

<http://www.geojournals.cn/dzxb/ch/index.aspx>

吐哈盆地西部地区高蜡凝析油和轻质油的 地球化学特征及成因分析

张枝焕¹⁾ 黄志龙¹⁾ 张振英²⁾ 朱 丹¹⁾ 王铁冠¹⁾

1) 石油大学资源与信息学院,石油天然气成藏机理教育部重点实验室,北京,102200

2) 中国矿业大学,北京,100083

内容提要 吐哈盆地西部地区中、新生界储层中广泛分布着轻质油和凝析油。这些原油具有低密度、低粘度、中等—高含蜡量的特点,含蜡量为5.5%~22.1%,高分子量正构烷烃($nC_{35}\sim nC_{87}$)含量较高,属中—高蜡轻质油或凝析油,其地球化学特征及成因机理既不同于常规的高蜡原油,又不同于一般意义上的凝析油。吐哈盆地中、新生界高蜡凝析油或轻质油主要来源于侏罗系湖相泥岩和煤系地层中泥岩或煤,其形成主要取决于烃源岩的有机显微组分和有机质演化程度。研究区侏罗系湖相泥岩和煤系地层泥岩或煤岩中有机显微组分均以镜质组和壳质组为主,壳质组中角质体和木栓质体含量较高,具备了既可形成凝析油,又可形成高蜡油的条件。由于镜质组与部分壳质组演化形成烃类化合物的活化能相当,因此又具备高蜡油与凝析油共生的地球化学条件。

关键词 吐哈盆地 高蜡凝析油 高蜡轻质油 显微组分 成因机理

凝析油气和高蜡原油在中国的分布都十分广泛。中国东部湖相盆地原油中含蜡量普遍较高,一般为15%~25%,有些地区更高(李新景等,1999)。海相原油总体上含蜡量较低,但也有例外,如塔里木盆地满加尔地区的原油含蜡量高达12%(黄第藩等,1997)。凝析油通常是低—中等分子量的液态烃分散溶解于天然气中而形成的(陈践发等,1995),成因比较复杂,可以为海相腐泥型有机质高一过成熟阶段的产物(徐永昌等,1988;费福安等,1987),也可以是煤系腐殖型有机质或陆相混合型有机质在低成熟到成熟阶段的产物(陈义文等,1987;秦建中等,1987),目前国内外对高蜡原油和凝析油的成因研究均已取得了一定的进展(徐永昌等,1988; Tegelaar et al., 1989; Del Rio et al., 1992; 黄汝昌,1997)。

高蜡凝析油或轻质油是一种由较大量的高分子量固态石蜡烃分散溶解于天然气或较低分子量的液态烃中,在地下呈气态或液态产出的特殊油气资源。高蜡凝析油或轻质油既不同于常规的高蜡原油,又不同于一般意义上的凝析油。这类原油具低密度、低粘度、高凝固点、高含蜡量的特点,一般饱和烃含量较高,非烃含量较低,不含沥青质或含量很低,可检

测到的正构烷烃碳数可高达 C_{60} 以上。目前已在国内的一些盆地发现了这一比较特殊的油气资源。据王铁冠等(2003),大港千米桥油田奥陶系成熟—高成熟凝析油中高分子量正构烷烃含量高达15%以上;张水昌(2000)介绍了一种由于深部天然气的注入,引起油藏中原油受“气洗作用”而导致在同一地质剖面上出现上部分布有凝析油,而下部为高蜡原油的现象。但目前文献中还没有关于高蜡凝析油成因,尤其是在有机质演化的低成熟—中等成熟阶段形成的高蜡凝析油形成机理方面的研究成果。对高蜡凝析油藏的成因机理进行科学解释,对完善油气成因理论具有实际意义。

由于高蜡凝析油中高分子量成分组成的特殊性,对其成分的剖析也具有特殊的地球化学意义。高分子量正构烷烃相对稳定,有较强的抗生物降解作用能力,能保留相对稳定的地球化学信息(Setti et al., 1993; Heath et al., 1997)。王铁冠等(2002)根据高分子量蜡(HMW)及原油含蜡量,结合含氮化合物及成熟度参数,示踪分析了石油的充注方向与途径。Killops等(2000)报道了新西兰煤样中高分子量正构烷烃的碳优势指数 $CPI_{51\sim 57}$ 值与较低碳数的正

注:本文为国家自然科学基金项目(编号 40172056)资助成果。

收稿日期:2003-10-30;改回日期:2004-06-14;责任编辑:周健。

作者简介:张枝焕,男,1962年生,博士,教授,博士生导师,主要从事有机地球化学的教学与科研工作。通讯地址:102200,北京市昌平区,石油大学资源与信息学院;电话:010-69712415。

构烷烃 $CPI_{25\sim31}$ 值大体上呈现同步变化的趋势,并与成熟度具明显的相关关系,据此王铁冠等(2002)认为高分子量正构烷烃的碳优势指数 CPI 值仍可作为一个有效的成熟度参数。高蜡凝析油含蜡量较高,在油田开发和储运过程中,往往可造成高分子量蜡质的沉淀,因此对高蜡凝析油高分子量化合物的研究,也可改善高蜡凝析油的开发效率提供依据。本文分析了吐哈盆地西部地区部分油田中一高蜡轻质油和凝析油的地球化学特征及成因机理。

1 研究区地质概况与油源特征

吐哈盆地位于哈萨克斯坦板块的东南部,地处哈萨克斯坦板块、西伯利亚板块及塔里木板块结合的三角地带,属准噶尔—吐鲁番地块的一部分。西部弧形构造带位于吐哈盆地台北凹陷西部,东与胜北次凹相连,西与托克逊相接,南临胜南次凹,北依博格达山,面积约 1090 km^2 。目前发现的油田主要包括玉果,葡北,葡萄沟,神泉,胜南及雁木西油田等。目前已在该弧形构造带发现了侏罗系、白垩系和古近系—新近系三套含油层系,油气藏主要分布在七克台组和三间房组,其次为白垩系、古近系—新近系和西山窑组。

西部弧形构造带原油主要来源于侏罗系煤系地层或湖相泥岩,台北凹陷胜北次凹为主要供油区,胜南次凹也可能具有一定的供烃能力^①。台北凹陷侏罗系主要发育两套烃源岩,即中侏罗统七克台组暗色泥岩及中—下侏罗统水西沟群河湖沼泽相的煤系地层。胜北次凹七克台组湖相泥岩 R_o 一般为 $0.5\% \sim 0.7\%$,深凹区可达 0.8% ,处于低成熟阶段;西山窑组 R_o 为 $0.7\% \sim 0.9\%$,处于成熟阶段早期;八道湾组的 R_o 在 $0.9\% \sim 1.3\%$ 之间,处于成熟阶段。胜南次凹烃源岩成熟度相对较低, R_o 普遍小于 0.8% ,七克台组、三间房组和西山窑组烃源岩的 T_{\max} 均小于 435°C ,八道湾组、三工河组为 437°C ;各层段烃源岩中 $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 $22R/(22R+22S)$ 的平均值均小于 0.4 , C_{31} 升藿烷 $22S/(22R+22S)$ 大部分小于 0.5 ^②。

据黄第藩等(1995),吐哈盆地侏罗系八道湾组、三工河组、西山窑组煤的显微组分以镜质组为主,其含量达 $60\% \sim 95\%$,惰质组为 $5\% \sim 40\%$,“壳质组+腐泥组”为 $5\% \sim 30\%$,其中腐泥组含量相对较低;煤系中普通泥岩镜质组含量与煤相当,但较富“壳质组+腐泥组”,贫惰质组,七克台组上部湖相高碳泥岩“壳质组+腐泥组”占绝对优势,含量可达 85% 。壳质组主要是孢子体、角质体、木栓质体和沥青质体,藻

类体和树脂体偶见,见有较多的碎屑壳质体(赵长毅等,1995),部分样品壳质组中富含木栓质体,在台北凹陷煤中木栓质体含量可达 8% (程克明,1994)。笔者根据台北凹陷46个侏罗系烃源岩样品分析,烃源岩中有机显微组分主要为镜质组,惰质组含量较高,壳质组以角质体、无定形体和孢粉体为主(表1)。

表1 台北凹陷西部地区侏罗系部分烃源岩样品有机显微组分分布特征

Table 1 Distribution characteristics of organic maceral in source rocks from Jurassic in western structural belt, Turpan—Hami Basin

显微组分	壳质组(%)			镜质组(%)		惰质组(%)
	孢粉体	角质体	无定型	结构镜质体	无结构镜质体	
最小值	0.00	0.00	0.00	2.33	8.00	12.33
最大值	30.67	42.00	51.33	21.00	41.00	74.00
平均值	7.16	8.05	9.01	11.66	20.89	43.02

目前在吐哈盆地的烃源岩及油源研究方面已经取得了大量成果(黄第藩等,1995;程克明,1994,赵长毅等,1994,1995;Zhao et al.,1998;陈建平等,1999a,1999b;王春江等,1998),但在对其成因机理的解释上还存在学术上的分歧。黄志龙等^③通过对研究区油源的精细分析后认为,吐哈盆地西部弧形构造带原油的油源比较复杂,神泉油田三间房组的原油主要来源于七克台组湖相泥岩,并有下侏罗统煤系泥岩生成烃类的混入;神泉油田、雁木西油田古近系—新近系和白垩系的原油是下侏罗统煤系泥岩烃源岩生成的烃类与七克台组湖相泥岩生成烃类的混合,雁木西构造部分古近系原油(如雁6-4井和雁6-8井)具有煤成油的特点,主要来源于下侏罗统煤系泥岩烃源岩,有少量西山窑组煤岩生成烃类的混入,葡北油田原油的来源与此相似。

2 样品与实验分析

原油样品采自吐哈盆地台北凹陷西部弧形构造带葡北油田、神泉油田、雁木西油田和胜南油田的三叠系、侏罗系、白垩系和古近系油层(表2),主要为轻质油和凝析油,呈绿色、棕黄色或黄色。油源主要包括侏罗系煤岩和湖相泥岩、二叠系暗色泥岩,或者为侏罗系煤与湖相泥岩混合油源(表2)。

将待测原油样品分成两份,一份用于原油常规柱层分离与饱和烃气相色谱—质谱(GC/MS)检测,另一份用于高分子量烃类化合物高温气相色谱(HTGC)分析。高分子量蜡的预处理及检测方法见

表2 研究区部分原油样品分布特征及推测的油源

Table 2 Distribution characteristics of some crude oil samples and potential sources in western structural belt, Turpan-Hami Basin

序号	井号	油田	层位	油源分析 ^①
1	PB103	葡北	J _{2s}	下侏罗统煤系泥岩,有少量西山窑组煤岩生成烃类的混入
2	Y6-4	雁木西	E	下侏罗统煤系泥岩,有少量西山窑组煤岩生成烃类的混入
3	Y6-18	雁木西	K	下侏罗统煤系地层中的泥岩与七克台组湖相泥岩混源
4	Y6-20	雁木西	E	下侏罗统煤系地层中的泥岩与七克台组湖相泥岩混源
5	PB6	葡北	E	下侏罗统煤系泥岩,有少量西山窑组煤岩生成烃类的混入
6	S251	神泉	J _{2s}	七克台组湖相泥岩,有下侏罗统煤系地层中泥岩生成烃类的混入
7	S258	神泉	J _{2s}	七克台组湖相泥岩,有下侏罗统煤系地层中泥岩生成烃类的混入
8	PB3-11	葡北	E	下侏罗统煤系泥岩与七克台组湖相泥岩混源
9	S102	神泉	E	下侏罗统煤系泥岩与七克台组湖相泥岩混源
10	S110	神泉	J _{2s}	七克台组湖相泥岩,有下侏罗统煤系地层中泥岩生成烃类的混入
11	S224	神泉	J _{2s}	七克台组湖相泥岩,有下侏罗统煤系地层中泥岩生成烃类的混入
12	S239	神泉	J _{2s}	七克台组湖相泥岩,有下侏罗统煤系地层中泥岩生成烃类的混入
13	S272	神泉	J _{2s}	七克台组湖相泥岩,有下侏罗统煤系地层中泥岩生成烃类的混入
14	SN6	胜南	J _{2s}	七克台组湖相泥岩,有下侏罗统煤系地层中泥岩生成烃类的混入
15	Y608	雁木西	K	下侏罗统煤系泥岩与七克台组湖相泥岩混源
16	YD2-2	玉东	T	二叠系烃源岩
17	YD2-1	玉东	T	二叠系烃源岩

王铁冠等(2002)。使用 Finnigan 公司 SSQ710 型 GC/MS 分析系统进行原油饱和烃检测。色谱—质谱分析条件:DB-5 石英毛细柱(30 m×0.32 mm),升温程序为 100℃ 恒温 1 min,从 100℃ 升温到 220℃,升温速率为 4℃/min,然后从 220℃ 以 2℃/min 的速率升温至 300℃,恒温 20 min,载气用 He,气化室温度为 300℃,采用 EI(70 eV)电子轰击方式,发射电流 300μA,信号倍增增压 1000 V,扫描范围 m/z 50~600,扫描时间 1.8 s。

3 结果与讨论

3.1 原油地球化学特征

3.1.1 原油的物性、含蜡量及族组成分布特征

西部弧形构造带各油田原油普遍具有低密度、低粘度、中等—高含蜡量、凝固点较高的特点(表3)。原油密度为 0.70~0.85 g/cm³,主要分布在 0.78~0.82 g/cm³ 之间,为轻质油或凝析油。原油含蜡量均较高(图1),分布范围为 5.5%~22.1%,平均为 13.0%。其中葡北油田原油平均含蜡量最高,达 14.15%,胜南油田原油平均含蜡量最低,为 11.52%,神泉和雁木西油田原油含蜡量分别为 13.88%和 11.84%,玉果油田原油平均含蜡量为 13.10%。各油田不同层位的含蜡量也有所差别,如玉果油田七克台组和三间房组原油平均含蜡量分别为 13.80%和 9.20%;葡北油田七克台组和三间房组的在 10.00%左右,西山窑组的高达 18.10%;神泉油

田古近系—新近系和白垩系分别为 15.00%和 15.04%,七克台组和三间房组分别为 13.08%和 12.50%;胜南油田七克台组的为 10.75%,三间房组为 11.78%;雁木西油田白垩系平均含蜡量较低,平均为 9.75%。不同油田不同层位原油的含蜡量均达到中—高含蜡量的标准。原油中饱和烃(69%~96%)、芳烃(3%~18%)含量较高,非烃、沥青质含量相对较低。

表3 吐哈盆地西部弧形构造带各油田部分原油物性特征

Table 3 The physical property of crude oil in western structural belt, Turpan-Hami Basin

地区	层位	密度(g/cm ³)	含蜡量(%)
玉果	J _{2q}	0.7782(1)	13.8
	J _{2s}	0.7863~0.8267/0.8034(2)	5.5~11.4/9.20(2)
葡北	J _{2q}	0.7742~0.8164/0.7962(6)	8.2~13.9/10.40(6)
	J _{2s}	0.7968~0.8066/0.8034(6)	5.5~11.4/9.20(6)
	J _{2x}	0.8221~0.9013/0.8622(12)	11.4~22.1/18.10(12)
神泉	Esh	0.8090~0.8094/0.8092(2)	14.8~15.2/15.00(2)
	K ₁	0.8038~0.8507/0.8161(8)	12.2~18.3/15.04(8)
	J _{2q}	0.7844~0.8047/0.7929(10)	10.7~17.0/13.08(10)
	J _{2s}	0.7881(1)	12.5(1)
胜南	J _{2q}	0.8065~0.8231/0.8118(4)	8.4~13.8/10.75(4)
	J _{2s}	0.7772~0.8588/0.8079(12)	6.8~19.3/11.78(12)
雁木西	Esh	0.8308~0.8323/0.8316(2)	13.2~16.0/14.62(2)
	K ₁	0.7968~0.8001/0.7985(2)	9.4~10.1/9.75

注:表中数据 a~b/c(n), a 为最小值, b 为最大值, c 为平均值, n 为样品数。

3.1.2 原油中饱和烃气相色谱特征

常规气相色谱检测的正构烷烃碳数分布范围为

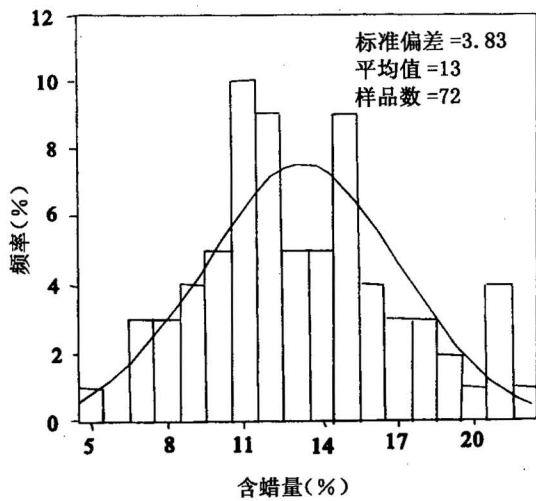


图1 吐哈盆地台北凹陷西部弧形构造带原油含蜡量频率图

Fig.1 Frequency of wax content in crude oils in western structural belt, Taibei Sag, Turpan-Hami Basin

$nC_{11} \sim nC_{36}$, 主要呈双峰态分布, 主峰碳为 nC_{23} , 次主峰碳为 $nC_{15} \sim nC_{19}$, C_{21-}/C_{22+} 平均值为 3.61, 以中、低分子量为主, 略具奇偶优势, CPI 值为 1.13 ~ 1.33; Pr/Ph 较高, 分布范围为 2.34 ~ 5.43。

3.1.3 原油的甾、萜化合物组成特征

神泉油田三间房组的原油具 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷优势, 但 $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷含量也较高, $\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷 $C_{27}/C_{29} > 0.6$, $\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷 $C_{27}/C_{28} > 1.2$, $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R$ 、 C_{28}

$\alpha\alpha\alpha 20R$ 和 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷内组成呈“V”字型分布 (图2a); 三环萜烷和伽马蜡烷含量低, 伽马蜡烷/霍烷平均 0.055, T_s 略高于 T_m (图3a); $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ -甾烷 $20S/(20R + 20S)$ 为 0.37 ~ 0.49, C_{31} 升藿烷 $22S/(22S + 22R)$ 为 0.56 ~ 0.61。神泉油田、雁木西油田古近系一新近系和白垩系原油与神泉油田三间房组原油主要特征基本相似, 其差别主要表现为 $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷和 $C_{28}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷含量相对较低, $T_m > T_s$ 。雁木西构造部分古近系原油和葡北油田的原油主要特征为 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷占较大的优势, $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R$ 和 $C_{28}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷含量低, 规则甾烷内组成呈“反L”型分布 (图2b), $\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷 $C_{27}/C_{29} < 0.2$, $\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷 $C_{28}/C_{29} < 0.3$, 三环萜烷和伽马蜡烷含量低 (图3b), 伽马蜡烷/ C_{31} 升藿烷平均 0.038, 具有煤成油的特点, $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ -甾烷 $20S/(20R + 20S)$ 为 0.47 ~ 0.52, C_{31} 升藿烷 $22S/(22S + 22R)$ 在 0.60 左右, 具低熟一中等成熟原油的特征。

3.1.4 高分子量正构烷烃 ($>nC_{35}$) 分布特征

研究区不同油源的原油样品中均检测到高分子量正构烷烃 ($nC_{35} \sim nC_{87}$)。来源于侏罗系不同层位的湖相泥岩与煤系地层泥岩和煤岩的原油中高分子量正构烷烃含量均较高 (图4a~g), 三叠系原油 (烃源岩为二叠系泥岩) 中高分子量正构烷烃含量相对较低, 如玉东三叠系原油只检测到微量的高分子量正构烷烃 (图4h)。 $nC_{35} \sim nC_{87}$ 高分子量正构烷烃主要呈正

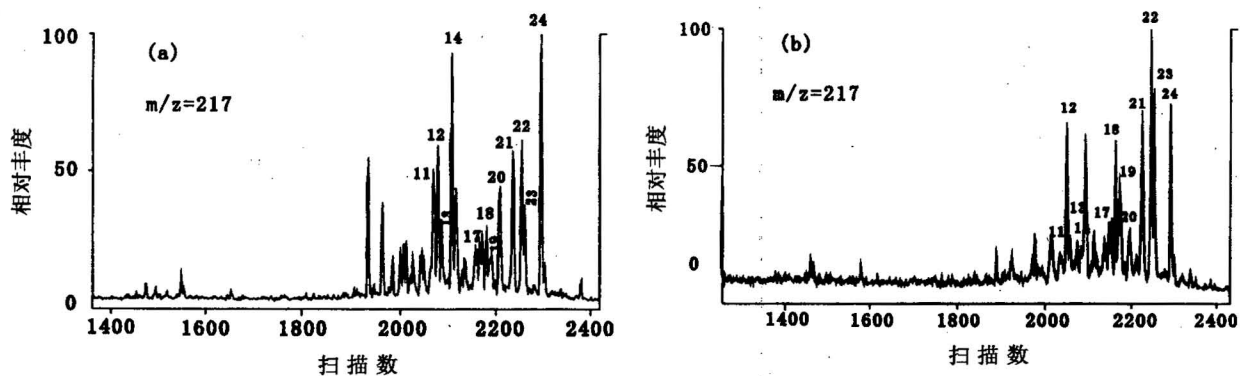


图2 吐哈盆地西部构造带部分原油中甾烷化合物质量色谱图

Fig.2 Mass chromatograms showing the distribution characteristics of steranes (m/z 217) in some oils from western structural belt, Turpan-Hami Basin

(a)—S224井; (b)—PB6井; 11— $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20S$ 甾烷; 12— $C_{27}\alpha\beta\beta 20R$ 甾烷+24-乙基-13 β , 17 α -重排甾烷; 13— $C_{27}\alpha\beta\beta 20S$ 甾烷+24-乙基-13 α , 17 β -重排甾烷; 14— $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷; 17— $C_{28}\alpha\alpha\alpha 20S$ 甾烷; 18— $C_{28}\alpha\beta\beta 20R$ 甾烷+24-乙基-13 α , 17 β -重排甾烷; 19— $C_{28}\alpha\beta\beta 20S$ 甾烷; 20— $C_{28}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷; 21— $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S$ 甾烷; 22— $C_{29}\alpha\beta\beta 20R$ 甾烷; 23— $C_{29}\alpha\beta\beta 20S$ 甾烷; 24— $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷
 (a)—Well S224; (b)—well PB6; 11— $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20S$ -sterane; 12— $C_{27}\alpha\beta\beta 20R$ -sterane + 24-ethyl-13 β , 17 α -diasterane; 13— $C_{27}\alpha\beta\beta 20S$ -sterane + 24-ethyl-13 α , 17 β -diasterane; 14— $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R$ -sterane; 17— $C_{28}\alpha\alpha\alpha 20S$ -sterane; 18— $C_{28}\alpha\beta\beta 20R$ -sterane + 24-ethyl-13 α , 17 β -diasterane; 19— $C_{28}\alpha\beta\beta 20S$ -sterane; 20— $C_{28}\alpha\alpha\alpha 20R$ -sterane; 21— $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S$ -sterane; 22— $C_{29}\alpha\beta\beta 20R$ -sterane; 23— $C_{29}\alpha\beta\beta 20S$ -sterane; 24— $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ -sterane

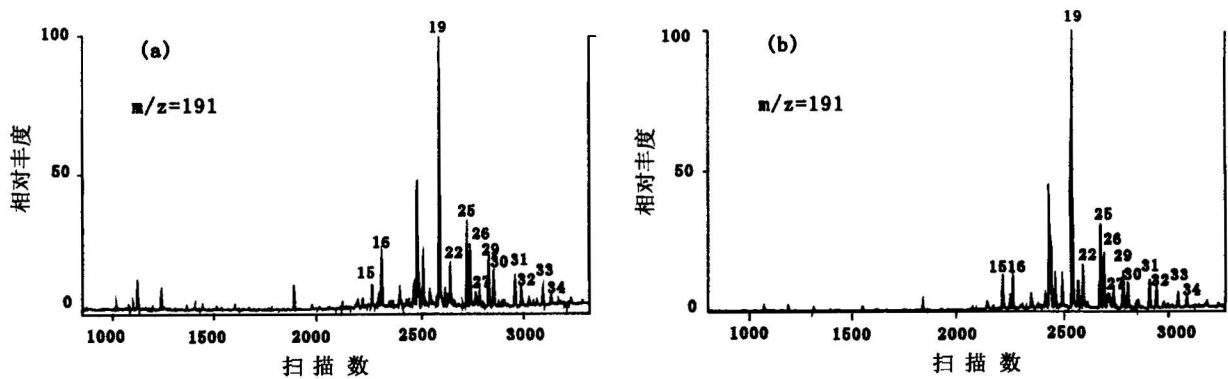


图3 吐哈盆地西部构造带部分原油中五环三萜烷化合物质量色谱图

Fig. 3 Mass chromatograms showing the distribution characteristics of pentacyclic triterpenoids (m/z 191)

in some oils from western structural belt, Turpan-Hami Basin

- (a)—S224井; (b)—PB6井; 15— C_{27} Ts; 16— C_{27} Tm; 19— $C_{29}\alpha\beta$ -30-降藿烷; 20— C_{29} Ts; 21— $C_{30}17$ ((H)-重排藿烷; 23— $C_{30}\alpha\beta$ -藿烷;
24— $C_{30}\alpha\beta$ -莫烷; 25、29、31、33、35— $C_{31}, C_{32}, C_{33}, C_{34}, C_{35}22S$ -升藿烷; 26、30、32、34、36— $C_{31}, C_{32}, C_{33}, C_{34}, C_{35}22R$ -升藿烷; 27—伽马藿烷
(a)—Well S224; (b)—well PB6; 15— C_{27} Ts; 16— C_{27} Tm; 19— $C_{29}\alpha\beta$ -30-norhopane; 20— C_{29} Ts; 21— $C_{30}17$ ((H)-rearranged-hopane;
23— $C_{30}\alpha\beta$ -hopane; 24— $C_{30}\alpha\beta$ -moretane; 25、29、31、33、35— $C_{31}, C_{32}, C_{33}, C_{34}, C_{35}22S$ -homohopane;
26、30、32、34、36— $C_{31}, C_{32}, C_{33}, C_{34}, C_{35}22R$ -homohopane; 27—gammafunction

态分布,主峰碳为 nC_{41} 、 nC_{43} 、 nC_{45} 或 nC_{47} , 具有一定的奇偶优势, CPI_{37-51} 为 1.04~1.24, 一般均大于 1.15, 样品间差别较大, 如 S258、PB6、SN6、S239、YD2 等井的样品奇偶优势较明显, Y6-18、Y608、Y6-4、PB3-8、PB103、PB101、PB3-11 井的样品基本不具奇偶优势, S251、S272、S239、S102、S224、S110、Y6-20 井的样品介于二者之间。

3.2 高蜡凝析油的成因

尽管近年来的研究成果证实了低等水生生物和藻类也能提供丰富的蜡(黄第藩等, 1997; Wang et al., 1997; Thanh et al., 1999), 但原油中高分子量正构烷烃主要来自陆生高等植物角质蜡, 并可能存在以下几种成因机理: ① 奇碳数正构烷烃可来源于相应的天然前身物(如高等植物)直接合成(Tissot et al., 1984; Del Rio et al., 1992); ② 通过早期成岩作用从偶数碳的酸、醇、酯中得到(Tissot et al., 1984; 黄海平, 2001)或为成岩过程中由低分子量前身物的二聚作用或三聚作用的产物(Del Rio et al., 1992); ③ 可能是由高等植物角质层的蜡质热脱羧作用释放出来(Killops et al., 2000)。

Tegelaar 等(1989)对植物中分离出的角质蜡进行了热模拟实验, 结果表明较低温度时热解产物与高蜡油的正烷烃分布相一致, 温度增高时, 模拟产物与高蜡油的差异增大, 表明高蜡油形成于较低的热演化阶段。大民屯凹陷高蜡油集中分布的凹陷北部

长期处于较低的热演化阶段(黄海平, 2001)。低演化阶段有机质的演化除表现为脱官能团以外, 断链的几率较小, 容易形成高碳数烃类。在高温条件下, 这些高分子量化合物容易裂解形成低分子量化合物。类似的情形在黄骅坳陷南部沧东、南皮凹陷同样存在(黄海平, 2001)。

腐泥型有机质一般在热演化达到高成熟—过成熟阶段, 由于酪根或早期形成的高分子量液态烃热裂解形成凝析油或轻质油, 因而凝析油和轻质油一般属于热演化作用($R_o = 1.0\% \sim 1.8\%$)的产物, 并与成熟度较高的油型气伴生, 因此, 其中高分子量烃类化合物含量较低, 含蜡量很低。但我国凝析油成熟度的分布范围从低成熟到过成熟都有, 尤其是煤系地层中腐殖型有机质从低成熟到过成熟阶段所生成的液态烃, 一般主要以凝析油的状态与天然气相伴生(陈践发等, 1995), 这使高蜡凝析油的形成成为可能。

研究区出现高蜡油与凝析油共存的现象, 是由煤的显微组成及不同显微组分的生烃特征决定的。吐哈盆地侏罗系煤系地层中有机质显微组分以镜质组和壳质组为主。镜质组有机质富含芳香烃结构, 并与较短链烷烃结构相连, 在热演化过程中从低成熟到过成熟阶段均是生成低碳数烃类为主(陈践发等, 1995), 是形成原油中轻质组分的主要母质。据赵长毅等(1994), 吐哈盆地基质镜质体在较低成熟阶段

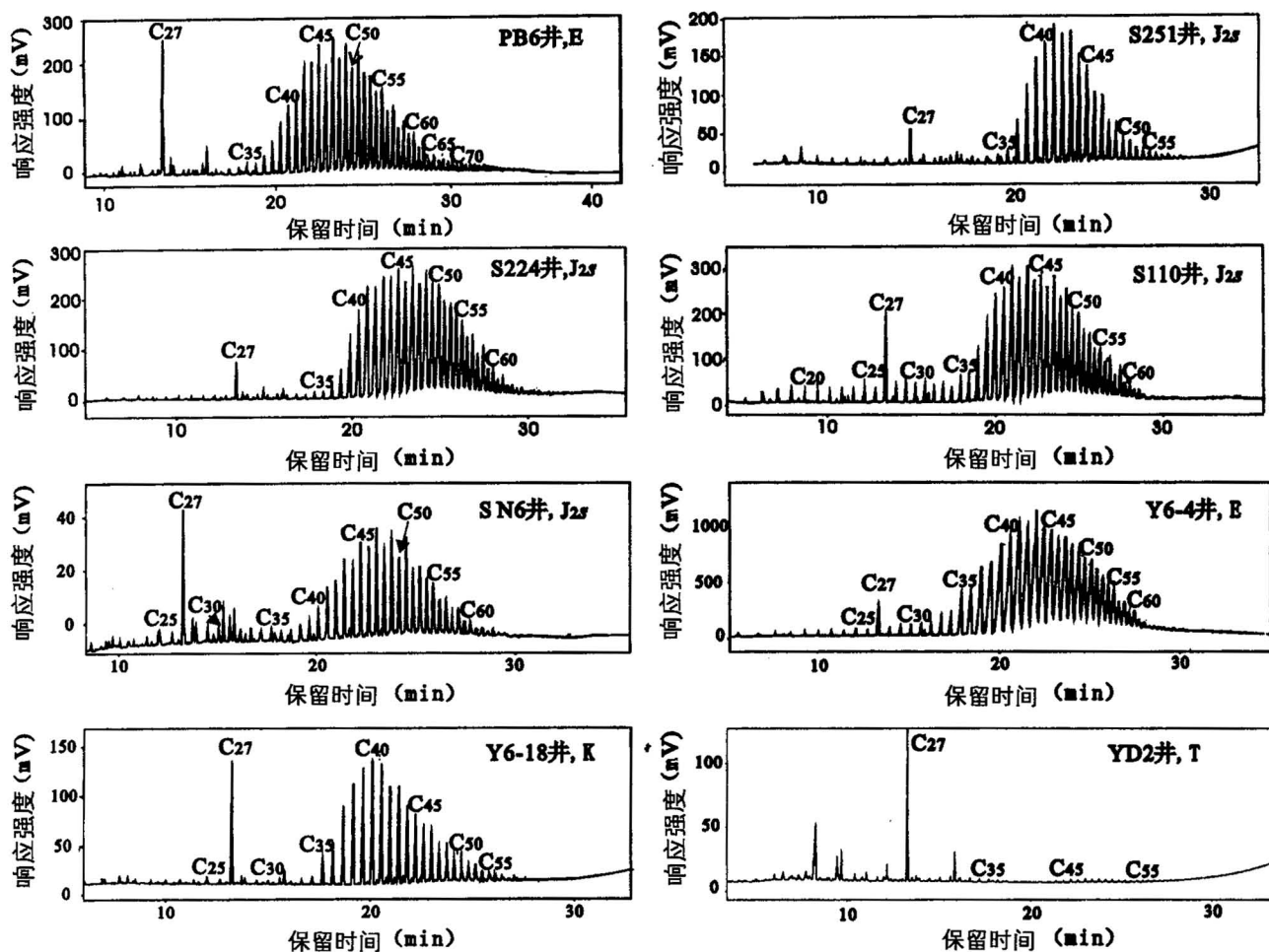


图4 吐哈盆地台北凹陷部分原油中高分子量正构烷烃气相色谱图(谱图中 nC_{27} 为内标物)

Fig. 4 The distribution characteristics of the high molecular weight wax fraction in some crude oils from western structural belt, Turpan-Hami Basin

不但能生成大量的气态烃,还能生成一定数量的液态烃,基质镜质体生成的液态烃以较轻组分($C_6 \sim C_{22}$)为特征。镜质体为吐哈盆地煤和泥岩中的主要显微组分(程克明,1994;黄第藩等,1995;陈建平等,1999a;桑树勋等,2001),可在低成熟-中等成熟阶段形成大量低分子量的烃类,可成为轻质油或凝析油的主体成分。

壳质组中的角质体来源于植物的角质层,广泛存在于果实、茎和叶的表层中,主要由高脂肪性的生物聚合物和蜡组成,富含长链亚甲基碳结构(傅家谟等,1995),其中蜡主要由直链烃(富含 $C_{22} \sim C_{36}$ 的正构烷烃)(Hedberg, 1968)、长链脂肪酸($C_{15} \sim C_{35}$)组成。角质体与原油中的高蜡含量关系密切(Brooks et al., 1969),热解产物色谱特征与某些高蜡石油的组成颇为相似(Tegelaar et al., 1989),可以认为角质体是陆源有机质中易于转化生成高蜡油的一种显微

组份(黄第藩等,1984)。吐哈盆地煤与泥岩中角质体含量都比较高(赵长毅等,1995;程克明,1994);据陈建平等(1999a),西北地区侏罗系煤岩和湖相泥岩中角质体含量较高,分别可达2.15%和2.58%。根据本项分析,研究区烃源岩中角质体含量平均可达8%以上,为本区高分子量正构烷烃的主要生烃母质之一。

壳质体中的木栓质体和树脂体均为早期生烃的主要组份(陈建平等,1999a;黄第藩等,1992,1995),木栓质体起源于高等植物的木栓组织,在热演化过程中所生成的液态烃以 $C_{16} \sim C_{26}$ 的正构烷烃为主,木栓质体是八道湾组煤早期生烃和未熟-低熟石油的主要母质(程克明,1994;黄第藩等,1995)。树脂体具有多种生源,其中树脂和蜡是树脂体的主要生源母质,生烃产物中树脂生源的轻质环烷烃和芳烃可能溶解分子量较高的石蜡烃,但吐哈盆地侏罗系烃源岩中树脂体的含量一般不高,对高蜡凝析油的形

成并没有很大的贡献。

煤系地层不仅具备形成凝析油和高蜡油的条件,还由于镜质组与部分壳质组的活化能相当,如角质体、基质镜质体、孢子体及矿物沥青基质等的活化能均为51~56 kcal/mol(Thanh et al., 1999),树脂体、木栓质体活化能为40 kcal/mol。因此煤系地层又具有高蜡油与凝析油共生的条件,也就是说,煤中显微组分及分布特征决定了煤成烃或煤系地层泥岩生成的烃类具有特殊性,既可形成凝析油(轻质组份,主要生烃母质为基质镜质体,低熟阶段木栓质体有部分贡献),又可形成高蜡油(高分子量正构烷烃,主要生烃母质为角质体,低熟阶段树脂体有部分贡献),且大量高分子量正构烷烃与凝析油或天然气伴生。当处于低至中等热演化阶段时,决定煤成烃组成与类型的基本要素是煤中壳质组与基质镜质组的含量,这些显微组分对于湿气、特别是凝析油、低蜡油以致高蜡油的形成起决定性的作用。

煤系地层高蜡凝析油的形成与煤层的排烃条件也有一定的关系,煤成烃中饱和烃含量高,而非烃、沥青质含量低的原油可能与煤层的排烃特征有关,煤层中有机质和含煤地层泥岩具有很强的吸附能力,结构复杂、分子量较大的非烃沥青质较难从煤层和泥岩中排出,从而导致煤成油组分中非烃、沥青质含量较低,而饱和烃含量相对较高。

4 结论

(1) 研究区原油普遍具有低密度、低粘度、中-高含蜡量的特点。含蜡量为5.5%~22.1%;原油中饱和烃含量较高、芳烃含量中等,非烃、沥青质含量相对较低,属石蜡型原油。来源于侏罗系的湖相泥岩和煤岩。

(2) 来源于侏罗系湖相泥岩与煤层的原油中高分子量正构烷烃含量均较高,来源于三叠系的原油中只检测到微量的高分子量正烷烃。 $nC_{35} \sim nC_{87}$ 正构烷烃主要呈正态分布,主峰碳数为 nC_{41} 、 nC_{43} 、 nC_{45} 、 nC_{47} ,具一定的奇偶优势,CPI_{37~51}为1.04~1.24。

(3) 吐哈盆地侏罗系煤系地层煤与泥岩烃源岩中有机显微组分均以镜质组和壳质组为主,壳质组中含有较多的角质体和木栓质体等,含少量树脂体。有机显微组分决定了煤系地层有机质既可形成凝析油(轻质组份,主要生烃母质为基质镜质体,低熟阶段木栓质体有部分贡献),又可形成高蜡油(高分子量正构烷烃部分,主要生烃母质为角质体,低熟阶段树脂体有部分贡献)。由于镜质组与部分壳质组(如

角质体等)的活化能相当,因此煤系地层又具有高蜡油与凝析油共生的条件。

注 释

① 石油大学,吐哈油田分公司西部滚动项目经理部. 2003. 台北凹陷西部弧形构造带油气运聚规律研究(研究报告)。

参 考 文 献

- 陈建平,黄第藩,李晋超,等. 1999a. 西北地区侏罗系煤系有机质成烃模式. 地球化学, 28(4): 327~339.
- 陈建平,黄第藩,李晋超,秦勇. 1999b. 吐哈盆地侏罗纪煤系油气主力源岩探讨. 地质学报, 73(2): 140~152.
- 陈践发,沈平,文启彬. 1995. 我国凝析油的成因类型及其地球化学特征和意义. 沉积学报, 13(1): 32~40.
- 陈义文,朱家慰,许化政. 1987. 煤层气地质研究. 北京:石油工业出版社, 118~130.
- 程克明. 1994. 吐哈盆地油气生成. 北京:石油工业出版社.
- 费福安,罗继坤,李丽娜,等. 1987. 中国科学院兰州地质研究所生物气体地球化学国家重点开放实验室研究年报. 兰州:甘肃科学技术出版社.
- 傅家谟,秦匡宗. 1995. 干酪根地球化学. 广州:广东科技出版社.
- 黄第藩,李晋超,周翥红. 1984. 陆相有机质演化与成烃机理. 北京:石油工业出版社.
- 黄第藩,华阿新,王铁冠,等. 1992. 煤成油地球化学新进展. 北京:石油工业出版社.
- 黄第藩,秦匡宗,王铁冠,等. 1995. 煤成油的形成和成烃机理. 北京:石油工业出版社.
- 黄第藩,赵孟军,张水昌. 1997. 塔里木盆地满加尔油气系统下古生界原油中蜡质烃来源的成因分析. 沉积学报, 15(2): 6~13.
- 黄海平,等. 2001. 大民屯凹陷高蜡油的形成条件. 石油与天然气地质, 22(1): 65~71.
- 黄汝昌. 1997. 中国低熟油与凝析气藏形成与分布规律. 北京:石油工业出版社.
- 李新景,卢松年. 1999. 高温气相色谱与石油分析. 地球科学进展, 14(2): 193~196.
- 秦建中,梁狄刚,李志鹏. 1987. 煤成气地质研究. 北京:石油工业出版社, 131~144.
- 桑树勋,秦勇,傅雪海. 2001. 陆相盆地煤层气地质——以准噶尔、吐哈盆地为例. 徐州:中国矿业大学出版社.
- 王春江,傅家谟,盛国英,张中宁,夏燕青,程学惠. 1998. 吐哈盆地侏罗系煤成液态烃生成演化的热模拟实验研究. 地质学报, 72(3): 276~284.
- 王铁冠,朱丹,张枝焕,等. 2002. 千米桥地区上第三系严重生物降解石油的高分子量($>nC_{35}$)正烷烃. 科学通报, 47(14): 1103~1107.
- 王铁冠,朱丹,卢鸿,等. 2003. 千米桥古潜山高蜡凝析油的高分子量(C_{35}^+)正构烷烃分析及其烃源灶方位. 中国科学(D辑), 33(5): 401~410.
- 徐水昌,沈平,陈践发,等. 1988. 凝析油地球化学特征. 中国科学(B辑), (6): 643~650.
- 张水昌. 2000. 运移分馏作用:凝析油和蜡质油形成的一种重要机制. 科学通报, 45(6): 667~670.
- 赵长毅,何忠华,程克明,等. 1994. 吐哈盆地煤中基质镜质体生烃潜力与特征. 科学通报, 39(21): 1979~1981.
- 赵长毅,程克明. 1995. 吐哈盆地煤成油有机岩石学特征. 石油勘探与开发, 22(4): 24~27.

References

- Brooks J D, Smith J W. 1969. The diagenesis of plant lipids during the formation of coal, petroleum and natural gas—II. Coalification and the formation of oil and gas in the Gippsland Basin. *Geochim., Cosmochim. Acta*, 33:1183~1194.
- Chen Jianping, Huang Difan, Li Jinchao, et al. 1999. The petroleum generation model for organic matter from Jurassic coal measure, northwest China. *Geochemistry*, 28(4): 327~339 (in Chinese with English abstract).
- Chen Jianping, Huang Difan, Li Jichao, Qin Yong. 1999. Main Source Rocks of Petroleum from Jurassic coal-bearing strata in the Turpan—Hami Basin, Northwest China. *Acta Geologica Sinica*, 73(2):140~152 (in Chinese with English abstract).
- Chen Jianfa, Sheng Ping, Wen Qibin. 1995. The genetic type and geochemical characters and their significance of the condensates in China. *Acta Sedimentologica Sinica*, 13(1): 32~40 (in Chinese with English abstract).
- Chen Yiwen, Zhu Jiawei, Xu Huazhen. 1987. The Geological Study of Coal-bed Methane. Beijing: Petroleum Industry Press (in Chinese).
- Cheng Keming. 1994. The Generation of Oil and Gas in Turpan—Hami Basin. Beijing: Petroleum Industry Press(in Chinese).
- Del Rio C J, Philp R P, Allen J. 1992. Nature and geochemistry of high molecular weight hydrocarbons (above C₄₀) in oils and solid bitumens. *Org. Geochem.*, 18(4):541~554.
- Fei Fu'an, Luo Jikun, Li Lina, et al. 1987. Annual Research Reports of State Key Laboratory of Gas Geochemistry, Lanzhou Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences. Lanzhou: Gansu Science and Technology Press(in Chinese).
- Fu Jiamo, Liu Dehan, Sheng Guoying. 1992. Geochemistry of Coal-derived Hydrocarbon. Beijing: Science Press(in Chinese).
- Fu Jiamo, Qin Kuanzong. 1995. Geochemistry of Kerogen. Guangzhou: Guangdong Science and Technology Press(in Chinese).
- Heath D J, Lewis C A, Rowland S J. 1997. The use of high temperature gas chromatography to study the biodegradation of high molecular weight hydrocarbons. *Organic Geochemistry*, 26: 769~785.
- Hedberg H D. 1968. Significance of high wax oils with respects to genesis of petroleum. *AAPG*, 52:731~750.
- Huang Difan, Hua A'xin, Wang Tieguan, et al. 1992. Advance in Geochemistry of Oil Generated from Coal. Beijing: Petroleum Industry Press(in Chinese).
- Huang Difan, Li Jinchao, Zhou Zhuhong. 1984. The Evolution and Hydrocarbon Generation Mechanism of Continental Organic Matters. Beijing: Petroleum Industry Press(in Chinese).
- Huang Difan, Qin Kuanzong, Wang Tieguan, et al. 1995. Generation Mechanism and Formation of Oil Generated from Coal. Beijing: Petroleum Industry Press(in Chinese).
- Huang Difan, Zhao Mengjun, Zhang Shuichang. 1997. Genetic analysis of the origin of the Lower Paleozoic waxy hydrocarbon from the Manjiaer oil-gas system, Tarim Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 15(2):6~13(in Chinese with English abstract).
- Huang Haiping, Li Hong, Ma Kanchuang, He Huiqiang. 2001. Formation condition of high waxy oils in Damintun Sag. *Oil & Gas Geology*, 22(1):65~71 (in Chinese with English abstract).
- Huang Ruchang. 1997. The Formation and Distribution of Low Mature Oil and Condensate Reservoir in China. Beijing: Petroleum Industry Press(in Chinese).
- Killops S D, Carlson R M K, Peters K E. 2000. High-temperature gas chromatographic evidence for the early formation of C₄₀₊ n-alkanes in coal. *Organic Geochemistry*, 31(6):589~597.
- Li Xinjing, Lu Songnian. 1999. High temperature gas chromatography and the analysis of petroleum. *Advance in Earth Science*, 14(2): 193~196 (in Chinese with English abstract).
- Qin Jianzhong, Liang Digang, Li Zhipeng. 1987. The Geological Study of Coal-bed Methane. Beijing: Petroleum Industry Press: 131~144(in Chinese).
- Sang Shuxun, Qin Yong, Fu Xuehai. 2001. Geology of Coal-bed Methane in Terrestrial Basin, Taking Junggar and Turpan—Hami Basin as examples. Xuzhou: China University of Mining and Technology Press (in Chinese).
- Setti L, Lanzarini G, Pifferi P G. 1993. Further research into aerobic degradation of n-alkanes in a heavy oil by a pure culture of a *Pseudomonas spp.* *Chemosphere*, 26:1151~1157.
- Tegelaar E W, Matthezing R M, Jansen J B H, et al. 1989. Possible origin of n-alkanes in high wax crude oils. *Nature*, 342:529~531.
- Thanh N X, Hsieh M, Phillip R P. 1999. Waxes and asphaltenes in crude oils. *Organic Geochemistry*, 30:119~132.
- Tissot B P, Welte D H. 1984. Petroleum Formation and Occurrence. Berlin: Springer-Verlag.
- Wang Chunjiang, Fu Jiamo, Sheng Guoying, et al. 1998. Laboratory thermal simulation of liquid hydrocarbon generation and evolution of Jurassic coals from Turpan—Hami Basin. *Acta Geologica Sinica*, 72(3):276~284(in Chinese with English abstract).
- Wang F Y, He P, Hao S S. 1997. Origin of Chinese lacustrine high-wax oils and organic petrology of its source rocks. *AAPG Bull.*, 81:1567.
- Wang Tieguan, Zhu Dan, Zhang Zhihuan, et al. 2002. High molecular weight (C₃₅₊) n-alkanes of Neogene heavily biodegraded oil in the Qianmiqiao region, North China. *Chinese Science Bulletin*, 47(14):1103~1107(in Chinese).
- Wang Tieguan, Zhu Dan, Lu Hong, et al. 2003. High molecular weight (C₃₅₊) n-alkenes of high-waxy condensate and its source kitchen orientation in the Qianmiqiao Burial-hill zone, Bohai Gulf Basin. *Chinese Science(D)*, 33(5):401~410(in Chinese).
- Xu Yongchang, Shen Ping, Cheng Jianfa, et al. 1988. Geochemical characteristics of condensate. *Chinese Science(B)*, (6):643~650 (in Chinese).
- Zhang Shuichang. 2000. The migration fractionation: an important mechanism in the formation of condensate and waxy oil. *Chinese Science Bulletin*, 45(6):667~670(in Chinese).
- Zhao Changyi, He Zhonghua, Cheng Keming, et al. 1994. Hydrocarbon Generation Potential and Characteristics of Degradinite in Coal, Turpan—Hami Basin. *Chinese Science Bulletin*, 39(21):1979~1981(in Chinese with English abstract).
- Zhao Changyi, Cheng Keming. 1995. The organic petrology characteristics of oil derived from coal in Turpan—Hami Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 22(4): 24~27 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Changyi, Du Meili, Shao Longyi, Chen Jianping, Cheng Keming, He Zhonghua. 1998. Types of organic facies and source rock assessment of the coal-measure mudstone in the Turpan—Hami Basin. *Acta Geologica Sinica*, 72(2):169~179.

Geochemical Characteristics and Origin of High-wax Condensate and High-gravity Oil in the Western Turpan—Hami Basin

ZHANG Zhihuan¹⁾, HUANG Zhilong¹⁾, ZHANG Zhenying²⁾, ZHU Dan¹⁾, WANG Tieguan¹⁾

1) *Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation, Ministry of Education, P. R. China;*

Faculty of Natural Resources & Information Technology, University of Petroleum, Beijing, 102200

2) *Beijing Campus, China University of Mining and Technology, Beijing, 100083*

Abstract

The crude oils from the Mesozoic—Cenozoic reservoirs in the western Turpan—Hami Basin are mainly high-wax condensate or high-gravity oil (or light crude oil), with lower density, viscosity, middle to high paraffin content and higher content of high-molecular weight *n*-alkane ($nC_{35} \sim nC_{87}$). The paraffin contents of crude oil samples range from 5.5% to 22.1%. The origins of high-wax condensate and high-gravity oil are different from those of normal high-wax crude or condensate. The reason of the formation of high-wax condensates or high-gravity oils in the Mesozoic—Cenozoic reservoirs in the region of interest, which derive from the Jurassic mudstone and/or coalbeds, attributes to the constituents of organic macerals in source rocks and maturity of organic matter. The organic macerals in mudstone and coalbed source rocks in this region include mainly vitrinite and exinite consisting mainly of cutinite and suberinite, with the conditions of the formation of high-wax crude oil and condensate or high-gravity oil. The high-molecular weight *n*-alkanes and the condensates were generated at the same temperature because the activation energy of the vitrinite maceral and some exinite macerals in coalbed source are close.

Key words: Turpan—Hami Basin; high-wax condensate; high-wax high-gravity oil; organic maceral; origin
