

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕЙ И РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ)

Ву Ван Хай¹, Серебренникова О. В.^{1,2}, Савиных Ю. В.², Стахила Л. Д.²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, e-mail: vuvanhai19852004@yahoo.com. ²Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), г. Томск.

Четыре образца нефти и два образца керна фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам) были выбраны для исследования. Нефти и рассеянные органические вещества (РОВ) пород были разделены методом жидкостной адсорбционной хроматографии на насыщенные углеводороды, ароматические углеводороды и полярные компоненты. Состав насыщенных углеводородов нефтей и рассеянного органического вещества пород анализировали с помощью методов газовой хроматографии (ГХ) и хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС). Результаты исследования показывали, что нефти из и трещиноватого фундамента месторождения Белый Тигр генерированы из терригенных фаций в субокислительных и окислительных условиях, а для рассеянного органического вещества пород в восстановительной обстановке. Большинство параметров, характеризующих «зрелость» ОВ, для рассеянного органического вещества пород фундамента ниже для нефти фундамента. В целом состав биомаркеров свидетельствует об отсутствии генетической связи между РОВ гранитов и нефти залежи фундамента.

Ключевые слова: месторождение, нефть, рассеянное органическое вещество, биомаркер.

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF CRUDE OILS AND DISPERSED ORGANIC MATTER OF ROCKS OF BASEMENT FROM DEPOSIT WHITE TIGER (VIETNAM)

Vu Van Hai¹, Serebrennikova O. V.^{1,2}, Savinykh Y. V.², Stakhina L. D.²

¹National Research Tomsk Polytechnic University, e-mail: vuvanhai19852004@yahoo.com, ²Institute of Petroleum Chemistry SB RAS

Four crude basement oil samples and two rocks of basement from White Tiger deposit (Vietnam) were chosen for this study. The crude oils and dispersed organic matter of rocks were fractionated by medium pressure liquid chromatography into saturated hydrocarbons, aromatic hydrocarbons and polar compounds. The saturated hydrocarbons of crude oils and dispersed organic matter of rocks were determined by gas chromatography (GC) and gas chromatography/mass spectrometry (GC/MS). The results of evaluation suggest that oils from fractured basement of White Tiger deposit generated from terrestrial origin in sub oxidative and oxidative conditions, and for dispersed organic matter of rocks on the depositional environment. A majority of the parameters, which are characterized "maturity" of dispersed organic matter of basement rocks below one of basement crude oils. In general, the composition of biomarker indicates a lack of genetic connection between rocks and crude oils of basements from White Tiger deposit.

Key words: deposit, crude oil, dispersed organic matter, biomarker.

Введение

Месторождение Белый Тигр (Bach Ho) расположено на южном шельфе Вьетнама в 120 км к юго-востоку от города-порта Вунгтау в пределах Меконгской впадины. Залежи нефти присутствуют в нижнемиоценовых и олигоценых песчано-алевролитовых отложениях, а также в трещиноватых гранитоидных коллекторах фундамента. Отнюдь не часто встречающийся случай обнаружения промышленных скоплений нефти в кристаллических породах привлекает к нефтям месторождения Белый Тигр особое внимание.

Существует две основных гипотезы формирования залежей нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр. Считают, что залежи образовались за счет миграции нефти из нижнеолигоценых осадочных пород, прилегающих к выступам гранитного фундамента [4, 5]. Альтернативная точка зрения на нефтегазоносность фундамента основана на геодинамическом подходе к проблеме происхождения гранитов и геологической эволюции литосферы в целом [2]. Она заключается в том, что в период формирования «гранитного» слоя за счет гранитизации первично-осадочных толщ (вероятно, юрского и мелового возраста) в условиях жесткого термобарического режима происходил процесс трансформации рассеянного органического вещества (ОВ) в углеводороды (УВ) нефтяного ряда, которые и составили основу нефтяной залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр. При этом важным источником УВ-флюидов в зоне субдукции могли служить также органические остатки, содержащиеся в осадках поддвигаемой литосферной плиты, которые в результате термолиза трансформировались в нефтяные УВ. УВ-флюиды, возгонявшиеся вверх из зон подвига вместе с водоминеральными потоками, при изменении термобарических условий «оседали» в магматических и осадочных породах, а по трещинам и другим каналам жидкие УВ фундамента могли проникать в нижнеолигоценые отложения, где смешивались с «родной» нефтью этого комплекса [2].

Цель исследования. В этой работе мы проводим результаты исследования состава насыщенных углеводородов рассеянного органического вещества пород и нефтей месторождения Белый Тигр, залегающих в трещиновато-кавернозным фундаменте.

Материалы и методы исследования

Распределение и определение группового состава нефти и рассеянного органического вещества (РОВ) пород проводилось после выделения асфальтенов методом жидкостной хроматографии на комплексной колонке Al_2O_3/SiO_2 (с отношением 1:2); проводили растворителями увеличивающейся полярности: гексан, смесью гексана и бензола в соотношении 2:1 и смесью бензола и метанола в соотношении 1:1. В результате чего выделялось 3 отдельные группы нефтяных компонентов: насыщенные УВ, ароматические УВ и смолы. Детальный анализ компонентного состава насыщенных углеводородов осуществлен с помощью квадрупольного хромато-масс-спектрометра «NERMAG R-10-10C» (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 [1,8].

Результаты и обсуждение

Были изучены 2 образца керна и 4 образца нефти фундамента, залегающие в интервале глубин 3712–4783 м. Групповой состав нефти и рассеяного органического вещества (РОВ) пород (насыщенный УВ, ароматический УВ, смол и асфальтен) приведены в таблице 1.

В нефтях и РОВ пород месторождения Белый Тигр идентифицированы н-алканы от C_{12} до C_{35} . Из рис.1 видно, что в нефтях молекулярно-массовое распределение н-алканов биомодально с максимумом для гомологов C_{15} - C_{19} , и дополнительным максимумом – для гомологов C_{23} , C_{25} , C_{27} . Это свидетельствует о существенной роли прибрежных водорослей или наземных растений при формировании состава исходного ОВ нефтей, залегающих в фундаменте месторождения Белый Тигр. А в РОВ пород характерно бимодальное распределение н-алканов с преобладанием высокомолекулярных гомологов над низкомолекулярными, и максимумы приходятся на алканы состава C_{25} и C_{27} (рис. 1).

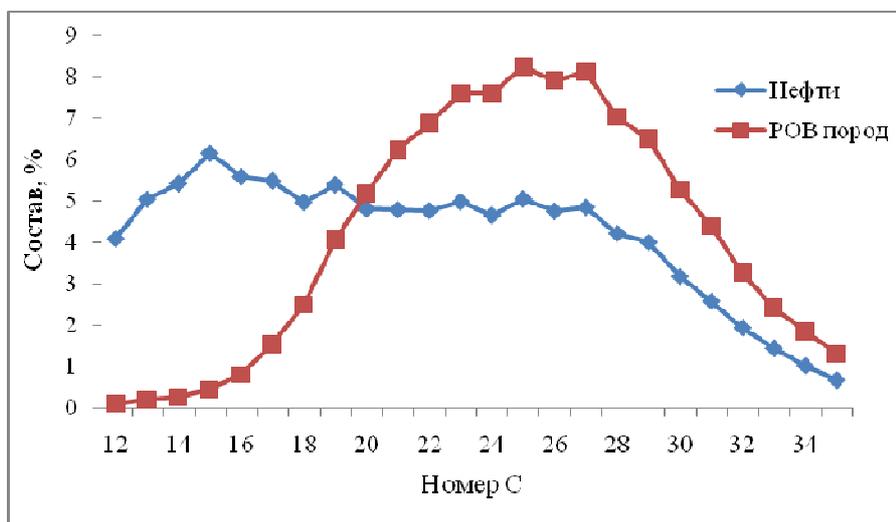


Рис. 1. Распределение н-алканов в нефтях и РОВ пород месторождения Белый Тигр

Величина коэффициентов «нечетности» (CPI) всех нефтей и РОВ пород изменяется в пределах от 1,05 до 1,07, т. е. показывает, что для нефтей месторождения Белый Тигр характерна достаточная зрелость.

Отношение пристана к фитану (П/Ф) в нефтях изменяется в пределах от 1,84 до 1,89 (табл. 1). Этот показатель уменьшается по глубине. Высокое значение этого показателя приходится на нефти скважины БТ-1 и БТ-2, а низкое значение на нефти скважины БТ-4 (в глубине 4368м). Это указывает на преимущественно субокислительные условия, существовавшие в бассейне при накоплении ОВ, генерировавшего впоследствии указанные нефти. В РОВ пород месторождения Белый Тигр этот показатель варьирует от 0,62 до 1,35.

Таблица 1. Характеристики нефтей и РОВ пород месторождения Белый Тигр

№ скважин	Нефти				РОВ пород	
	БТ-1	БТ-2	БТ-3	БТ-4	БТ-5	БТ-6
Глубина, м	3712	3910	4203	4368	4318	4783
Насыщенный УВ, % мас.	89,98	89,27	89,93	91,17	62,95	59,50
Ароматический УВ, % мас.	6,03	6,44	6,62	5,50	7,24	7,16
Асфальтен, % мас.	2,31	2,32	2,48	1,83	26,63	30,54
Смол, % мас.	1,08	1,97	0,97	1,50	3,18	2,80
П/Ф	1,89	1,89	1,85	1,84	1,35	0,62
П/н-С ₁₇	0,43	0,43	0,42	0,43	0,51	0,53
Ф/н-С ₁₈	0,25	0,25	0,25	0,25	0,29	0,33
СРІ-1	1,07	1,06	1,05	1,05	1,06	1,07
С ₁₅ +С ₁₇ , % отн.	37,6	40,0	39,1	37,2	10,0	3,1
С ₂₁ +С ₂₃ , % отн.	32,0	32,4	32,2	32,5	42,1	28,8
С ₂₇ +С ₂₉ , % отн.	30,4	27,6	28,7	30,3	47,9	48,1

В органической геохимии применяются различные показатели нормальных алканов и изопреноидов, но наиболее часто – Пристан/н-С₁₇(П/н-С₁₇) и Фитан/н-С₁₈. На диаграмме Дж. Коннана и А. М. Кассоу нефти в месторождении Белый Тигр характерны зрелое ОВ в окислительных условиях (рис. 2).

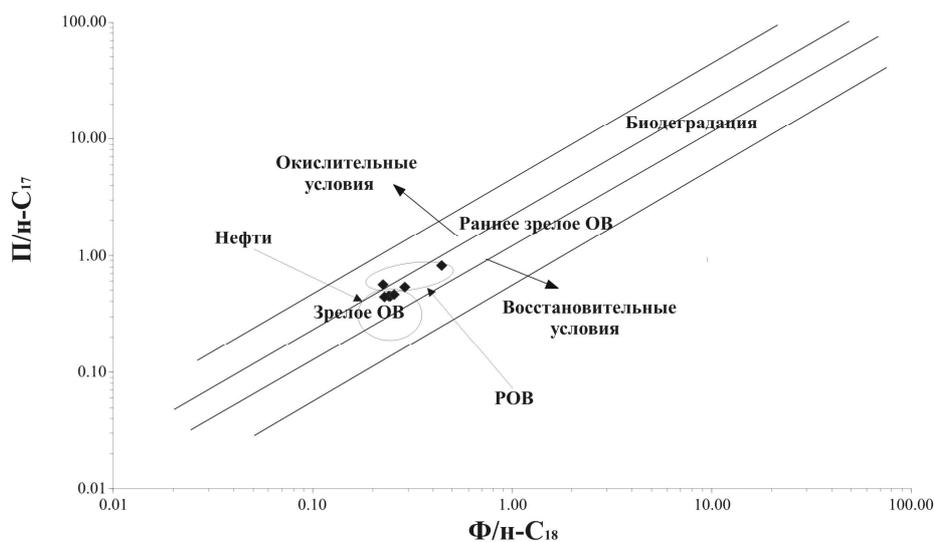


Рис. 2. Нефти и РОВ пород в плоскости соотношения изопреноидных и нормальных алканов

Стераны образуются в нефтях преимущественно морского происхождения, и невысокое их содержание характерно для озерных и приберно-морских условий. Поэтому отношение стеранов к гопанам используют как показатель фациальных условий осадконакопления. Соотношение гопанов к стеранам для нефтей составляет 0,81–0,83. Для РОВ пород этот показатель очень высокий (0,96–0,98).

Индикатором типа исходного органического вещества (ОВ) считается распределение стерановых УВ состава C_{27} , C_{28} , C_{29} . Преобладание гомолога C_{29} указывает на большой вклад в исходное ОВ наземной растительности, доминирование же стеранов C_{27} свидетельствует о значительном вкладе водорослевого ОВ [8]. В исследованных нефтях всех комплексов наблюдается преобладание стеранов C_{27} . А в РОВ пород стераны C_{27} и C_{29} присутствуют в близких концентрациях с незначительным преобладанием (37,96:40,10). В РОВ пород БТ-6 наблюдаются равновеликие значения этого показателя ($C_{27}:C_{29}=35,63:35,93$). Таким образом, можно говорить о смешанном типе исходного ОВ, накапливающегося в открытых морях со значительным вкладом материалов в мелководно-морских условиях.

Рассчитаны соотношения по $18\alpha(H)$ -22,29,30-триснеогопану (Ts) и $17\alpha(H)$ -22,29,30-трисноргопану (Tm). Этот параметр контролируется не только литологией и окислительно-восстановительными условиями осадконакопления [7], но также зависит от зрелости. Ts более термально устойчив, чем Tm [7]. Отношение параметров Ts/Tm к $29Ts/29Tm$ стеранам является величиной для определения термической зрелости нефтей. На рис. 3 показано, что достоточные зрелые нефти – месторождения Белый Тигр.

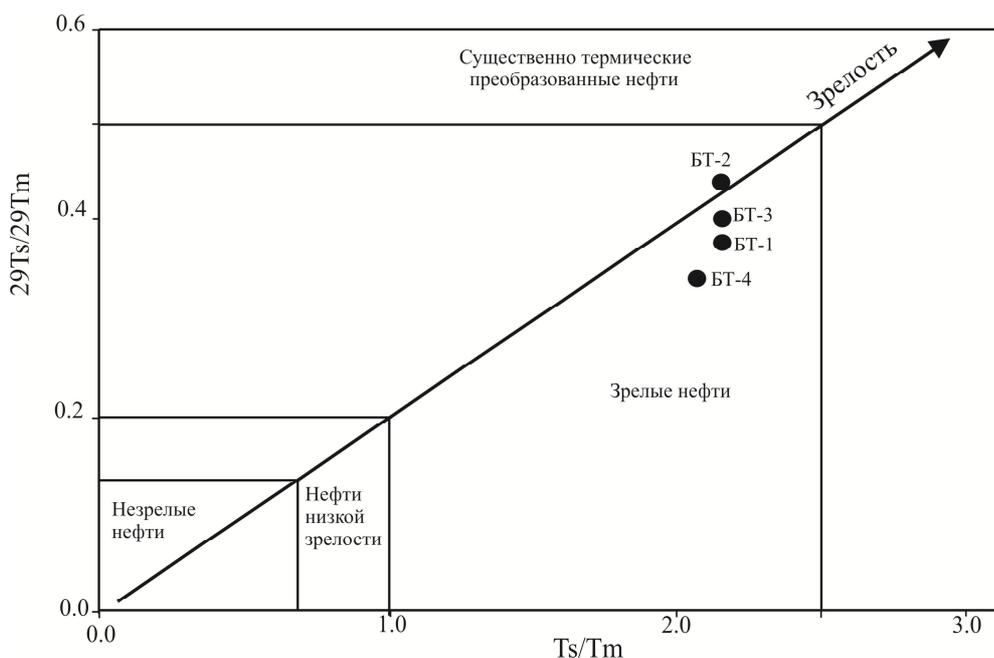


Рис. 3. Преобразованность исследованных нефтей по составу гопанов

Трициклические терпаны были обнаружены в мембране липидов бактерий (прокариотических) [3]. Хотя происхождение трициклических терпанов до конца еще не выяснено, в работе [6] показали, что эти соединения присутствовали в нефтяных образцах терригенного происхождения, а в работе [9] отметили, напротив, отсутствие трициклических терпанов в нефтях Австралии, которые имели терригенный вклад в состав ОВ. Преобладание трициклических терпанов C_{23} – C_{26} показывает морские и озерные условия осадконакопления и преобразования нефтей, а преобладание трициклических терпанов C_{19} – C_{20} и C_{28} – C_{31} – это континентальные. В проведенном исследовании трициклические терпаны присутствуют практически во всех нефтях и РОВ пород. Во всех исследованных образцах в составе трициклических терпанов преобладают C_{23} , C_{24} , C_{27} и C_{28} . Это указывает, что нефти с повышенным вкладом терригенной составляющей.

В качестве индикатора оценки окислительно-восстановительной обстановки в седиментогенезе и диагенезе используется относительное распределение гомогпанов C_{31} – C_{35} . Значение соотношения гомогпанов $C_{35}/(C_{31}-C_{35})$ называют гомогпановым индексом [3]. Относительно высокие концентрации гомогпана C_{35} указывают на морские условия диагенеза, относительно низкие концентрации C_{35} – на субокислительные или слабовосстановительные условия. В ряде исследований этот показатель ниже (0,01–0,03).

18 α (H) олеонан образуется из пентациклических тритерпенов ангиосперм [3]. Установлены корреляции между содержанием высшей растительности в ОВ и олеонановым индексом. В наших исследованиях олеонан обнаружен в низкой концентрации (0,01-0,14 % отн.).

Выводы

При изучении составов алканов, терпанов и стеранов нефтей и РОВ пород месторождения Белый Тигр можно делать некоторые результаты:

- По молекулярно-массовое распределение n-алканов, нефти, генерированные ОВ, заметный вклад в который вносили смеси прибрежных водорослей или наземных растений, а условия его седиментации были субокислительными и окислительными.
- По параметрам биомаркеров, показывали, что нефти в месторождении Белый Тигр характерны достаточно зрелые.
- Результаты исследований показали, что геохимические параметры углеводородов-биомаркеров для РОВ гранитов и нефти имеют большие отличия. В первую очередь в РОВ гранитов C_{29} стеран преобладает C_{27} стеран, а в нефтях наоборот. Другие параметры, отражающие состав первичного ОВ и условия осадконакопления, также в значительной степени отличны для нефти и РОВ гранитов. Это свидетельствует о том,

что породы фундамента не имеют никакого отношения к генерации нефти, заполняющей фундамент.

Список литературы

1. Богомолова А. И., Темянко М. Б., Хотынцовой Л. И. Современные методы исследования нефтей. – Л.: Недра, 1984. – 154 с.
2. Гаврилов В. П. Нефтегазоносность гранитов // Геология нефти и газа. – 2000. – № 6. – С. 44-49.
3. Костырева Е. А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во Новосибирск, 2003. – 284 с.
4. Поспелов В. В., Шнип О. А. Геологическое строение и нефтегазоносность Зондского шельфа // Геология нефти и газа. – 1997. – № 8. – С. 32-37.
5. Тьен Х. В. Условия нефтегазообразования и формирования углеводородных скоплений в кайнозойских осадочных бассейнах континентального шельфа СРВ: Автореф. дис. д-ра геол.-минер. наук. – М., 1999.
6. Aquino Neto, Trendel F.R., Restle J.M., Connan A., Albrecht P. Occurrence and formation of tricyclic and tetracyclic terpanes in sediments and petroleum // Organic Geochemistry. – 1983. – P. 659-667.
7. Peters K.E., Moldowan J.W., Schoell M. and Hempkins W.B. Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment // Organic Geochemistry. – 1986. – № 10. – P.17-27.
8. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History. – Cambridge: University Press, 2005. – V.2. – 1155 p.
9. Philp R. P., Gilbert T. D. Biomarker distribution in Australian oils predominantly derived from terrigenous source material // Organic Geochemistry. – № 10. – P. 73-84.

Рецензенты:

Поцелуев А. А., д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой общей геологии и землеустройства Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск.

Чернышов А. И., д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой петрографии Национального исследовательского Томского государственного университета, г. Томск.