

辽河西部凹陷双南油田油气组成变化 及成藏机制的地球化学分析

李虹, 黄海平, 史晓颖, 马刊创

(中国地质大学, 北京 100083)

摘要: 双南地区以产正常原油为主, 并伴有少量的凝析油。观察发现, 凝析油和正常油的总体特征(密度、粘度、含蜡量和凝固点)和某些生物标志化合物的含量变化较大。详细的地化分析表明, 它们的成熟度相当。用多种分子标志物进行成熟度评估, 可知液态烃的成熟度相当于 R_o 为 0.7%~0.8%。这些原油有相同的生源构成, 并形成于相似的沉积环境之中。原油总体组成和分子组成的变化归因于运移分馏过程, 在该过程中气-凝析油从与之相关的原油中分离出来, 并运移到较浅的储层中聚集。认识运移分馏的过程和理解它在石油组分上的作用十分重要, 因为许多用于油-油、油-源对比以及原油蚀变、油源类型和热成熟度等方面的地球化学指标都可能受到运移分馏作用的影响。

关键词: 凝析油; 生物标志化合物; 原油组成; 成熟度; 运移-分馏作用; 双南油田

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

传统观点所说的凝析油主要是指热成因的, 即在 $R_o > 1.2\%$ 以后由于干酪根或原油在高温条件下裂解形成^[1]。Snowdon 等^[2] 在富含树脂的煤系地层中发现有未成熟凝析油后 ($R_o \approx 0.4\%$), 特殊类型的显微组分随即成为解释凝析油形成与分布的重要因素^[3]。然而有证据表明, 并非所有凝析油都反映大规模热裂解, 它们与原油成熟度相当, 它们与原油之间的主要差异在轻质烃含量上, 运移-分馏是油窗内 ($R_o = 0.5\% \sim 1.2\%$) 凝析油气流体形成的主要机理。

石油的运移-分馏的概念由 Gussow^[4] 和 Sliverman^[5] 引入, Thompson^[6,7] (他称“蒸发分馏”) 进一步发展了这一概念。油气运移聚集过程中 PVT 的变化使单相流体变为气、油两相时, 各组分将在形成的气相和油相中进行分配, 气溶液向浅部运移导致浅层凝析油的形成, 而深部残余油则相对富集重质组分。最近, 研究人员根据油气 3 次运移(从储层到储层的运移) 过程中的运移-分馏作用概念成功地解释了美国墨西哥湾^[8]、台湾滨海地区^[9]、印尼爪哇盆地^[10] 和苏伊士湾地区^[11] 原油组分的变化。

辽河西部凹陷双南地区原油和凝析油比较富集, 但对凝析油的成因和成藏机制还没有明确的认识。本文通过对具代表性样品的详细地球化学分析, 目的在于确定控制油气组成变化的主要因素和造成油气组成复杂多变的原因, 尤其是凝析油的形成和聚集机理。

1 地质背景与样品分析

辽河断陷位于渤海湾盆地东北部, 西部凹陷是其中一个负向构造单元。其东部以台安-大洼断层与中央凸起相邻, 西部呈斜坡形态层层向西超覆, 是一个典型的单断箕状凹陷, 从北到南发育有陈家、清水、鸳鸯沟等次级洼陷^[12]。双南背斜夹于清水和鸳鸯沟等洼陷之间, 整体为一近北东向长轴断裂构造形态, 南北长达 24km; 整体上向南倾伏, 其北与双台子背斜相连, 背斜长轴被近东西向断层所切割, 呈右旋羽式排列; 各单断块(条)多呈断鼻形状, 北高南低, 面积约 60m²。较完整的背斜形态为油气聚集提供了理想的场所。该区的主要储层是沙二段, 主要

源岩层是沙三段。

样品采自双南油田,油分析资料由辽河油田研究院提供。原油和凝析油重点分析了生物标志化合物的组成。样品经组分分离后,用 Finnigan MAT TSQ 70 气相色谱-质谱-计算机数据系统可进行 GC-MS 分析。GC 分离用 60m × 0.25mm DB-5 熔化硅柱子,载气为 He,流速为 33cm/s。分析饱和烃升温程序为以 4 °C/min 的速度从 50 °C 升到 290 °C。而对芳香烃组分,升温程序为以 1 °C/min 从 60 °C 升到 165 °C,再以 5 °C/min 从 165 °C 加热到 290 °C。数据采集为选择性离子检测,用典型的 MS 操作条件:EM 电压 2 000V,电子电能 70eV,离子源温度 250 °C。

2 结果与讨论

2.1 原油与凝析油的物性组成

双南油田范围很小,但产出流体的总体特征却有一定的变化,从暗棕色原油到黄色或无色的凝析油都有。表 1 列出了部分代表性原油的油分析结果。从近百个层段的试油分析统计结果来看,原油密度在 0.74~0.88g/cm³ 之间;凝析油除有较低的密度以外,其突出特点是凝固点和初馏点极低。多数凝析油的凝固点在零度以下,初馏点一般低于 60 °C;而轻质油尽管密度较低,但初馏点一般在 60 °C 以上。

原油密度随深度变化的规律性不明显。轻质油和凝析油出现的深度范围跨度较大,但在 2 700~3 400m 深度范围比较集中(图 1)。原油密度主要受气油比的控制,而气油比则是成熟度和运移分馏作

用的函数,两者都能导致原油密度的降低;而生物降解通常是导致原油密度增加的重要原因。双南地区最轻的油并非分布在最深的层段,表明成熟度不是影响原油密度的唯一因素。

原油含蜡量的高低主要受原始有机质构成的控制。陆源植物来源的有机质通常形成具较高含蜡量的原油^[1]。Thompson^[6,7] 的蒸发分馏模型和张水昌^[13] 在塔里木的工作表明,运移-分馏作用是原油中含蜡量变化的又一重要原因。残余油比原始油的含蜡量更高,而衍生的凝析油则含蜡量较低。双南地区原油含蜡量的变化范围较大,从 < 5%~25% 均有分布,总体上有随深度增加而后降低的趋势,含蜡量最高的原油出现在 3 000m 左右(图 2)。除有机质类型以外,成熟度、生物降解和运移-分馏作用都可能改变原油中的含蜡量,这 3 种因素都造成原油中含蜡量的降低,但前者出现在深层,而后两者则主要发生在浅层。双南蜡质原油分布在中等深度层段,可能反映运移分馏后残余油的特征。

引起原油中非烃和沥青质含量变化的因素也很多。随成熟度增加,源岩中排出流体的气油比增加,非烃和沥青质的含量降低。如果原油遭受了生物降解作用的影响,由于微生物消耗了原油中的烃类,非烃和沥青质含量就相对增加。其它因素如沥青质的组成、PT 条件、含沥青质流体的平均组成、流体的饱和压力等都影响原油中非烃和沥青质的溶解和沉淀作用。随运移-分馏作用的加强,原油中非烃和沥青质有降低的趋势^[11]。双南地区原油的非烃和沥青质含量在 3%~28% 之间,同样展现出较大的变化范围,其深度剖面与含蜡量有相似的变化趋势,非烃和沥青质最高的层段出现在 3 000m 左右,向上和

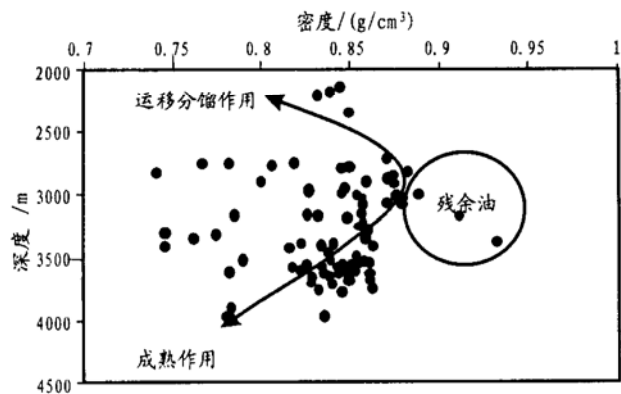


图 1 双南地区原油密度随深度的变化

Fig. 1 Changes of crude oil density with depth in Shuangnan area

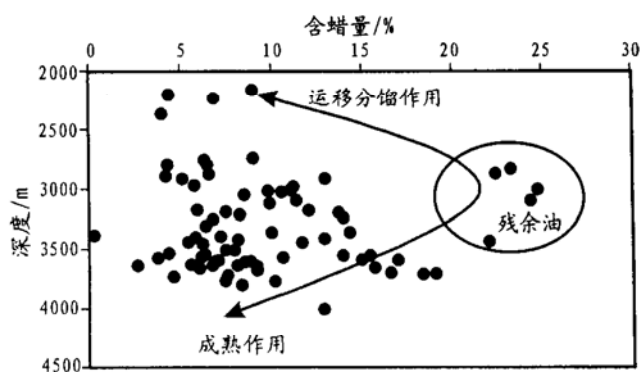


图 2 双南地区原油含蜡量随深度的变化

Fig. 2 Changes of wax content in crude oil with depth in Shuangnan area

表 1 双南地区部分原油物性分析结果
Table 1 Results of petrophysical property analyses for parts of crude oil from Shuangnan area

井号	井段 /m	层位	样品性质	密度 / (g/cm^3)	粘度 / $(mPa\cdot s)$	凝固点 / $^{\circ}C$	含蜡 /%	非烃 + 沥青质 /%	初馏点 / $^{\circ}C$
双 108	3 483~3 530.8	S ₂	凝析油	0.789 6	1.1	10	4.34	2.64	60
双 108	3 550~3 563.4	S ₂	原油	0.825 7	2.27	21	3.77	2.59	110
双 117	3 273.4~3 543.4	S ₁ -S ₃	凝析油	0.746					38
双 201	3 632.7~3 678	S ₂	凝析油	0.778 2	1.48	-10			60
双 201	3 679.5~3 686	S ₂	原油	0.829 4	2.82	24	7.34	6.58	80
双 202	3 958.1~3 971.4	S _{3s}	凝析油	0.780 1	0.63	-20			66
双 208	3 673~3 690	S ₃	原油	0.850 5	9.54	35	18.94	13.08	122
双 208	3 564.3~3 568.1	S ₂	原油	0.851 2	6.73	33	16.93	8.37	107
双 208	3 520~3 544	S ₂	原油	0.854 7	7.55	30	15.35	12.18	117
双 208	3 617~3 645.5	S ₂	原油	0.861 5	8.79	29	15.63	11.85	108
双 210	3 886.5~3 900	S ₂	凝析油	0.783	2.04	5			52
双 210	3 961.3~3 969.5	S ₂	原油	0.835 4	4.05	25	12.77	8.09	88
双 91	3 342.8~3 366	S ₂	凝析油	0.761 7	1.25	-5	0.3	2.66	43
双 91	3 313.8~3 329.6	S ₂	凝析油	0.774 6					53
双 91	3 403.8~3 435.8	S ₂	原油	0.815 6	2.03	19	5.49	5.97	78
双 91	3 379~3 390	S ₂	原油	0.822 3	2.87	23	5.9	5.24	90
双 92	3 412.8~3 424.6	S ₂	原油	0.834 9	5.09	27	11.6	5.6	69
双 92	3 434~3 448	S ₂	原油	0.837 5	3.77	24	6.19	6.75	71
双 92	3 458~3 630	S ₂ + S _{3s}	原油	0.845 8	4.66	30	10.53	7.52	97
双 92	3 554.8~3 630	S _{3s}	原油	0.852 7	5.62	26	8.45	8.21	109
双 94	3 598~3 692.6	S ₂	原油	0.838 1	4.07	29	6.06	4.41	84
双 94	3 696.6~3 719	S ₂	原油	0.84	3.8	21	4.63	7.29	108
詹 1	3 652	S ₂	凝析油	0.782 3	1.57	2	2.66	6.32	52

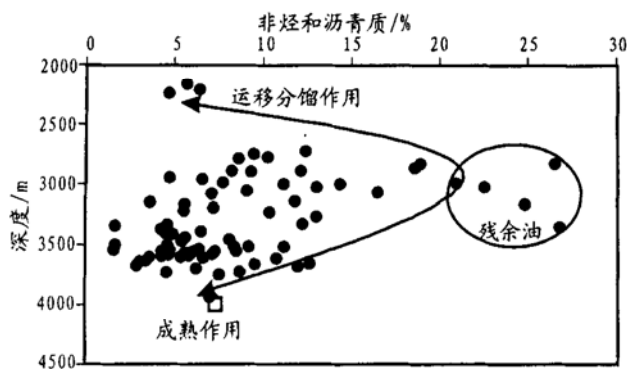


图3 双南地区原油非烃和沥青质含量随深度的变化

Fig. 3 Changes of nonhydrocarbon and asphaltene content in crude oil with depth in Shuangnan area

向下都有变小的趋势(图3)。同样有理由推测,原油中非烃和沥青质的含量受运移分馏作用的影响。

从双南地区原油的总体组成和空间分布来看,成熟度和源岩有机质类型并不是主要的控制因素。根据地表温度 15℃、今地温梯度为 3.4℃/100m 计算,双南地区沙二段储层的地温可达 120℃以上,这又不符合细菌降解作用的最高温限在 70℃左右的事实,因此就可排除生物降解的影响。可见,运移分馏作用可能是影响原油组成和分布的主要因素。下面从分子组成上进一步论证这一点。

2.2 原油与凝析油的热成熟度

原油的成熟度(即排烃时生油岩的成熟度)通常需要通过分子参数来获得。 C_{29} 胆甾烷的 $\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 在没有达到平衡之前是一个很有用的成熟度指标。双南原油的平均值为 0.44,说明样品处于中等成熟程度;而标准偏差低(± 0.04),意味着该比值在各样品之间并不存在本质性的差别,也就是说,样品之间没有明显的成熟度差别。由 $18\alpha(H)-22, 29, 30$ -三降新藿烷/ $17\alpha(H)-22, 29, 30$ -三降藿烷之比(Ts/Tm),也能得到明显相同的结果: Ts/Tm 在 1.48~1.92 之间,平均为 1.74(表2)。从分析意义上讲,凝析油和正常油之间的 $\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 和 Ts/Tm 之比值没有本质差别(图4),成熟度并不控制上述油样组成的差异性。

本文所用的芳香烃成熟度指标是由 Radke^[14]提出的,尤以甲基菲指数(MPI_1)最为常用,其定义为:

$$MPI_1 = 1.5 \times (3M + 2M) / (P + 9M + 1M)$$

其中:P表示菲;缩写M表示甲基菲。

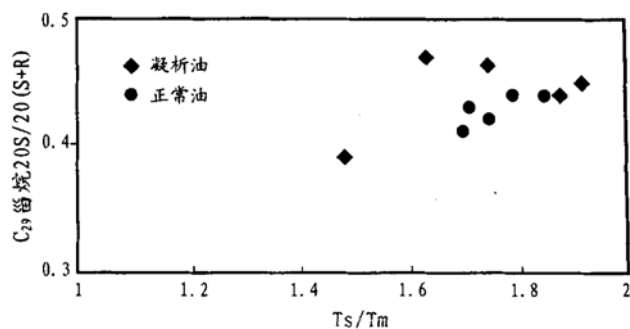
图4 双南地区原油 Ts/Tm 与 C_{29} 甾烷 $20S/20(S+R)$ 关系图

Fig. 4 Relationship between Ts/Tm and C_{29} -sterane $20S/20(S+R)$ for crude oil in Shuangnan area

研究表明,沉积物中测量所得的这一参数和镜质体反射率之间有良好的对应关系。 R_{-MPI_1} 是指根据甲基菲指数所确定的反射率的计算值,推导的回归方程为:

$$R_{-MPI_1} = 0.6 \times (MPI_1) + 0.37$$

根据这一计算结果,双南地区大多数流体是反射率在 0.7%~0.8% 左右时生成的(表3),这与甾烷成熟度参数所得的结论一致。其它如二甲基菲指数(DPI)和甲基二苯并噻吩指标(MDR)同样显示原油较一致的中等成熟程度(表3)。

以上结果清楚地表明,原油和凝析油是中等成熟生油岩生成的($R_o = 0.7\% \sim 0.8\%$),并非石油在后生作用阶段由热裂解形成的($R_o > 1.2\%$)。总的来说,研究区流体要比预想中的热裂解形成的气-凝析油成熟度低得多,且表明成熟度不是总体和分子分布变化的原因。

2.3 原油与凝析油的来源

双南流体中含有丰富的 $C_{14} - C_{16}$ 二环烷烃,主要由普遍存在的来源于菌类的 $8\beta(H)$ 锥满烷、 $8\beta(H)$ 升锥满烷和它们的重排物组成。来自陆源植物的三环烷烃和奥利烷的含量普遍较低,没有高含量的来源于树脂的生物标志化合物出现。甾烷中 $\alpha\alpha\alpha 20RC_{27}: C_{28}: C_{29}$ 平均为 31: 28: 41。 C_{29} 甾烷具明显优势,反映陆源植物对有机质的构成仍有一定影响。

干酪根显微组分的镜下观察结果表明,主力生油岩沙三段类脂组、壳质组、镜质组和惰质组的含量分别为 63.6%、5.8%、25.5% 和 5.1%,显示典型淡

表 2 双南原油饱和烃生物标志物参数
Table 2 Biomarker parameters of saturated hydrocarbon in the crude oil of Shuangnan area

井号	井段 /m	层位	类型	二环/五环 ^a	三环/五环 ^b	Ts/Tm	$\gamma/C_{30}H^f$	Ole/C ₃₀ H ^d	C ₂₉ S/(S+R) ^e	Pr/Ph	C ₂₃ /C ₃₀ H ^f	C ₂₇ /C ₂₈ ^g	C ₂₈ /C ₂₉ ^h	C ₂₉ /C ₃₀ ⁱ
双 110-1	3 679.6~3 726.8	S ₂	凝析油	1.16	0.11	1.74	0.23	0.10	0.46	1.92	0.07	29	29	42
双 110-1	3 857.0~3 857.8	S ₂	油	0.14	0.09	1.79	0.21	0.07	0.44	1.60	0.04	32	29	39
双 201	3 632.7~3 678	S ₂	凝析油	1.61	0.23	1.92	0.26	0.10	0.45	1.84	0.12	31	29	40
双 201	3 679~3 686	S ₂	油	0.44	0.07	1.85	0.17	0.08	0.44	1.35	0.06	33	27	40
双 208	3 564.3~3 568.1	S ₂	油	0.21	0.05	1.75	0.18	0.06	0.42	1.12	0.03	30	26	44
双 208	3 673~3 690	S ₃	油	0.12	0.05	1.70	0.15	0.04	0.41	1.55	0.08	33	25	43
双 210	3 886.5~3 910	S ₂	凝析油	1.29	0.14	1.48	0.16	0.07	0.39	1.79	0.09	30	30	40
双 210	3 961.3~3 969.5	S ₂	油	0.35	0.06	1.71	0.16	0.10	0.43	1.42	0.04	32	28	40
双 91	3 342.8~3 366	S ₂	凝析油	0.93	0.18	1.63	0.19	0.09	0.47	1.38	0.13	31	28	41
詹 1	3 581~3 652	S ₂	凝析油	0.74	0.17	1.87	0.22	0.11	0.44	1.16	0.11	32	29	38

a. 总二环倍半萘/总五环三萜; b. 总三环萜; c. γ -蜡烷/C₃₀藿烷; d. 奥利烷; e. C₂₉甾烷 20S/20(S+R); f. C₂₃三环萜; g. α -甾烷/C₂₇甾烷相对含量

表 3 双南原油芳香烃生物标志物参数

Table 3 Biomarker parameters of aromatic hydrocarbon in the crude oil of Shuangnan area

井号	井段 /m	层位	类型	$\Sigma N/P^a$	$\Sigma MP/P^b$	$\Sigma DBT/P^d$	MPI ₁ ^c	MPI ₂ ^f	DPI ^g	MDR ^h	C ₂₁ /C ₂₁ +C ₂₈ ⁱ	R _{MPI1} ^j
双 91	3 342.8~3 366	S ₂	凝析油	12.57	1.46	0.06	0.61	0.64	4.37	4.93	0.6	0.74
双 110-1	3 679.6~3 726.8	S ₂	凝析油	7.48	1.38	0.05	0.57	0.60	4.15	5.20	0.54	0.71
双 201	3 632.7~3 678	S ₂	凝析油	0.45	1.93	0.04	0.53	0.59	5.49	5.99	0.39	0.69
双 210	3 886.5~3 910	S ₂	凝析油	8.85	1.37	0.04	0.56	0.60	4.18	6.47	0.55	0.70
詹 1	3 581~3 652	S ₂	凝析油	3.45	1.67	0.05	0.59	0.62	4.66	5.38	0.43	0.72
双 110-1	3 857.0~3 857.8	S ₂	油	5.13	1.92	0.05	0.68	0.74	3.93	5.68	0.48	0.78
双 201	3 679~3 686	S ₂	油	6.61	1.61	0.06	0.56	0.62	4.57	3.18	0.36	0.70
双 208	3 564.3~3 568.1	S ₂	油	21.81	1.77	0.06	0.68	0.74	4.05	4.25	0.57	0.78
双 208	3 673~3 690	S ₃	油	9.96	1.58	0.04	0.67	0.71	4.60	4.92	0.48	0.77
双 210	3 961.3~3 969.5	S ₂	油	11.12	1.17	0.05	0.54	0.51	3.99	5.47	0.52	0.69

a. 萘系列总量/菲; b. 总甲基菲; c. 二甲苯并噻吩; d. 二甲苯并噻吩; e. 甲基菲指数 1; f. 甲基菲指数 2; g. 二甲苯菲指数; h. MDR = 4-甲基二苯并噻吩/(二苯并噻吩 + 1-甲基二苯并噻吩); i. C₂₁三芳甾/(C₂₁三芳甾 + 20RC₂₈三芳甾); j. 根据 MPI₁ 计算的镜质体反射率, 见文中定义

水湖相沉积有机质的特征,类型指数平均为 42.4,属 ㊟ 型干酪根的范畴^①。

原油的生物标志物组成也能反映源岩的沉积环境。姥鲛烷与植烷比值(Pr/Ph)长期以来一直被用于确定沉积环境的氧化还原条件,强还原环境中的 Pr/Ph 比远远小于 1.0。Mello 等^[15]的研究表明,Pr/Ph 比更多地反映生物组成与环境化学之间的相互关系。在淡水环境中光合作用形成的生物体与甲烷菌含有姥鲛烷的先体物质,随着水体盐度的增加具植烷来源的细菌变得越来越多,因此咸水环境中植烷先体物质的丰度明显增加。因而,极低的 Pr/Ph 比反映了一种超盐环境。研究区原油的 Pr/Ph 比较接近,大多在 1~2 之间,反映一种正常湖相沉积的弱还原环境。

ν -蜡烷来自一种叫四膜虫醇的原生动物。对于 ν -蜡烷的地球化学意义已有不少学者作过探讨,通常认为 ν -蜡烷含量高,反映源岩沉积时水体的盐度较高,并且具较强的还原环境。我国江汉盆地盐湖沉积中具极高的 ν -蜡烷含量,其丰度甚至超过 C₃₀ 藿烷,这种现象在渤海湾盆地的局部地区同样存在。本文把 ν -蜡烷与 C₃₀ 藿烷的比值定义为 ν -蜡烷指数。研究区原油的 ν -蜡烷含量普遍较低, ν -蜡烷指数大多在 0.15~0.25 之间(表 2),同样指示一种弱还原正常湖相沉积特征。

二苯并噻吩和菲(DBT/P)比值是 Hughes 等^[16]新近提出的一个环境指标。海相碳酸盐和超盐度湖相环境中形成的原油 DBT/P 可大于 1.0,陆相淡水湖相环境中形成的原油 DBT/P 在 0.5 以下。双南原油 DBT/P 都小于 0.1,反映典型的淡水湖相沉积环境。

以上分子证据很清楚地表明,双南地区流体有相似的油源,有机质的组成以湖相环境中的淡水水生生物为主,并受到高等植物有机质的影响;而凝析油的组成特征也说明,他们也不是由富树脂的生油岩形成的。原油和凝析油之间的差异仅体现在“轻”与“重”组分的相对含量上。造成这种差异的原因可能是油气在储层中的分离-分馏-运移作用过程,而不是热力作用或源岩因素。

2.4 运移-分馏与凝析油的形成

成熟度和油源资料排除了两种可能性,即凝析油是由后生作用晚期石油的热裂解或富树脂生油岩

在低成熟阶段时生成的。排除了成熟度和油源外,我们只需考虑其它变化过程,来观察双南地区流体总体特性和分子分布变化的原因。

Thompson 主要依据实验数据和一些现场观察记录了运移-分馏作用对石油组成的影响。他在实验室中观察到,残余油缺少轻质端组分,而芳香化合物含量增加,并且有比原始油高的密度值。相比而言,来自这些原油相应的凝析油则富含轻质端组分和正烷烃,具有较低的密度值。这些变化可以用流体中特殊的分子比值如芳香度(甲苯/nC₇)和石蜡度(nC₇/甲基环己烷)来定量表征^[6,7]。

运移-分馏作用对汽油范围内(C₆-C₉)石油组成的变化已有较高的研究程度^[5-9],本文拟对常规生物标志化合物受运移-分馏作用的影响作进一步探讨。

首先,在低分子量烃与高分子量烃相对含量上,正常油与凝析油的差异甚大。正常油的二环萜与五环三萜的总量比都在 0.5 以下,凝析油的这一比值可高达 1.61(表 2)。在芳香烃组成上,正常油中萘系列的总量与菲的含量之比都在 10 以下,最低为 0.45,而凝析油的这一比值都在 7.5 以上,最高达 21.8(表 3、图 5)。

其次,在有相似分子结构、分子量不同的化合物之间,这种运移-分馏作用也比较明显。如 C₂₁/(C₂₁+20R-C₂₈)三芳甾烷比值(表 3),其指示的“成熟度”范围较宽,与 C₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R)和 Ts/Tm 的分子成熟度参数表现出不一致的结论,凝析油的成熟度明显偏高。另一个经常用来指示成熟度的参数是 C₂₃-三环萜烷与藿烷比值,这两个比值分布在可能的成熟度范围内一个合理的宽度区间,而且二者相互关联(图 6),然而,二者却不随 C₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R)比值有规律地变化。如果 C₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R)比值是真实的分子成熟度参数,显然,上述两个所谓的分子“成熟度参数”是因其它因素而不是热成熟过程而变化的。

第三,运移-分馏作用对常见高分子量生物标志化合物参数的影响非常小。在五环三萜烷中 Ts/Tm、降藿烷/藿烷和莫烷/藿烷的比值以及甾烷中 $\alpha\alpha\alpha$ 20RC₂₇/C₂₉值也是一样。

双南背斜与 Gussow^[4]提出差异聚集机理的地质模型有一定的相似性。他认为一系列抬升的圈闭

①黄海平,等.辽河西部凹陷南部双南鸳鸯沟地区油气成藏机制及勘探目标评价.2000.

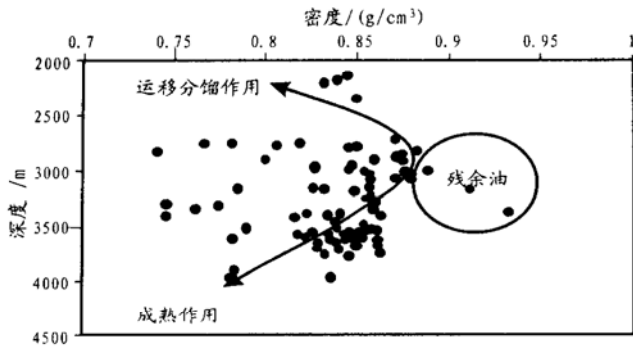


图 5 双南地区原油 Σ 二环倍半萜 / Σ 五环三萜与 Σ 萘 / Σ 菲关系图

Fig. 5 Relationship between total bicyclosesquiterpane / total pentacyclotriterpane and total naphthalene/ total phenanthrene for crude oil in Shuangnan area

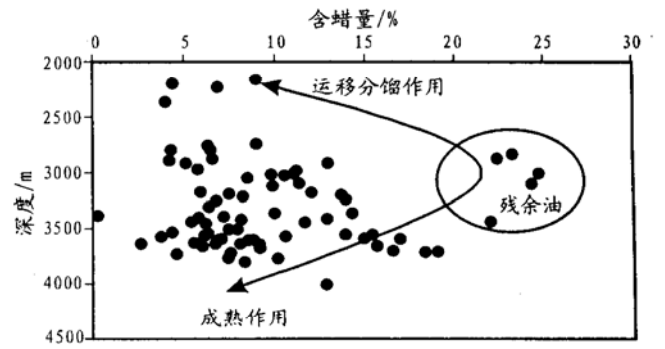


图 6 双南地区原油 C_{23} 三环萜 / C_{30} 藿烷与三芳甾 $C_{21} / (C_{21} + 20R - C_{28})$ 关系图

Fig. 6 Relationship between C_{23} -tricycloterpane / C_{30} -hopane and triaromatic steroid $C_{21} / (C_{21} + 20R - C_{28})$ for crude oil in Shuangnan area

顺序性被运移石油充注时,油被盆地中心形成的气所置换,这会使最深的储层中充满气+凝析油,而浅层圈闭聚集重质油。双南地区的实际情形与 Gussow 提供的解释并不吻合,这表明差异聚集并不是双南油气成藏的主要机理,而运移-分馏作用则能较好地解释双南地区流体组成发生变化的原因。运移-分馏包含地下气从油中分离出的复杂过程,分馏能从气饱和油聚集中气顶的形成来加以考虑。由于剥蚀、断层活动或附加气体的导入,引起压力下降从而导致分馏作用的产生;气体的脱溶包括低-中分子量物质向气相的转变。所有轻组分按其气液平衡常数在原油中分布,在气、液相中的比例不同。气、液相中任何两个化合物的浓度比不同,这就是相分离伴随的分馏作用过程。双南背斜位于陆相断陷湖盆的中央隆起带上,断层十分发育,储集砂与页岩间互的多次重复中包含许多构造或地层圈闭,这可能导致多期的分馏作用。因此,双南地区的构造背景对运移-分馏作用的发生十分有利,这就导致凝析油聚集在相对较浅的断块上(如双 91、双 117 井),而较深部位则见到一些含蜡量与非烃和沥青质含量较高的残余油(如双 208 井下部)。

3 结论

辽河西部凹陷南部双南地区原油组成变化较大,既有正常油又有轻质凝析油。原油含蜡量与非烃和沥青质含量的变化范围较大,最高值出现在

3 000m左右,向上和向下都有变小的趋势。饱和烃和芳烃生物标志物成熟度分析表明,正常油和凝析油有相似的成熟程度,相当于 $R_o = 0.7\% \sim 0.8\%$ 。源岩有机质类型和沉积环境分析表明,原油形成于典型淡水湖相有机质。成熟度和母源不是引起原油总体和分子组成变化的主要控制因素,而运移-分馏作用可能更加重要。由于大量而复杂的断裂体系为烃类运移提供了主要通道,这一地区的垂向运移作用非常普遍,它同时也是运移-分馏作用产生的主要原因。在进行油源对比时,上述分馏作用使解释生物标志物的分布更加复杂化,应用时必须谨慎。

参考文献:

- [1] Tissot B P, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence - A New Approach to Oil and Gas Exploration [M]. Berlin: Springer, 1984.
- [2] Snowdon L R, Powell T G. Immature oil and condensate - modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter[J]. AAPG Bulletin, 1982, 66: 775-788.
- [3] 卢松年,张刚. 一种新的凝析油形成模式[J]. 中国科学(B辑), 1994, 24(1).
- [4] Gussow W C. Differential entrapment of oil and gas - a fundamental principle[J]. AAPG Bulletin, 1954, 38: 816-853.
- [5] Silverman S R. Migration and segregation of oil and gas[A]. Yong A, Galley G E. Fluids in Subsurface Environments[C]. AAPG Memoir, 1965, 4: 53-65.
- [6] Thompson K F M. Fractionated aromatic petroleum and the generation of gas condensates[J]. Org Geochem, 1987, 11(6): 573-590.

- [7] Thompson K F M. Gas condensate migration and oil fractionation in deltaic system[J]. *Mar Petrol Geol*, 1988, 5: 237-246.
- [8] Curiale J A, Bromley B W. Migration induced compositional change in oils and condensates of a single field [J]. *Org Geochem*, 1996, 24(12): 1 097-1 113.
- [9] Napitulu H, Ellis L, Mitterer R M. Post-generative alteration efforts on petroleum in the onshore Northwest Java Basin, Indonesia [J]. *Org Geochem*, 2000, 31: 295-315.
- [10] Dzou L I P, Hughes W B. Geochemistry of oils and condensates, K Field, offshore Taiwan: a case study in migration fractionation[J]. *Org Geochem*, 1993, 20(4): 437-462.
- [11] Khavar Khorasani G, Dolson J C, Michlsen J K. The factors controlling the abundance and migration of heavy versus light oils, as constrained by data from the Gulf of Suez(Part I: the effect of expelled petroleum composition, *PVT* properties and petroleum system geometry) [J]. *Org Geochem*, 1998, 29(1-3): 255-282.
- [12] 葛泰生, 陈义贤. 中国石油地质志(卷三), 辽河油田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
- [13] 张水昌. 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*. 2000, 5(6): 667-670.
- [14] Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils[J]. *Mar Petrol Geol*, 1988, 5: 224-236.
- [15] Mello M R, Maxwell J R. Organic geochemical and biological marker characterization of source rocks and oils from lacustrine environments in the Brazilian Continental Margin[A]. Katz B J. *Lacustrine Basin Exploration*[C]. AAPG Memoir, 1990, 50: 77-97.
- [16] Hughes W B, Holba A G, Dzou L I P. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, 59: 3 581-3 598.

GEOCHEMICAL ANALYSES ON THE HYDROCARBON COMPOSITION CHANGES AND POOL-FORMING MECHANISMS OF SHUANGNAN OILFIELD IN THE WEST LIAOHE SAG

LI Hong, HUANG Hai-ping, SHI Xiao-ying, MA Kan-chuang

(China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: Shuangnan area produces mainly normal crude oil along with small amounts of condensate. It is discovered by observation that the total properties of condensate and normal oil (including density, viscosity, wax content, solidifying point, etc.) and the content of some biomarkers change greatly. Detail geochemical analyses reveal that they are well-matched in maturity. Many kinds of biomarkers are used to make maturity evaluation. The maturity of liquid hydrocarbon R_o is equal to 0.7%-0.8%. These crude oils have the same biological source composition, and are formed in the similar sedimentary environments. The total and molecular composition changes of crude oil are attributed to migration-fractionation process. In this process, gas-condensate is partitioned from the related crude oil, and then migrates to shallower reservoirs and accumulates there. It is very important to recognize the migration-fractionation process and understand its effects on petroleum components, because many geochemical biomarkers applied in oil-oil and oil-source correlation as well as crude oil alteration, oil source types, thermal maturity, etc. may be influenced by the migration-fractionation process.

Key words: condensate; biomarker; crude oil composition; maturity; migration-fractionation process; Shuangnan oilfield