были получены американскими исследователями при изучении факторов, контролирующих обогащение битумоидов пород V и Ni [12]. По их данным, в битуминозных экстрактах из различных типов осадочных пород разного геологического возраста и разных регионов концентрация V и Ni изменяются в очень широком диапазоне — от 0,2 до 4760 г/т и от 7 до 1240 г/т, соответственно. Обогащение V и Ni (с концентрациями  $> 100$  г/т) отмечается в битумоидах, связанных с керогеном I и II типа. В битумоидах, связанных с керогеном III типа (высшая наземная растительность континентальных фаций), концентрации V и Ni  $< 100$  г/т.

В табл. 3 на примере некоторых регионов показано изменение генетического показателя — отношения V/Ni в нефтях, генерированных разным типом исходного ОВ, а также в битумоидах нефтематеринских толщ.

Нефти, связанные с озерным типом ОВ, выделяют повышенными содержаниями *n*-алканов  $C_{27}$ ,  $C_{29}$ ,  $C_{31}$ , 4-метилстеранов, трициклических терпанов (хейлантанов), ботриоккоккана, гаммацераана (для гиперсоленых водоемов), *T*-образных изопреноидов  $C_{20}$  и  $C_{25}$ . По содержанию МЭ и МПК эти нефти занимают промежуточное положение между нефтями двух выше-рассмотренных типов. Концентрация суммы двух металлов (V и Ni) не превышает 10 г/т, а отношение V/Ni варьирует около 1. Эти нефти могут отличаться

Тип органического вещества и отношение V/Ni в нефтях

Нефтегазоносная область	Возраст отложений	Тип ОВ	V/Ni в ХБА	V/Ni в нефтях
Тимано-Печорская	P <sub>1</sub>	Сапропелевый	1,0	1,5
	C <sub>2</sub>		1,8	1,0
	D <sub>1-2</sub>		1,7	1,8
Западно-Сибирская	I <sub>3</sub> —K <sub>1</sub>	Сапропелевый	3,9	2,6
Западно-Сибирская	I <sub>1-2</sub>	Гумусовый	0,04	0,7
Южно-Мангышлакская	I <sub>2</sub>	Сапропелево-гумусовый	0,2	0,2

повышенными содержаниями Fe, и тогда отношение V/Fe  $< 1$ .

К новейшим работам по диагностике типа исходной биомассы нефтематеринских пород относятся публикации зарубежных исследователей [7, 10, 11, 13, 14, 15, 17, 18].

Анализ данных этих работ по распределению легких УВ в экстрактах пород и нефтях показал [14], что морской тип ОВ обогащен ациклическими УВ (*n*-алканами, изоалканами) и циклопентановыми УВ (рис. 2). В континентальном типе ОВ преобладают циклогексановые (ЦГ, МЦГ и др.) и ароматические УВ (Б, Т, мета- и параксиллолы). В ОВ озерного генезиса доминируют алканы разветвленного строения.

Как продемонстрировали авторы работы [15], пиролизаты пород с ОВ морского происхождения отличаются присутствием большого количества *n*-алкенов и *n*-алканов. Пиролизаты из ОВ континентального генезиса (рис. 3) обогащены моноароматикой и нафталинами (особенно 2-метилнафталином). Эти показатели служат хорошими критериями для диагностики типов ОВ нефтематеринских пород.

Четкими диагностическими показателями являются полициклические ароматические УВ [10]. Так, в качестве критериев континентального ОВ были предложены две группы ароматических УВ: растительные маркеры и маркеры "горения" (продукты древних лесных пожаров). К растительным маркерам авторами отнесены ретен, симонеллит, кадален и др. Маркеры горения представлены такими ароматическими УВ, как флуорантен, бензофлуорантены, пирен, бензопирены, коронен. Для гумусового типа ОВ характерны высокое отношение нафталины/фенантрены ( $> 10$ ) [17] и в целом повышенные содержания нафталинов [7]. Также рекомендуется в качестве диагностических критериев типа ОВ разный набор моно- и дизамещенных фенантренов.

Таким образом, совокупность рассмотренных характеристик по распределению индивидуальных УВ, биомаркеров, гетероатомных биомаркеров, МЭ и МПК служит хорошей основой для качественной оценки ОВ пород и установления генетической связи нефтей с продуцирующими толщами в разрезе осадочных отложений, а также способствует совершенствованию методов раздельного прогноза нефтегазоносности.

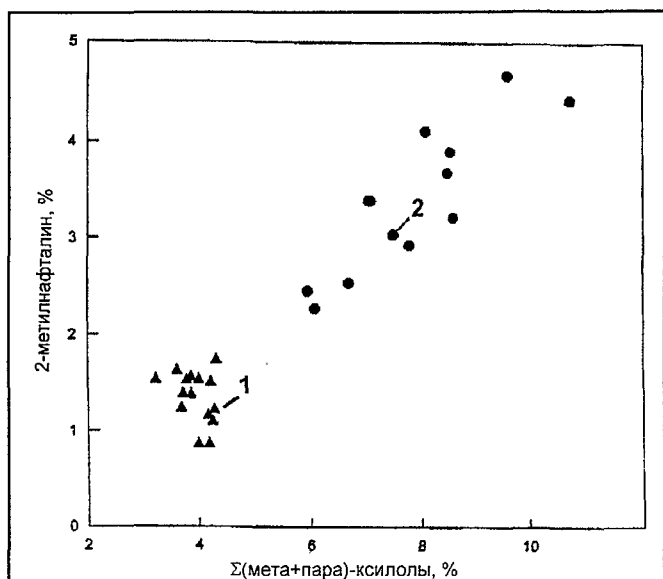


Рис. 3. Соотношение содержаний во фракции  $C_5$ - $C_{13}$  суммы (мета + пара)-ксилолов к 2-метилнафталину в образцах формаций [15]:

- 1 — морской тип ОВ, формации Спекк и Фэрсунд;  
2 — континентальный тип ОВ, формации Ар и Брайн

## ЛИТЕРАТУРА

1. Белоконов Т. В. Распределение металлопорфиринов в нефтях различных нефтегазоносных регионов // *Геохимия*. — 1987. — № 6. — С. 877—889.
2. Петров Ал. А. Геохимическая типизация нефтей // *Геохимия*. — 1996. — № 6. — С. 876—891.
3. Пунанова С. А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нефтях и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // *Геохимия*. — 1998. — № 9. — С. 959—972.
4. Серебренникова О. В., Белоконов Т. В. *Геохимия порфиринов*. — Новосибирск: Наука, 1984. — 87 с.
5. Чахмахчев В. А. Углеводороды — геохимические показатели нефте- и газоносности недр // *Геохимия*. — 1989. — № 8. — С. 1108—1119.
6. Bishop A.N., Farrimond P. A new method of comparing extended hopane distributions // *Org. Geochem.* — 1995. — Vol. 23, № 10. — P. 987—990.
7. Budzinski H., Garrigues Ch., Connan J., Devillers J., Domine D., Radke M., Oudin J.L. Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts // *Geochimica et Cosmochimica Acta.* — 1995. — Vol. 59, № 10. — P. 2043—2056.
8. Chakhmakhchev A., Suzuki N. Saturate biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia // *Org. Geochem.* — 1995. — Vol. 23, № 4. — P. 289—299.
9. Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks // *Geochimica et Cosmochimica Acta.* — 1995. — Vol. 59, № 17. — P. 3581—3598.
10. Jiang C., Alexander R., Kagi R., Murray A. Polycyclic aromatic hydrocarbons in ancient sediments and their relationships to palaeoclimate // *Org. Geochem.* — 1998. — Vol. 29, № 5—7. — P. 1721—1735.
11. Jinxing D. Identification and distinction of various alkane gases // *Science in China.* — 1992. — Vol. 35. — P. 1246—1257.
12. Lewan M. D., Maynard J. B. Factors controlling enrichment of vanadium and nickel in bitumen of organic sedimental rocks // *Geochimica et Cosmochimica Acta.* — 1982. — Vol. 46, № 12. — P. 2547—2560.
13. Mango F. The origin of light hydrocarbons in petroleum: ring preference in the closure of carbocyclic rings // *Geochimica et Cosmochimica Acta.* — 1994. — Vol. 58. — P. 895—901.
14. Odden W., Patience R.L., van Grass G. Application of light hydrocarbons (C<sub>4</sub>—C<sub>13</sub>) to oil/source rock correlations: a study of the light hydrocarbon compositions of source rocks and test fluids from off shore Mid-Norway // *Org. Geochem.* — 1998. — Vol. 28, № 12. — P. 823—848.
15. Odden W., Barth T. A study of the composition of light hydrocarbons (C<sub>5</sub>—C<sub>13</sub>) from pyrolysis of source rock samples // *Org. Geochem.* — 2000. — Vol. 31, № 2,3. — P. 211—219.
16. Peters K., Moldowan J. *The biomarker guide. Interpreting Molecular Fossils in petroleum and ancient sediments.* — New Jersey; 1993. — 363 p.
17. Radke M., Garrigues P., Willsch H. Methylated dicyclic and tricyclic aromatic hydrocarbons in oil from the Handil field, Indonesia // *Org. Geochem.* — 1990. — Vol. 5, № 1. — P. 17—34.
18. Ten Haven H.L. Application and limitations of Mando's light hydrocarbon parameters in petroleum correlation studies // *Org. Geochem.* — 1996. — Vol. 24, № 10, 11. — P. 957—976.
19. Waples D.W., Machihara T.S. *Biomarkers for geologists — a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology* // AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, 1992. — P. 74101.

## ГЕОФИЗИКА

УДК 550.83.01

### НОВЫЕ МНОГОЧАСТОТНЫЕ МЕТОДЫ В ПОЛЕВОЙ И СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКЕ

И. А. Володин  
(ИПНГ РАН)

**Введение.** В последние годы были достигнуты определенные успехи в теории нелинейных колебаний геологической среды. На этой основе удалось установить связь и определить типы взаимодействий между волновыми процессами разных частотных диапазонов в геосреде, а также обосновать теоретически многие считавшиеся аномальными явления, наблюдаемые в разных частях волнового спектра: от ультразвука до медленных волн деформаций. Полученные при этом теоретические построения могут быть положены в основу создания новых геофизических методов. Многие из этих методов, описанных ниже, потребуют всего лишь переинтерпретации информации, получаемой существующими геофизическими методами.

Приводятся основные пути создания новых геофизических технологий, основанные на современной теории нелинейной динамики геологической среды. Их характерной особенностью является синхронная обработка и интерпретация информации в двух и более частотных диапазонах, что позволит существенно увеличить глубину переработки геофизической информации.

The main ways of the creation new geophysical technology happen to in work, founded on modern theory non-linear speakers geological ambience. Their typical particularity is a synchronous processing and interpretation to information in two and more frequency range that will allow greatly enlarging the depth of the conversion to geophysical information.