

УДК 550.84:551.8

ГЕНЕЗИС НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ) ПО ДАННЫМ О СОСТАВЕ НАСЫЩЕННЫХ АЦИКЛИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

О.В. Серебренникова*, Ву Ван Хай, Ю.В. Савиных*, Н.А. Красноярова*

Томский политехнический университет

*Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

E-mail: vuvanhai19852004@yahoo.com

Описаны общие характеристики состава рассеянного органического вещества пород миоцена и олигоцена в пределах месторождения Белый Тигр (Вьетнам) и сопоставление его с соответствующими характеристиками нефтей.

Ключевые слова:

Металлопорфирины; рассеянные органические вещества; порфирины; катагенез; фитопланктон.

Key words:

Metallporphyrins, dispersed organic matter, porphyrin, catagenesis, phytoplankton.

Месторождение Белый Тигр (Bach Ho) расположено на южном шельфе СР Вьетнама в блоке 09–1 в 120 км к юго-востоку от города-порта Вунг-тау, основной производственно-технической и снабженческой базы СП «Вьетсовпетро» (рис. 1). Найдены залежи нефти в нижнемиоценовых и олигоценых песчано-алевролитовых отложениях, а также, вопреки предварительным ожиданиям в трещиноватых гранитоидных коллекторах фундамента. Отнюдь не часто встречающийся случай обнаружения промышленных скоплений нефти в кристаллических породах привлекает особое внимание. Месторождение Белый Тигр стало самым крупным месторождением нефтяной провинции, приуроченным к центральному поднятию Кыулунгской впадины.

Для восстановления истории формирования в недрах Земли углеводородных скоплений, реконструкции условий нефтидогенеза необходимо детальное исследование состава рассеянного в породах органического вещества, в частности распределения в нем хемофоссилий, унаследовавших черты своего строения от биологических предшественников. Состав этих структур определяется, прежде всего, исходной биомассой и последующими этапами ее преобразования [1].

Комплекс хемофоссилий (индивидуальный состав изопреноидных и нормальных алканов, содержание металлопорфиринов и перилена), а также состав фенатренов, выбранный нами для исследований, позволяют судить о фашиально-генетической природе присутствующего в породах органического вещества. Так, присутствие в органическом веществе комплексов порфиринов с ванадилем (VO-p) указывает на преимущественно морской генезис органического вещества и восстановительные условия при осадконакоплении. Наличие никелевых порфиринов (Ni-p) свидетельствует об отсутствии сероводородного заражения природных вод при седиментации и раннем диагенезе органического вещества. Прилен, широко распространенный в озерах, встречается также в прибрежных районах морей и отсутствует в глубоководных фациях. Соотношение изопреноидных углеводородов

пристана (П) и фритана (Ф) может быть использовано для оценки окислительно-восстановительных условий в бассейне седиментации. Следует, однако, учитывать, что наряду с окислительной средой повышенное содержание пристана в осадках может быть обусловлено существенным вкладом в органическом веществе зоопланктона и биомассы бактерий. Состав n-алканов характеризует участие в формировании состава органического вещества отдельных групп биопродуцентов. Основными углеводородами фитопланктона являются C_{15} и C_{17} n-алканы. Для наземной растительности характерно преобладание C_{27} , C_{29} и C_{31} n-алканов. В прибрежно-морских водорослях преобладают C_{21} , C_{23} и C_{25} гомологи [1].

Для определения степени термической зрелости органического вещества нами использованы CPI – отношение концентрации n-алканов с нечетным числом атомов углерода в молекуле к «четным» n-алканам, а также расчетная отражательная способность витринита (Rc), основанная на различии в термической стабильности отдельных изомеров метилфенатренов. Rc хорошо коррелирует с отражательной способностью витринита (% Rm) в интервале его значений, соответствующих основной зоне образования нефти из керогена.

Накопленный к настоящему времени материал об особенностях состава рассеянного органического вещества и нефтей месторождения Белый Тигр показал, что геохимические параметры углеводородов-биомаркеров для рассеянных органических веществ пород и нефтей фундамента имеют большие отличия. Полученные данные свидетельствуют, что породы фундамента не имеют никакого отношения к генерации нефти, заполняющей каверны в фундаменте [3]. Важную роль для нефтеобразования на месторождении Белый Тигр играют породы нижнего олигоцена и верхнего олигоцена и нижнего миоцена и эоцена [11]. Анализ состава нефтей месторождения Белый Тигр показал наличие двух групп нефтей различного генезиса. Первый – нефти из фундамента и олигоцена, а второй – из миоцена [4].

Целью настоящего исследования являлась характеристика состава рассеянного органического вещества пород миоцена и олигоцена в пределах месторождения Белый Тигр (Вьетнам) и сопоставление его с соответствующими характеристиками нефтей.

Характеристика объектов и методов исследования

Экстракцию битумоида проводили 7 %-м раствором метанола в хлороформе при помощи Тесатор Сохтес НТ–сиситемы. Фенантрены, перилен и металлопорфирины были сконцентрированы хроматографическим разделением битумоида на колонках с оксидом алюминия. Содержанием металлопорфиринов и перилена в хроматографических фракциях определено методом электронной спектроскопии по интенсивности полос поглощения при $\lambda=550$ нм (для Ni-p), 570 нм (для VO-p) и 435 нм (для реримелена) с использованием в расчетах коэффициентов экстинкции $2,7 \cdot 10^4$, $2,9 \cdot 10^4$, $4 \cdot 10^4$ л/(мол.см), соответственно. Состав и распределение алканов и фенатренов исследовали методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ) с использованием стационарной фазы SE-54 и пламенно-ионизационного детектора. Идентификация соединений осуществлялась по времени удерживания

путем сравнения с уже имеющимися, а также опубликованными данными. По хроматограммам газожидкостной хроматографии были определены максимумы молекулярно-массового распределения n-алканов, рассчитаны параметры состава алканов: отношение П/Ф, П/н-С₁₇, Ф/н-С₁₈ и CPI, по составу фенатренов – метифенатреновый индекс $MPI=1,5 (2MP+3MP)/(P+1MP+9MP)$ и Rc – расчетная отражательная способность витринита ($Rc=0,6MPI+0,4$).

Результаты и их обсуждение

Характеристика потенциально нефтематеринских пород месторождения Белый Тигр. В подавляющем большинстве образцов пород (кроме керна миоцен-1) обнаружены VO-p в невысоких концентрациях (от 3 до 31 нмол/г), Ni-p отсутствуют в образцах миоцен-1 (табл. 1). В то же время, породы миоцена и олигоцен-3 содержат хлориновые пигменты, сохранению которых в осадках способствует сероводородное заражение. Это может быть причиной отсутствия в них порфириновых комплексов с никелем. Органическое вещество таких пород, как правило, обогащено ванадием, ванадилловыми порфиринами, а также сероорганическими соединениями.

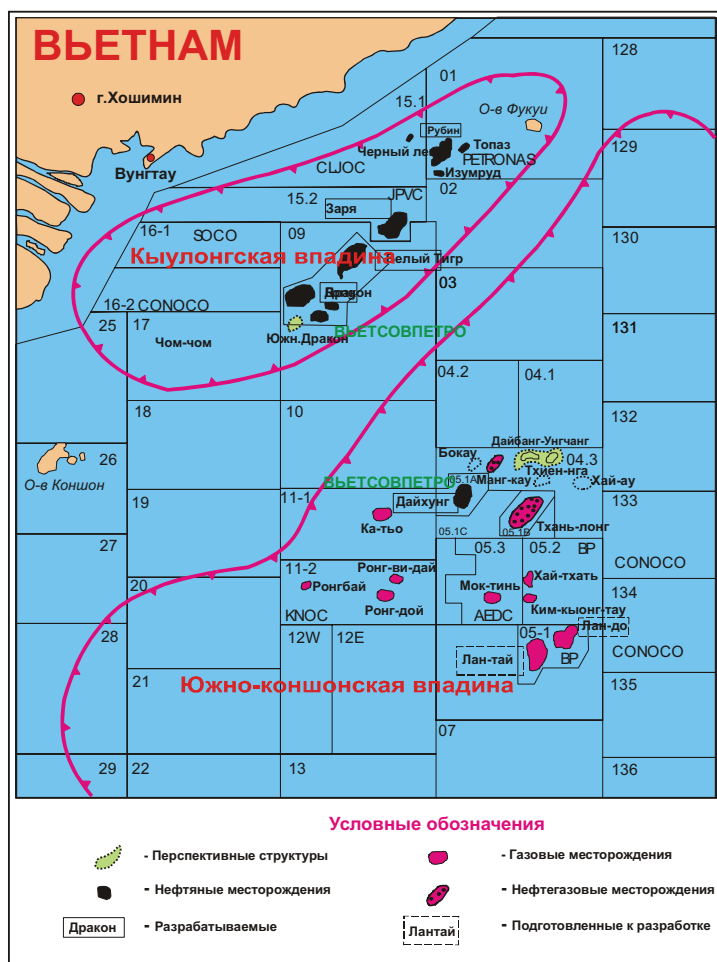


Рис. 1. Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама

Таблица 1. Содержание металлопорфиринов и перилена в породах месторождения Белый Тигр

Керн	Вьетнам			
	Мио-цен 1	Мио-цен 2	Олиго-цен 1	Олиго-цен 2
Глубина, м	2822,75	2992,75	4098,5	4142,5
Содержание перилена, нмол/г	0	199	0	0
Содержание Ni-р, нмол/г	0	65	3	9
Содержания VO-р, нмол/г	0	31	3	6
П/Ф	1,24	3,31	1,16	1,58
П/н-C17	0,28	0,53	0,44	0,37
Ф/н-C18	0,41	0,33	0,41	0,36
СР1-1/(C20-C28)	1,05	1,11	1,09	1,02
СР1-2/(C22-C30)	1,13	1,21	1,08	1,10
СР1-2/(C24-C32)	1,06	1,35	1,12	1,14
СР1(C12-C34)	1,01	1,07	1,06	1,07
MPI	0,61	0,62	0,83	0,66
Rc	0,76	0,77	0,89	0,79

Распределение парафиновых углеводородов в органическом веществе месторождения Белый Тигр представлено на рис. 2. В большинстве среди н-алканов преобладают углеводороды состава C₁₀–C₂₀, в то время как концентрация н-алканов состава C₂₁–C₃₅ заметно меньше. Характер молекулярно-массового распределения н-алканов в ОВ пород нижнего интервала олигоцена (4142,5 м) свидетельствует о смешанном характере исходного органического вещества, продуцированного фитопланктоном, прибрежными и наземными растениями в близком соотношении (рис. 2). Органический материал отлагался в субокислительных (П/Ф=1,58) условиях, видимо прибрежно-морского бассейна. Выше по разрезу (4098,5 м) вклад прибрежных водорослей снизился, а основными биопродуктами были фитопланктон и древесные растения, накапливавшиеся в восстановительной среде (П/Ф=1,16). В миоцене (2992,75 м) обстановка осадконакопления сменилась на окислительную (П/Ф=3,31), среди биопродуктов практически исчезли представители флоры, а доминировали микробные липиды. Наличие в органическом веществе перилена указывает на мелководность бассейна седиментации. Со временем (породы с глубины 2822,75 м) условия осадконакопления сменились на восстановительные, а биопродукты – на фитопланктон и в подчиненном количестве прибрежные водоросли.

Во всех образцах кернового материала, СР1 близко единице (1,01...1,07) В известной степени дополнением к данным Е. Берея и Е. Эванса могут служить материалы Дж. Купера, показывающие, что исходное ОВ пород месторождения Белый Тигр характеризовалось преобладанием жирных кислот с четным числом атомов углерода. Дж. Хант и М. Кальвин отмечают, что это соотношение нч/ч составляет для водорослей 1,01...1,07 [5]. В целом значения СР1 в исследованных образцах отвечают органическое вещество достаточно зрелому для нефтеобразования.

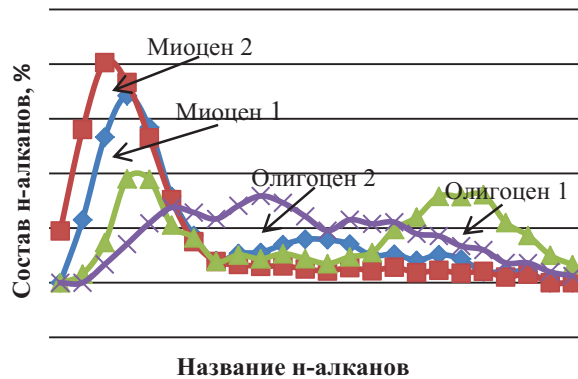


Рис. 2. Молекулярно-массовое распределение н-алканов в рассеянных органических веществах месторождения Белый Тигр

Таким образом, в олигоцен-миоценовом разрезе месторождения Белый Тигр присутствуют разности пород, существенно различающиеся седиментогенезом и составом биопродуктов, поставлявших в осадок органического вещества. По своей термической преобразованности органического вещества месторождения Белый Тигр может быть охарактеризовано как зрелое, способное генерировать нефть. Об этом свидетельствуют величины расчетной отражательной способности витринита, соответствующие стадии катагенеза МК₂-МК₃, значения СР1 и соотношения изопrenoидных и н-алканов.

Характеристики нефтей месторождения Белый Тигр. Нефти этого месторождения является высокопарафинистыми (18...25,3 %), с очень низким содержанием серы. По глубине плотность и вязкость нефти, содержание в ней смол и асфальтенов снижаются [10, 11]. Содержание VO-р и Ni-р, обнаруженных нами в очень низких концентрациях, также уменьшается с глубиной (табл. 2). Эта тенденция изменения параметров состава нефти может быть связана с увеличением пластовой температуры с возрастанием глубины залежи и частичным разложением сложных высокомолекулярных молекул.

Таблица 2. Содержание металлопорфиринов в нефти месторождения Белый Тигр

Нефть	Миоцен	Олигоцен	Фундамент
Содержание Ni-р, нмоль/г	2	3	0
Содержание VO-р, нмоль/г	2	0	3
П/Ф	1,28	2,04	2,84
П/н-C17	0,24	0,46	0,51
Ф/н-C18	0,24	0,24	0,23
СР1-1(C20-C28)	1,0	1,1	1,1
СР1-2(C22-C30)	1,0	1,1	1,1
СР1-3(C24-C32)	1,1	1,1	1,1
СР1(C12-C34)	1,2	1,1	1,2
MPI	0,61	0,78	0,51
Rc	0,77	0,87	0,71

Распределение парафиновых углеводородов нефтей представлено на рис. 2. Среди *n*-алканов преобладают C_{10} – C_{20} . По характеру их молекулярно-массового распределения нефти сходны между собой и с рассеянными органическими веществами пород миоцена. В то же время, отношение П/Ф в нефтях колеблется в широких пределах (1,28...2,84). Это свидетельствует о различии в условиях накопления их исходного нефтематеринского вещества. Сопоставление нефтей и рассеянных органических веществ пород по величине отношения пристана к фитану, учитывая характер молекулярно-массового распределения *n*-алканов, показывает, что нефть миоцена могла быть генерирована одновозрастными отложениями (миоцен-1). Значения генетического параметра П/Ф для рассеянных органических веществ пород олигоцена ($P/F=1,16...1,58$) существенно ниже чем для нефти, залегающей в этих отложениях ($P/F=2,04$), что говорит об ином источнике нефти. Сложное геологическое строение территории, на которой располагается месторождение Белый Тигр, могло привести к заполнению ловушки в коллекторах олигоцена более молодой нефтью, генерированной толщей миоцена (миоцен-1 и миоцен-2), которая содержит разности пород с рассеянными органическими веществами, характеризующимся значениями П/Ф от 1,2 до 3,3. Нефть, залегающая в породах фундамента наиболее близка к рассеянным органическим веществам пород миоцена-2.

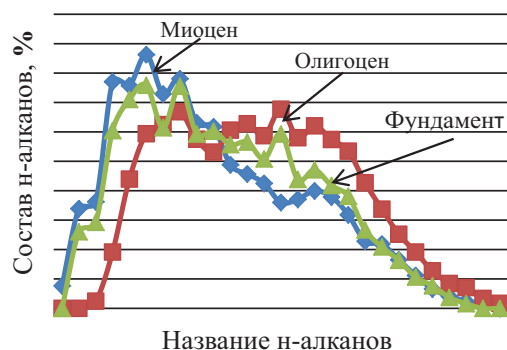


Рис. 3. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов нефтей месторождения Белый Тигр

Таким образом, газожидкостная хроматография анализ проб нефти и образцов кернов месторождения Белый Тигр показывает, что нефтематеринское вещество для всех нефтей слагал преимущественно фитопланктон с примесью донных водорослей и незначительной долей наземных растений. Нефть миоцена генерирована органического вещества отложений, накапливавшихся в восстановительной среде, а нефти из коллекторов олигоцена и фундамента — в слабо окислительной и окислительной обстановках. Наиболее вероятным источником нефтей месторождения Белый Тигр являются полифазальные отложения миоцена, достигшие главной фазы нефтеобразования и способные генерировать нефть.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Красноярова Н.А., Серебrenникова О.В., Зайцев С.П. Условия седиментации и катагенез рассеянного органического вещества нижней юры западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2009. — № 3. — С. 11–17.
2. Серебrenникова О.В., Белокопть Т.В. Геохимия порфиринов. — Новосибирск: Наука, 1984. — 86 с.
3. Савиных Ю.В., Лыонг З.Х., Утопленников В.К. ОВ пород кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Труды VIII Междунар. конф. — М., 2005. — С. 231–236.
4. Савиных Ю.В. Сравнительная характеристика молекулярного состава нефтей месторождений Дракон и Белый Тигр // Химия нефти и газа: Труды VII Междунар. конф. — Томск, 2009. — С. 157–160.
5. Ильнинская В.В. Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей. — М.: Недра, 1985. — 157 с.
6. Гончеров И.В. Геохимия нефтей западной Сибири. — М.: Недра, 1987. — 179 с.
7. Петров Ал.А., Арефьев О.А. Биомаркеры и геохимия процессов нефтеобразования // Геохимия. — 1990. — № 5. — С. 704–714.
8. Головки А.К., Пенева Г.С., Горбунова Л.В., Донг Ч.Л., Нгиа Н.Ч., Савиных Ю.В., Камьянов В.Ф. Углеводородный состав нефтей шельфовых месторождений Вьетнама // Нефтехимия. — 2003. — Т. 42. — № 1. — С. 13–22.
9. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. — М.: Наука, 1984. — 262 с.
10. Hoàng Đình Tiên, Hồ Trung Chất, Nguyễn Ngọc Dung, Nguyễn Ngọc Ánh. So sánh đặc điểm địa hóa đá mẹ và dầu, khí ở hai bể trầm tích Cenozoic Cửu Long và Nam Côn Sơn // Tạp chí khoa học và kỹ thuật. — 2008. — Т. 11. — № 11. — Т. 15–23.
11. Bùi Thị Luận. Các tầng đá mẹ ở Cửu Long thuộc thềm lục địa Việt Nam // Tạp chí dầu khí. — 2004. — № 7. — Т. 9–15.

Поступила 17.03.2011 г.