

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 552.574:551.73(510)

КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД
ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКОЙ УГЛЕНОСНОЙ ФОРМАЦИИ БАСЕЙНА ЗАЛИВА БОХАЙ
(Восточный Китай)

Ли Жунси, Ли Ючжу, Гао Юньвэнь

Чанъяньский университет, 710054, Сиань, дорога „Яньта“, 126, Китай

Бассейн Бохай является самым крупным нефтегазоносным бассейном Китая. Каменноугольно-пермские отложения здесь характеризуются большой мощностью (в среднем около 600 м) и залегают на глубинах до 5000 м. Уголь и углистый аргиллит тайюаньской свиты (каменноугольная система) образовались в болотах параличской равнины. Их главные углеводородгенерирующие компоненты представлены флуоресцентным витринитом, экзинитом, альгинитом и др. Угленосная шаньсиская свита пермской системы сформировалась в условиях аллювиально-дельтовой равнины. Главные углеводородгенерирующие компоненты — витринит, экзинит и др. Катагенез органического вещества (ОВ) углей и углистых аргиллитов довольно значителен — отражательная способность витринита $R^0 > 2.0\%$. Разведанность этого бассейна пока низкая, но перспективы для открытия газовых залежей оцениваются высоко.

Углеводородгенерирующие породы, угленосная свита, каменноугольно-пермская система, бассейн Бохай.

CATAGENESIS OF ORGANIC MATTER OF OIL SOURCE ROCKS IN UPPER PALEOZOIC COAL
FORMATION OF THE BOHAI GULF BASIN (eastern China)

Li Rongxi, Li Youzhu, and Gao Yunwen

The Bohai Gulf basin is the largest petroliferous basin in China. Its Carboniferous-Permian deposits are thick (on the average, ca. 600 m) and occur as deeply as 5000 m. Coal and carbonaceous shale of the Carboniferous Taiyuan Formation formed in inshore plain swamps. Their main hydrocarbon-generating macerals are fluorescent vitrinite, exinite, alginite, etc. Coal and carbonaceous shale of the Permian Shanxi Formation were deposited in delta-alluvial plain. Their main hydrocarbon-generating macerals are vitrinite, exinite, etc. The carbonaceous rocks of these formations are characterized by a high thermal maturity, with the vitrinite reflectance $R^0 > 2.0\%$. The Bohai Gulf basin has been poorly explored so far, but it is highly promising for natural gas.

Oil source rocks, coal formation, Carboniferous-Permian, Bohai Gulf basin

ВВЕДЕНИЕ

Бассейн Бохай площадью около 200 тыс. км² находится на востоке Китая, является самым крупным нефтегазоносным бассейном страны (рис. 1). В его пределах расположены месторождения нефти и газа Шэнли, Даган, Бохай, Хуабэй (Северный Китай), Цзидун (Восточный Хэбэй), Ляохэ и др. В бассейне добывается более 40 % нефти Китая.

Главный объект добычи нефти и газа — аллювиальные терригенные образования третичной системы. В процессе разведки многократно наблюдались промышленные притоки нефти и газа из каменноугольно-пермских угленосных отложений: на нефтяном месторождении Северного Китая в Цзичжунской (Центрально-Хэбэйской) депрессии, по линии Суцяо—Вэнь’ань [Liu Dehang et al., 1985], на нефтяном месторождении Шэнли в Цзиянской депрессии, по зоне разлома Гуси и на месторождении Даган в Хуанхуаской депрессии, на выступающей части Кундянь [Dai Jinxing, 1988; Xiangkui, Yan Shuzhong, 1996]. Несмотря на это геолого-разведочные работы, направленные на поиски месторождений нефти и газа в каменноугольно-пермских угленосных отложениях, не дали положительных результатов.

В Северном Китае отложения позднепалеозойской угленосной свиты широко распространены. В последние годы в Ордосском бассейне, который граничит с бассейном Бохай (а в палеозойскую эру оба бассейна относились к Северо-Китайской плите), открыто несколько гигантских месторождений нефти и газа.

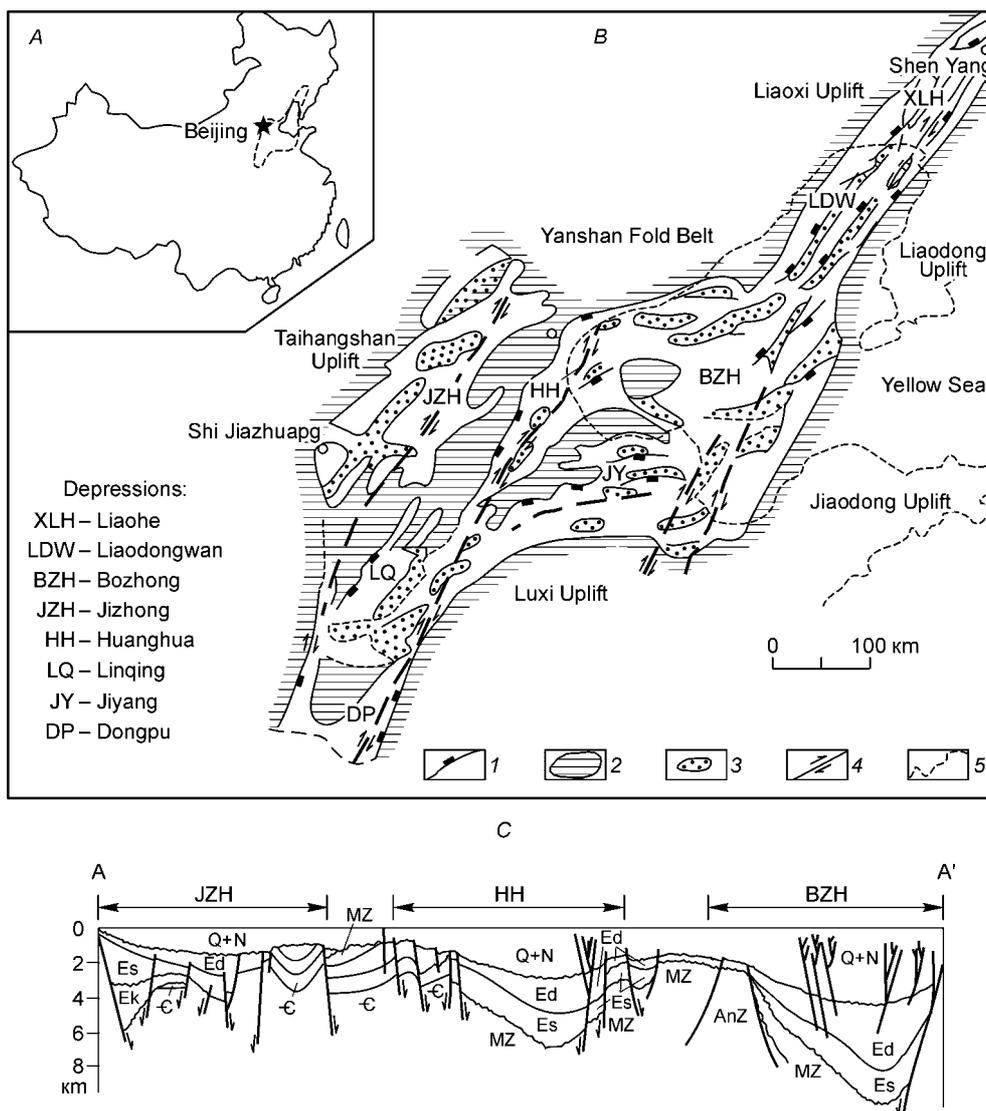


Рис. 1. Карта-схема структуры бассейна зал. Бохай.

A — местоположение, *B* — тектоническая структура, *C* — разрез бассейна; 1 — дотретичный разлом на границе депрессии, 2 — дотретичное поднятие, 3 — субподнятия, 4 — сдвиговая зона, 5 — береговая линия.

Бассейн Бохай, граничащий с восточной стороной Тайханшаньского поднятия и отделяющийся от Ордосского бассейна, характеризуется широким распространением каменноугольно-пермских отложений, глубина их залегания до 5000 м, а мощность в среднем около 600 м. Уголь и углистый аргиллит этих отложений являются хорошими нефтематеринскими породами.

ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ БАСЕЙНА БОХАЙ

Бассейн Бохай граничит с зоной Тайханшаньского поднятия на западе, простирается до Яньшаньской складчатой зоны на севере и окружен зонами Ляодунского, Цзяодунского и Лусиского поднятий с востока и юго-востока, на юго-западе переходит в Северо-Китайский бассейн. В его пределах развиты гигантские депрессии: Ляохэская (район Ляохэского нефтяного месторождения), Хуанхуаская (район Даганского и Цзидунского нефтяных месторождений), Цзичжунская (район Северо-Китайского нефтяного месторождения), Цзиянская и Линьцинская (район Шэнлиского нефтяного месторождения), Дунпуская (район Чжуньюаньского нефтяного месторождения), Бочжунская (район Бохайского нефтяного месторождения) и др. (см. рис. 1).

Основание бассейна Бохай составляет тайшаньскую серию, состоящую из архейских метаморфических пород. С протерозоя по палеозой бассейн был частью Северо-Китайского блока [Ren Jishun, 1980]. С протерозоя по средний ордовик бассейн Бохай представлял собой карбонатную платформу. В конце среднего ордовика вследствие воздействия каледонских движений Северо-Китайской блок (в том числе и бассейн Бохай) в целом претерпел воздымание, которое сопровождалось продолжительной денудацией. Вплоть до позднего карбона в его пределах накапливались морские и континентальные угленосные отложения. В мезозойскую эру в исследуемом районе проявилась дизъюнктивная тектоника и были сформированы сбросовые бассейны, в которых протекали активные магматические процессы. В таких бассейнах преобладают кластические образования и широко развиты вулканические породы кислого и среднего составов. С палеогена вплоть до четвертичного периода наступила стадия интенсивного прогибания, образовалась мощная серия кластических осадочных пород. Вследствие интенсивного дифференциального вздымания и образования сбросов во внутренней части бассейна Бохай возникла сложная геологическая структура, окруженная зонами поднятий или складчатости (см. рис. 1).

Реконструкция геологической истории формирования бассейна Бохай позволяет после каменно-угольно-пермской седиментации выделить три региональных тектонических этапа:

1. *Воздымание в раннем мезозое (в конце триасового периода)*. В бассейне Бохай триасовые отложения отсутствуют. Принято считать, что воздыманию этого района и прекращению седиментации способствовали индосинийские движения [Dai Jinxing, 1997].

2. *Сбросообразование в позднем мезозое—палеогене*. Бассейн Бохай начал формироваться в мезозойское время. Особенности развития его мезозойской седиментации контролировались разрывными структурами основания. В ранней и средней юре в небольших присбросовых впадинах накапливались глинисто-песчаные угленосные образования [Wang Binghai, Tianhai, 1992]. В позднюю юру под влиянием яньшаньских движений бассейн в целом поднимался и подвергался денудации. В раннем мелу в нем накапливались континентальные терригенные осадки, в это же время проявилось разломообразование, сопровождающееся интенсивным магматизмом. В позднем мелу—палеогене вследствие вздыманий, вызванных гималайскими движениями, в бассейне, в основном на крыльях, проявились сбросовые движения, заложившие основу современной геологической структуры.

3. *Прогибание в палеоген-четвертичный период*. С палеогена по четвертичный период район вступил в долгую непрерывную стадию нарастающего по интенсивности прогибания, которое на короткое время на границе палеоген—неоген прерывалось воздыманием, в результате чего часть палеогеновых отложений (дуньинская свита) была размыта. К концу четвертичного периода образовался крупный депрессионный бассейн (рис. 2).

В данной статье авторами подробно рассматриваются верхнепалеозойские отложения, которые включают в себя средний и верхний отделы карбона (бэнсиская свита C_2b и тайюаньская свита C_3t), пермскую систему (шаньсиская свита P_{1s} , нижнешихэцзыская свита P_{1x} , верхнешихэцзыская свита P_{2x} и шицзяньфунская свита P_{2sh}) (рис. 3).

Бэнсиская свита среднего карбона (C_2b) несогласно залегает на верхнемацзягоуской свите среднего ордовика. В базальной части свиты развиты выветрелые бокситы. Свита представлена в основном глинистыми и алевритовыми породами, в которых встречаются прослои известняка, местами тонкие угольные пласты. Мощность свиты 30—70 м.

Тайюаньская свита верхнего карбона (C_3t) имеет циклическое строение. В основании цикла залегают полевошпатово-кварцевые песчаники, вверх по разрезу они сменяются алевролитом, а далее — углями и углистыми породами. Последние перекрываются известняками, содержащими морскую фауну. Разрез свиты состоит из трех таких циклов. В свите содержатся от 7 до 20 угольных пластов, суммарная мощность которых достигает в среднем 28 м (максимальная мощность одного пласта 7 м). Суммарная мощность углистого аргиллита составляет в среднем 46 м. Мощность свиты достигает 120—180 м.

Шаньсиская свита нижней перми (P_{1s}) сложена песчаниками, аргиллитами углистыми породами и углями. В ней встречено от 2 до 11 угольных пластов, суммарная мощность которых в среднем составляет 8.5 м. Мощность углистого аргиллита в среднем 23 м. Мощность свиты достигает 60—90 м.

В *нижнешихэцзыской свите* нижней перми (P_{1x}) преобладают серые и желто-зеленые песчаники с прослоями аргиллитов. В нижней части содержатся тонкие пласты угля. Мощность свиты 90—120 м.

Верхнешихэцзыская свита верхней перми (P_{2x}). В нижней части развиты желто-зеленые полевошпатово-кварцевые песчаники, переслаивающиеся с фиолетово-красными и зеленовато-серыми аргиллитами. В породах содержатся обильные остатки растений. Мощность свиты 60—300 м.

Шицзяньфунская свита верхней перми (P_{2sh}) представлена переслаиванием красных песчаников и аргиллитов, на территории бассейна она распространена мозаично.

Stratigraphy		Lithology	Tectonic movement	Oil/gas Bed	
System	Series			gas	oil
Quaternary			Alluvial gravel and mud deposits	Himalayan I II	
Tertiary	Neogene	N _{1-2m}	Fluvial sandstone and siltstone with mudrock		
		N _{1g}	Fluvial sandstone and siltstone with conglomerate		☆
	Eogene	E _{3d}	Fluvial sandstone and siltstone with conglomerate	Himalayan II	☆
		E _{2s}	Lacustrine sandstone and mudrock with limestone		☆
		E _{1k}	Red lacustrine sandstone and mudrock with volcanic beds	Himalayan I	☆
Cretaceous	K ₁	Red lacustrine fluvioclastic rock, with volcanic beds and conglomerate	Yanshan	☆	
Jurassic	J ₁₋₂	Lacustrine fluvioclastic rock, with volcanic beds and thin coal seams	Indo-Sinian		
Permian	P	Fluvioclastic rock, fluvial plain mudrock with thin coal bed		○	
Carboniferous	C ₂₋₃	Coal series deposits in paralic environment	Caledonian		
Ordovician	O ₁₋₂	Platform carbonate with evaporite and shale, covered by the thick crust of weathering on top		☆	
Cambrian	Є	Platform carbonate with oolite and shale or sandstone		☆	
Proterozoic	PR	Platform carbonate with little sandstone, covered by tillite on top	Junning	☆	
Archean	AR	Metamorphic rocks	Fuping	○	

Рис. 2. Стратиграфия бассейна зал. Бохай.

Рис. 3. Стратиграфия каменноугольно-пермской угленосной толщи.

ЭКСПЕРИМЕНТ И АНАЛИЗ

Авторы собрали 218 проб угля, аргиллита и карбонатных пород из 6 скважин, вскрывших пермокарбонную толщу бассейна Бохай. Под микроскопом с иммерсионным объективом 20X в отраженном свете наблюдали, подсчитывали и фотографировали органические микрокомпоненты. На микроспектрометре типа Leitz MPV авторы определили отражательную способность витринита в масле (R^0), анализировали суммарный органический углерод (ТОС) с помощью анализатора типа Leco WR 12. По методу R—E (Rock-Eval) проводили пиролиз материнских пород.

ОРГАНИЧЕСКАЯ ПЕТРОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД УГЛЕНОСНОЙ ФОРМАЦИИ

Типы материнских пород. Источниками углеводородов в каменноугольно-пермских отложениях могут являться угли, углистые аргиллиты и карбонатные породы. Они больше распространены в каменноугольной тайюаньской и пермской шаньсиской свитах. Содержание органического углерода в углях тайюаньской свиты варьирует в интервале 62—74 % (в среднем 66.92 %), а в углях шаньсиской свиты 52—73.3 % (в среднем 64.73 %). Средняя концентрация суммарного органического углерода (ТОС) в углистом аргиллите тайюаньской и шаньсиской свит соответственно составляет 4.33 и 3.26 %. Количество ТОС в карбонатных породах тайюаньской свиты в среднем не превышает 0.07 %. На основании приведенных в таблице данных видно, что к потенциально материнским следует относить в этом районе угли и углистые аргиллиты.

Характеристика органического компонента углеводородгенерирующих пород. Угленосная толща в позднепалеозойское время формировалась как в морской, так и в континентальной обстановках. Тайюаньская свита в большинстве случаев образовалась в условиях паралической равнины, причем иногда морская вода трансгрессировала в глубь бассейна. Шаньсиская свита была сформирована в условиях аллювиально-дельтовой равнины. Далее рассмотрим основные мацералы углей указанных свит.

Stratum		Lithology character	Facies
System	Formation		
Permian	P ₂ sh	Interbed of sandstone, siltstone and mudstone	Fluvial
	P ₂ s	Interbed of gray, green and red sandstone, siltstone and mudstone	Fluvial lacustrine
	P ₁ x	Interbed of gray, green and red sandstone, siltstone and mudstone with 1–3 thin coal seams	Fluvial swamp
	P ₁ s	Interbed, siltstone and mudstone with 2–3 coal seams	Swamp delta
Carboniferous	C ₃ t	Interbed, siltstone and mudstone with 11–13 limestone and 16 coal seams	Paralic
	C ₂ b	Sandstone and shale with coal seams and gray limestone	Transgression
Ordovician	O ₂ m	Dolomitized packstone with crust of weathering on top	Marine

ТОС в верхнепалеозойских материнских породах бассейна зал. Бохай

Система	Ярус	Материнская порода	Мощность, м	ТОС, %	
				диапазон	среднее (№ обр.)
Каменноугольная	C ₃ t	Уголь	28	62—74	66.92(35)
		Углистая порода	46	0.54—16.14	4.33(47)
		Известняк	8.6	0.02—0.13	0.07(28)
Пермская	P ₁ s	Уголь	8.5	52—73.3	64.73(30)
		Углистая порода	23	0.26—8.21	3.26(35)

Примечание. Эксперименты и анализ всех проб были выполнены в Государственном экспериментальном центре нефти Китая.

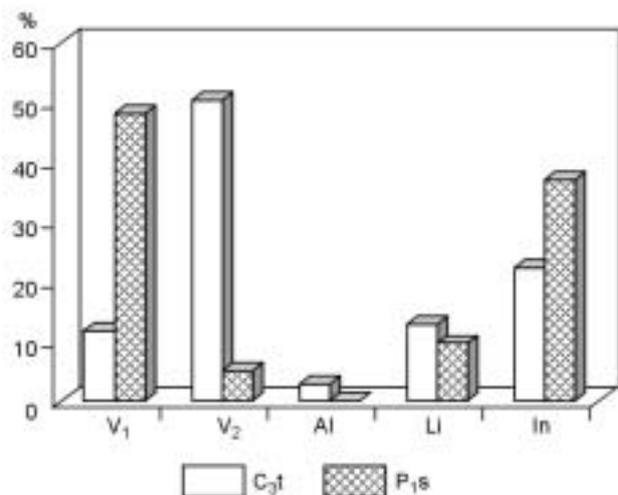


Рис. 4. Петрографический состав органического вещества аргиллитов и материнских пород пермских и каменноугольных отложений.

V_1 — витринит, V_2 — флюоресцентный витринит, Li — лейптинит, Al — альгинит, In — инертит.

Витринит. При исследовании под флюоресцентным микроскопом авторы разделили витринит на „нормальный“ и флюоресцентный. „Нормальный“ не флюоресцирует (в том числе и теллинит, коллинит и др.), а второй — флюоресцирующий витринит. Последний представляет собой десмоколлинит, содержащий липтодетринит. Известно, что флюоресцентный витринит (особенно десмоколлинит) наиболее обогащен водородом [Taylor, 1988; Taylor, Teichmuler, 1993; Liu Dehan et al.,

1997]. Витринит тайюаньской свиты в основном представлен флюоресцирующей разновидностью, а в шаньсиской свите — наоборот больше „нормального“ (рис. 4). Это различие, как указывалось выше, связано с условиями осадконакопления.

Экзинит в углях шаньсиской и тайюаньской свит представлен споринитом, кутинитом, резинитом, суберинитом, липтодетринитом и др. Споринит — это главным образом микроспоринит, встречается в виде расплющенного кольца или длинной ленты. Цвет флюоресценции желтый, с повышением зрелости становится красно-бурым. Кутинит представлен двумя разновидностями: одна красскутинит с особым зубчатым внутренним краем, а другая — в виде длинной ленты. Вторая разновидность распространена шире. Резинит обычно имеет округлую или овальную форму, часто ассоциируется с витринитом. Кутинит обладает ярко-желтой флюоресценцией. По ячеистой структуре легко распознается суберинит. Цвет флюоресценции обычно зеленый.

Содержание микрокомпонентов группы экзинита в углях изученных свит достигает 5—15 %.

Группа инертинита состоит из фюзинита, семифюзинита, микринита, склеротинита, инертдетринита и др. Из них только фюзинит сохраняет четкую структуру первоначальных растений, в микрините структура не сохранилась, встречается он в виде округлой и овальной форм. Склеротинит наблюдается редко, он имеет округлую и яйцевидную форму и обладает более высокой отражательной способностью.

Альгинит в большинстве случаев находится в углях и аргиллитах тайюаньской свиты. По структуре и морфологии разделяется на структурный и слоистый. Первый образует различные по размеру овальные формы, обладает лучистой структурой, иногда зубчатым внешним краем. Во втором ярко-желтые линейные тельца и пластинки группируются по слоям.

Другие компоненты. Кроме вышеописанных основных мацералов углей в породах угленосной формации часто встречаются минерально-битуминозная основная масса и несколько вторичных органических компонентов. Минерально-битуминозная основная масса наблюдается в аргиллитах и известняках тайюаньской свиты. Вторичные органические компоненты связаны с термической эволюцией органических компонентов [Liu Dehang et al., 1985; Jin Kuili, 1998]. В бассейне часто встречается эксудатинит, микринит и битум, первый скапливается главным образом в микротрещинах угля. Под микроскопом видно, что он часто связан с резинитом и является петрологическим свидетельством генерации углеводородов в толще. Микринит в виде белых микрозернистых агрегатов заполняет ячейки и полости в угленосной толще.

Битум часто наблюдают в аргиллитах и карбонатных породах этого района, формы залегания его различны. Встречены как одиночные скопления неправильной формы, так и микротрещинах.

Итак, относительное содержание „нормального“ витринита в углях тайюаньской свиты составляет в среднем 12.1 %, а содержание флюоресцентного витринита — до 52 %, экзинита — 12.8 %, альгинита — 2.1 %. В шаньсиской свите относительное содержание „нормального“ вит-

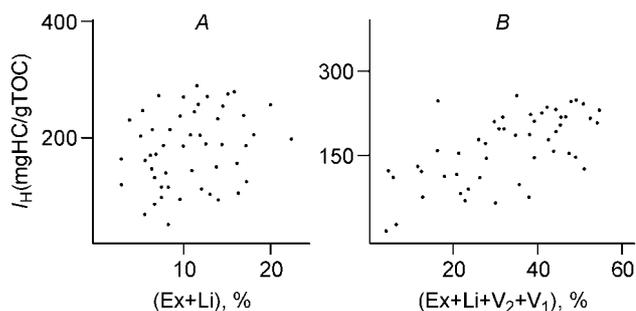


Рис. 5. Диаграммы зависимостей I_H — $(Ex + Li)$ и I_H — $(Ex + Li + V_2 + V_1)$.

Ex — экзинит.

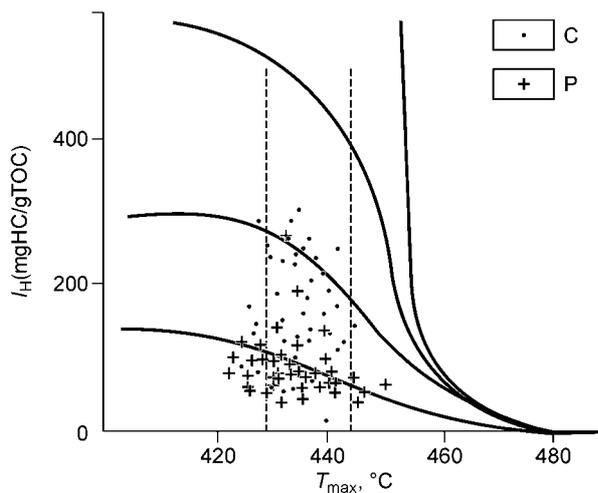


Рис. 6. Диаграмма зависимости I_H — T_{max}

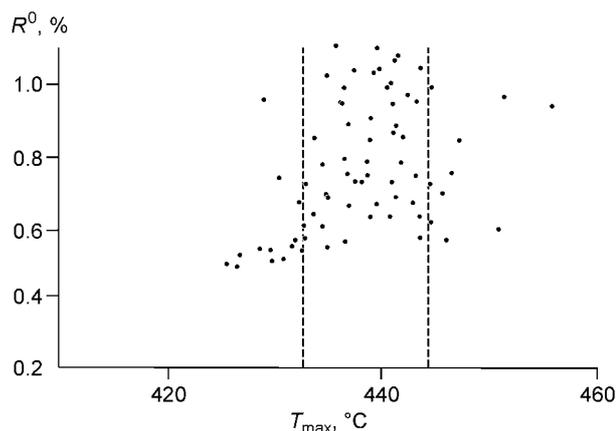


Рис. 7. Зависимость T_{max} — R^0 .

ринита составляет в среднем 49.2 %, флюоресцентного витринита — 7.2 %, экзинита — 9.4 %, альгинит практически отсутствует (см. рис. 4).

При анализе корреляционных связей между концентрацией органического вещества определенного состава и величиной водородного индекса (I_H) установлено, что слабая корреляция существует между I_H и содержанием экзинита + альгинита в угле и аргиллите (рис. 5, *A*), а между содержанием экзинита + альгинита + флюоресцентного витринита и значением I_H — очень сильная (см. рис. 5, *B*). Напомним, что в углях и аргиллитах тайюаньской свиты флюоресцентный витринит преобладает и является, по всей вероятности, важным углеводородгенерирующим компонентом.

Типы органического вещества указаны на диаграмме T_{max} — I_H (рис. 6). Органическое вещество тайюаньской свиты относится в основном к типу II (подтип II_2). Небольшая часть образцов с более высоким содержанием альгинита попадает в поле подтипа II_1 . В шаньсиской свите преобладает кероген III типа, а образцы, в которых ОВ относится к типу II, крайне редки. Таким образом, более предпочтительным для нефтеобразования является ОВ тайюаньской свиты.

Катагенез ОВ каменноугольно-пермской толщи увеличивается с глубиной. В краевых частях бассейна и на поднятиях зрелость ОВ более низкая. Отражательная способность (ОС) витринита изменяется от 0.54 до 1.5 и более в погруженных частях, т. е. от начального до глубинного мезокатагенеза и даже апокатагенеза. В центральной наиболее прогнутой части бассейна ОВ уже метаморфизовано — R^0 достигает 4.5 %.

К настоящему времени установлено, что различные органические компоненты генерируют жидкие углеводороды в различных условиях [Tissot, Welte, 1978]. В основном для большинства компонентов генерация совпадает с „нефтяным окном“, а для других (таких, как резинит и суберинит) проявляется ранее [Espitalie et al., 1985; Hunt, 1991; Jin Kuili, 1998]. Из анализа корреляционной зависимости между температурой пиролиза (T_{max}) и ОС витринита (R^0) (рис. 7) видно, что при увеличении R^0 с 0.6 до 1.2 величина T_{max} увеличивается с 433 до 443 °С, а когда T_{max} увеличивается с 430 до 445 °С, I_H быстро падает с 300 до 100 мг/г ТОС (см. рис. 6). Поэтому значение $R^0 = 0.6$ принимается нами как пороговое для начала процесса интенсивного нефтеобразования.

ОБСУЖДЕНИЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, согласно палеогеологическим реконструкциям авторов и ряда других исследователей [Snowdon, Powell, 1984; Dai Jinxing, 1997; Li Rongxi, 2001], пермокарбоновая угленосная толща погружалась в три основных этапа, разделенных двумя относительно кратковременными периодами воздымания (рис. 8). За первый этап опускания толща погрузилась до глубины 1300 м, степень катагенеза ОВ достигла градации MK_2 ($R^0 = 0.76$ %). После поздне триасового воздымания (Индосинийская фаза) погружение возобновилось вплоть до середины мелового периода. В раннем мелу до палеогена в Яньшанскую фазу тектогенеза снова началось воздымание, которое сопровождалось разломообразованием и интенсивным магматизмом. В результате погружения и теплового воздействия магматических образований степень преобразования ОВ достигла градации MK_3 ($R^0 = 1.36$). Далее с палеогена по четвертичное время происходит стабильное погружение, осложненное кратковременным подъемом на границе палеоген—неоген.

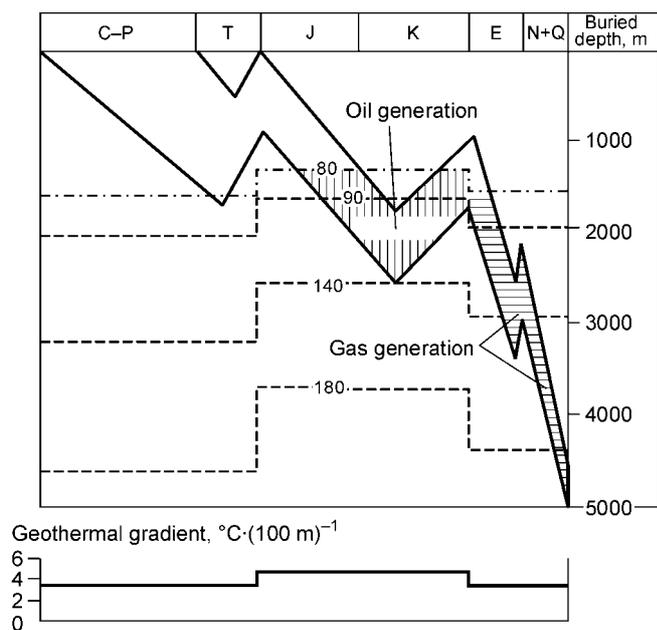


Рис. 8. Геотермическая история нефтегазообразования каменноугольно-пермских угленосных нефтематеринских пород бассейна зал. Бохай.

В наиболее погруженных внутренних частях бассейна на глубинах 4000—5000 м угленосная толща вошла в зону апокатагенеза (R^0 более 2%) и метаморфизма.

Следует ясно представлять и учитывать, что тектонические воздымания, с одной стороны, могут прервать процесс генерации углеводородов, а с другой — разрушить образованные скопления.

Расчеты, базирующиеся на приведенной выше модели погружения пермокарбоневой угленосной толщи, показали, что уголь тайюаньской свиты может производить нефть до 14.57 м³/т, газ — 147 м³/т, а шаньсиской свиты — соответственно 11.70 и 78.17 м³/т [Snowdon, Powell, 1984].

В заключение необходимо отметить, что бассейн Бохай является одним из крупнейших нефтегазоносных бассейнов Восточного Китая, он, так же как и Ордосский, относится к Северо-Китайскому блоку. В палеозойскую эру они имели аналогичные особенности седиментации и тектонической эволюции. В последние годы в центральной и северной частях Ордосского бассейна открыты несколько гигантских газовых месторождений. Выполненные авторами исследования нефтегазоматеринского потенциала тайюаньской и шаньсиской свит дают основания надеяться, что того количества газообразных углеводородов, которое продуцировала пермокарбоневая угленосная формация, будет достаточно для формирования подобных месторождений.

В процессе работы авторы пользовались поддержкой компании по разработке нефтяного месторождения Шэнли, Китайской нефтяной и химической группы, компании по разработке нефтяного месторождения Северный Китай, Китайской нефтяной группы, компании Бохай и Китайской морской нефтяной группы. Авторы искренне выражают им большую благодарность за оказанную помощь.

Эта работа выполнена в рамках государственного проекта фундаментальных исследований КНР (№ 2003GB214605).

ЛИТЕРАТУРА

Dai Jinxing. Discussion on the formation of coal formed gas in Jizhong Depression // *Petroleum Experimental Geology*, 1988, v. 10, № 2, p. 189—194 (in Chinese with English abstract).

Dai Jinxing. The geology condition of large gas field formation and its occurrence principles. Beijing, Geological Publishing House, 1997, p. 65—132 (in Chinese).

Espitalie J., Deroo J., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications // *Revue Institut Francais du Petrole*, 1985, v. 40, p. 755—784.

Huang Jiqing, Ren Jishun, Jiang Chunfa, Zhang Zhengkun, Qin Deyu. The tectonics of China and its evolution. Beijing, Geological Publishing House, 1980, p. 144—162 (in Chinese).

Hunt J.M. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter // *Org. Geochem.*, 1991, v. 17, № 6, p. 673—680.

Jin Kuili. Organic petrology. Beijing, Geological Publishing House, 1998, p. 142—196 (in Chinese).

Liu Dehang, Sun Yongge, Shen Jiagui. Study to micro-liptinite in Jurassic coal in Tuha and Erlian Basin, China, by using CLSM // *Geochimica*, 1997, v. 15, № 1, p. 15—19 (in Chinese with English abstract).

Liu Dehang, Fu Jiamo, Shi Xihui. The discovery of coal formed oil in Suqiao District, Eastern Bohai Gulf Basin // *Geochimica*, 1985, v. 3, № 4, p. 314—322 (in Chinese with English abstract).

Snowdon L.R., Powell T.G. Immature oil and condensate—modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter // *AAPG Bull.*, 1984, v. 66, p. 775—788.

Taylor G.H., Teichmuler M. Observation on fluorene and fluorescent vitrinite with the transmission electronic microscope // *Int. J. Coal Geol.*, 1993, v. 122, p. 61—82.

Taylor G.H., Liu S.Y., Smyth M. New light on the origin of Cooper basin oil // *APEA J.*, 1988, v. 28, p. 303—309.

Tissot B. and Welte D. Petroleum formation and occurrence. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 1978, 502 p.

Wang Binghai, Tianhai. Geology research and exploration practice of Shengli Oil Province, Shandong // J. Petrol. Univ. China Press, 1992, p. 96—116 (in Chinese).

Xiangkui, Yan Shuzhong. Characteristics and prospective of the gas source rock in Jiyang Depression // Petroleum Exploration and Development, 1996, v. 23, № 5, p. 11—15 (in Chinese with English abstract).

*Рекомендована к печати 28 декабря 2005 г.
А.Э. Конторовичем*

*Поступила в редакцию
28 января 2005 г.*