# 川中一川东南地区震旦系一下古生界 沥青来源及成烃演化

徐国盛1),袁海锋1),马永生2),刘树根1),蔡勋育2),王国芝1),盘昌林2)

1) 成都理工大学"油气藏地质及开发工程"国家重点实验室,610059

2) 中国石油化工股份有限公司南方勘探开发分公司,昆明,650200

内容提要:据实测实验数据分析了川中及川东南地区典型构造上勘探井震旦系一下古生界泥岩及沥青样品的 生物标志化合物的特征,证实源岩的沉积环境主要为具有一定盐度的还原环境,生物多来自于低等水生生物的菌 藻类。川中震旦系一下古生界和川东南震旦系储层沥青主要来自寒武系泥岩;川东南下古生界储层沥青则为寒武 系和志留系的混合来源。利用 Karweil 方法分析了川中地区高科1井寒武系烃源岩的成烃史;采用磷灰石裂变径 迹技术与 Easy%R。模型联合模拟恢复了川东南地区丁山1井的生烃史;对比分析表明,川东南寒武系烃源岩成熟 时间、主生油及主生气期均早于川中寒武系烃源岩。

关键词:川中一川东南地区;震旦系一下古生界;生物标志物;储层沥青;成烃演化

四川盆地震旦系一下古生界勘探已经历了 40 多年的历史,累计钻探井40多口,已发现了威远气 田、资阳气藏以及高石梯一安平店、龙女寺等含气构 造。虽然震旦系一下古生界勘探程度低且勘探成效 较差,但对其相关油气地质理论问题的研究取得了 一定的进展。在研究区震旦系一下古生界储层中, 可见缝、洞中充填的沥青或沥青脉。固体沥青在世 界各地的许多沉积盆地的含油气储集体中广泛分 布,有关于固体储层沥青的形成、成因及生物标志物 的研究也取得了重大进展(Curiale, 1986; Dahl et al., 1986; George et al., 1993, 2007; 王一刚等, 1996; Hwang et al., 1998; 赵孟军等, 2006)。梁狄 刚等(2005)在研究中国南方高、过成熟区海相油(沥 青)源对比问题时指出,三芳甾烷和三芳甲藻甾烷在 高、过成熟条件下可成为高、过成熟区油(沥青)源对 比的有效指标。然而在研究区只有少数样品中检测 出了三芳甾烷和三芳甲藻甾烷。沉积盆地烃源岩的 成烃演化与古地温有密切的关系,自 20 世纪 50 年 代以来,国内外很多学者(Karweil,1955; Hood et al., 1975; Waples, 1980; Barker et al., 1981; Lerche et al., 1984; Tissot et al., 1984; Naeser et al., 1989; Sweeney et al., 1990; 肖贤明等, 2000; 朱炎铭 等,2001)进行了古地温和源岩的生烃史研究,其中 Easy%R。模型(Sweeney et al.,1990)是最为常用 的模型,而且可以不考虑盆地的构造成因模式。肖 贤明等(2000)提出了成烃史恢复的地质地球化学剖 面法,该方法适合于经历了复杂沉积构造史的叠合 型含油气盆地,汪泽成(2002)将此方法应用于川中 地区下古生界源岩的成烃演化。本次研究表明,磷 灰石裂变径迹技术和干酪根热解动力学方程 (Easy%R。模型)联合模拟的方法同样适合于叠合 盆地高、过成熟源岩精确的热史及源岩生烃史研究。 本文从沥青与源岩生物标志物特征对比的角度来探 讨川中—川东南地区震旦系—下古生界储层沥青/ 源岩的关系及烃源岩成烃演化史,旨在进一步认识 震旦系—下古生界的石油地质条件。

## 川中一川东南地区震旦系一下古生 界的沥青来源

分别采集各地区震旦系一下古生界岩心中晶间 充填沥青、晶洞充填沥青及岩屑中的沥青作饱和烃 色谱及烷烃色谱-质谱分析。对储层沥青和其可能 的源岩,分析饱和烃的生物标志化合物特征,并进行 比对,从而确定储层沥青与可能烃源岩的关系。主

注:本文为国家重点基础研究发展规划"973"项目"中国海相碳酸盐岩层系深层油气成藏机理"(编号 2005CB422106)资助成果。 收稿日期:2007-04-30;改回日期:2007-06-18;责任编辑:周健。

作者简介:徐国盛,男,1962年生。教授,博士生导师。1998年于成都理工学院获博士学位,从事储层评价与油气成藏研究。电话:028-84079115;Email:xgs@cdut.edu.cn。



图 1 川中地区安平 1 井、高科 1 井及川东南地区丁山 1 井位置图 Fig. 1 The well location of wells Anping 1, Gaoke 1 and Dingshan 1

要钻井包括川中地区高石梯一安平店构造上的探井 高科1井及安平1井和川东南地区丁山构造上的探 井丁山1井(图1)。

#### 1.1 源岩与储层沥青的饱和烃色谱特征

本次对高科1井、安平1井、丁山1井所采奥陶 系、寒武系及震旦系储层沥青和泥岩样品的饱和烃 进行了气相色谱分析,分析结果如表1。其正构烷 烃碳数分布如图2~图4所示,从图上可知主峰碳 数从18~25均有分布,但这些样品的饱和烃色谱特 征差异较为明显,大致可分为单峰型和双峰型两类。 安平1井样品的饱和烃色谱以前碳型为主,除样品 Azr和A1之外,主峰碳多在 $C_{17}-C_{20}$ 之间。高科1 井的饱和烃色谱有前碳型和后碳型,主峰碳为  $C_{18}-C_{27}$ ,该井样品的正构烷烃碳数分布同安平1 井相似。丁山1井震旦系储层沥青样品正构烷烃的 碳数分布与此井寒武系牛蹄塘组烃源岩也有相似的 特征,只是主峰碳的位置有所偏移,分布在19~23 之间。前碳和后碳比( $\Sigma C_{21}-/\Sigma C_{22}+$ )分布在0.45 ~0.91之间,以后碳为主,部分样品呈双峰态分布。 三口井样品的 OEP 和 CPI 都分别比较接近,无明显的奇偶优势,均反应了样品成熟度较高的特点。 样品的 Pr/Ph 值较低,在 0.43~0.87 之间,以植烷 占优势,反映了源岩的沉积环境为还原环境 (Moldowan et al.,1985; Peters et al.,1993,2005; 段毅等,2006)。从总体上看,川中地区安平1井、高 科1井与川东南地区丁山1井样品的饱和烃色谱有 一定的差异,造成这种差异的原因主要有不同地区 样品生源构成的差别、成熟度的高低,油气运移效应 的影响。

Richard 等(1994)曾用 Pr/nC<sub>17</sub>和 Pr/nC<sub>18</sub>的比 值成功的区分了阿把拉契亚盆地上古生界石油与下 古生界的非常成熟一极成熟阶段的石油。

图 5 为安平 1 井、高科 1 井、丁山 1 井样品 Pr/ Ph-Pr/nC<sub>17</sub>-Ph/nC<sub>18</sub> 三角图,该图表明了这些样品 之间的差异,有学者(王铁冠,1995)曾用该类三角图 区分不同沉积环境的低熟油的类别及进行油源对 比。笔者研究认为 Pr/Ph-Pr/nC<sub>17</sub>-Ph/nC<sub>18</sub> 三角图 也能区分高成熟阶段不同还原环境源岩所形成的沥

#### 表 1 安平 1 井、高科 1 井和丁山 1 井样品的饱和烃色谱特征及甾烷、萜烷生标参数表

Table 1 The saturated hydrocarbon chromatogram and biomarkers of steranes and terpanes of wells Anping 1, Gaoke 1 and Dingshan 1

井号	样号	描述	深度 (m)	层位	а	b	с	+ d	е	f	g	h	i	j	k	1	m	n	q
安平1井	A28	围岩为灰色泥晶白云岩,晶洞内充填沥青	4460	$O_3 n$	18	1.11	1.21	2.10	0.27	0.43	0.57	0.41	0.67	0.29	31:30:28	0.33	0.57	0.35	0.37
	A29	晶洞中充填的白云石和方解石,晶间有沥青充填	4466.58	$O_3 n$	20	1.12	1.20	1.03	0.33	0.45	0.53	0.23	0.60	0.29	26:33:41	0.19	0.22	0.37	0.41
	A40	晶洞充填沥青,边缘白云石,中心方解石	4520.4	$\in 2-3x$	16	1.17	1.26	1.19	0.53	0.76	0.75	0.34	0.67	0.28	27:31:42	0.25	0.31	0.40	0.41
	A44	围岩为灰色泥-微晶白云岩,针孔状晶洞内充填白云石和沥青	4531.6	$\in 2-3x$	17	1.05	1.17	2.04	0.43	0.65	0.77	0.49	0.70	0.25	33:30:48	0.28	0.79	0.36	0.40
	Azr	深灰色粉砂质泥岩	5033.7	$\in {}_1j$	25	1.15	1.21	0.16	0.48	0.68	0.56	0.29	0.63	0.23	35:25:40	0.29	0.38	0.34	0.38
	A1	充填于晶洞中心的沥青,晶洞边缘为白云石	5036	$\in {}_1j$	27	1.08	1.08	0.03	0.63	0.83	0.68	0.13	0.57	0.34	23:31:46	0.18	0.10	0.39	0.40
	A3	充填于晶洞中的沥青	5037	$\in {}_1j$	17	1.12	1.19	1.54	0.32	0.43	0.77	0.12	0.44	0.31	22:32:47	0.13	0.08	0.39	0.41
	SW3	深灰色泥岩	5037.1	$\in {}_1j$	18	1.08	1.22	1.45	0.19	0.36	0.48	0.18	0.46	0.33	24:31:44	0.14	0.16	0.39	0.41
	A12	灰色泥晶白云岩中晶洞内充填的沥青	5047.97	$Z_2 dn^2$	18	1.08	1.13	0.72	0.31	0.54	0.46	0.13	0.52	0.27	26:29:45	0.12	0.06	0.34	0.35
	A16	纹层状藻白云岩中的沥青	5055.22	$Z_2 dn^2$	18	1.10	1.09	0.44	0.62	0.92	0.56	0.52	0.82	0.22	36:29:35	0.36	0.95	0.37	0.39
高科1井	G29	晶间和晶洞中充填的沥青	4883.76	$\in {}_1q$	27	1.07	1.08	0.15	0.48	0.39	0.87	0.36	0.87	0.23	32:29:40	0.30	0.42	0.33	0.37
	ZrG24	深灰色泥岩	4972.7	$\in {}_1q$	18	1.12	1.15	0.80	0.32	0.36	0.56	0.34	0.86	0.19	35:29:37	0.34	0.51	0.32	0.41
	SW2	深灰色泥岩	4974.9	$\in {}_1q$	25	1.10	1.19	0.39	0.40	0.40	0.59	0.57	0.82	0.19	39:28:33	0.36	0.83	0.37	0.41
	G23	晶洞中充填的沥青	4987.25	$\in {}_1q$	20	1.10	1.13	1.34	0.33	0.36	0.63	0.28	0.76	0.20	33:20:37	0.33	0.29	0.33	0.39
	G15	晶洞中充填的沥青	5149.08	$Z_2 dn^3$	19	1.23	1.21	0.97	0.20	0.31	0.48	0.55	0.86	0.20	42:28:30	0.49	0.55	0.36	0.39
	G13	灰色白云岩溶孔中充填的沥青	5152.66	$Z_2 dn^3$	19	1.11	1.19	3.18	0.21	0.29	0.57	0.67	0.86	0.20	42:27:31	0.48	1.02	0.34	0.39
	G5	沿裂缝分布的沥青和微细裂缝中的沥青	5441.1	$Z_2 dn^2$	18	1.18	1.21	2.13	0.14	0.32	0.43	0.65	0.84	0.21	42:28:30	0.44	0.64	0.35	0.39
丁山1井	yhf5	岩屑中的软沥青	2727.5	$+_1 sh$	19	1.04	1.22	2.20	0.45	0.55	0.71	0.14	0.43	0.61	27:29:44	0.09	0.44	0.32	0.35
	yhf7	岩屑中的软沥青	2729	+	17	1.06	1.22	2.53	0.44	0.53	0.86	0.14	0.40	0.64	26:27:47	0.06	0.44	0.31	0.36
	DS30	石膏,晶间充填的沥青	2752	$+_1 sh$	23	1.05	1.18	0.37	0.82	1.06	0.56	0.63	0.76	0.19	39:27:34	0.17	1.22	0.33	0.41
	DSS1	深灰色泥岩	3478.76	$+_1n$	25	1.13	1.19	0.39	0.58	0.78	0.56	0.53	0.67	0.19	42:28:30	0.14	0.72	0.43	0.44
	SW1	深灰色泥岩	3479.97	$+_1n$	24	1.09	1.20	0.21	0.52	0.73	0.49	0.26	0.66	0.17	37:32:31	0.16	0.60	0.35	0.40
	DS27	细晶白云岩中晶间充填的沥青	3490.26	$Z_2 dn$	19	1.07	1.13	0.91	0.59	0.58	0.58	0.84	0.67	0.17	44:27:29	0.13	0.92	0.46	0.46
	DS24	细晶白云岩,灰白色斑块中充填的沥青	3494.67	$Z_2 dn$	23	1.06	1.16	0.62	0.46	0.61	0.51	0.74	0.58	0.19	48:26:26	0.10	0.28	0.48	0.49
	DS23	灰白色白云岩,细小晶洞中充填的沥青	3500.05	$Z_2 dn$	23	1.06	1.15	0.45	0.62	0.68	0.50	0.74	0.62	0.18	47:26:27	0.10	0.35	0.49	0.50
	DS21	灰白色白云岩晶洞中充填的沥青	3505.62	$Z_2 dn$	23	1.05	1.17	0.50	0.50	0.65	0.54	0.70	0.60	0.23	45:28:27	0.11	0.33	0.50	0.48
	DS22	沥青充填于白云石化形成的孔洞中	3513.47	$Z_2 dn$	22	1.01	1.10	0.73	1.17	0.97	0.60	1.00	0.64	0.19	47:27:26	0.11	0.64	0.48	0.50
	DS18	白云岩颗粒中充填的干沥青	3654.36	$Z_2 dn$	21	1.03	1.13	0.87	0.76	0.74	0.67	0.83	0.60	0.19	42:28:30	0.11	0.45	0.48	0.47

注:a-主峰碳;b-OEP;c-CPI;d-ΣC21<sup>-</sup>/ΣC22<sup>+</sup>;e-Pr/nC<sub>17</sub>;f-Ph/nC<sub>18</sub>;g-Pr/Ph;h-C<sub>23</sub>三环萜烷/17α,21β-C<sub>30</sub>藿烷;i-18α-C<sub>27</sub>,三降藿烷(Ts)/17α-C<sub>27</sub>,三降藿烷(Tm);j-伽玛蜡烷/17α,21β-C<sub>30</sub>藿烷;k-C<sub>27</sub>,C<sub>28</sub>,C<sub>29</sub>规则甾烷的相对百分含量(%);l-C<sub>27</sub>重排甾烷/C<sub>27</sub>规则甾烷;m-孕甾烷指数;n-C<sub>29</sub>甾烷 ααα20S/(S+R);q-C<sub>29</sub>甾烷 ββ/(αα+ββ)。



图 2 安平 1 井样品碳数与相对质量分数分布图 Fig. 2 The distribution of mass fraction of carbon from well Anping 1



Fig. 3 The distribution of mass fraction of carbon from well Gaoke 1



from well Dingshan 1









同源岩沉积环境及不同成熟度的沥青还是有明显的 差异,他们在图中分别占据不同的端元和区间。

#### 1.2 萜烷及甾烷生物标志化合物特征

影响生物标志物组成的因素是十分复杂的,任 何单一指标都具有局限性。如果沥青或原油与生油 岩之间具有亲缘关系,则二者无论在母源性质、沉积 环境、成熟度上都应是高度一致的(杨永才等, 2006)。但需要指出的是安平1井、高科1井和丁山 1井样品有较高的热演化程度,所测得样品的沥青 反射率在 3.46%~4.51%之间,生标参数所反映的 生源及运移信息很可能被成熟度指标所掩盖。因此 在分析各种生标参数时,不能不考虑样品的成熟度 对其生标的影响。甾烷的异构化参数所反映的成熟 度指标已经失效。芳烃甲基菲指数所计算的成熟度 参数也与样品实测的成熟度差距较大,只能反映样 品成熟度的相对大小。经分析发现,Ts/Tm(18α-C<sub>27</sub>,三降藿烷/17α-C<sub>27</sub>,三降藿烷)基本能够反映样 品成熟度的大小,随着成熟度的增加,Ts/Tm 有增 大的趋势,但其也受源岩沉积环境的影响(Peters et al,1993),正因为如此,它能有效的区分不同类型的 源岩和其形成的沥青。

三环萜烷/C<sub>30</sub> 藿烷的值可以指示沉积环境,海 相环境的源岩富含三环萜烷(表 1),成熟度的增加 也可以造成三环萜烷的相对富集(张水昌,1993;蔡 勋育等,2006)。图 6a 表明,安平1井和高科1井储 层沥青样品的三环萜烷/C<sub>30</sub> 藿烷的值均与寒武系泥





Fig. 6 The relation of Ts/Tm and Tricyclic Terpane/C<sub>30</sub>-Hopane ratios(a), gammacerane/C<sub>30</sub>-Hopane ratios(b), rearranged sterane/regular sterane ratios(c), pregnane index(d) for mudstone and bitumen samples of wells Anping 1, Gaoke 1 and Dingshan 1

岩接近。丁山1井除样品 yhf5 和 yhf7 外,其缝、洞 中充填的沥青均与寒武系泥岩样品表现出亲缘关 系。图中三环萜烷/C<sub>30</sub> 藿烷表现出随成熟度的增加 而升高的趋势,但安平1井的 Ts/Tm 低于高科1 井,与川东南地区丁山构造的丁山1井接近,但丁山 1井的三环萜烷/C<sub>30</sub> 藿烷明显高于川中地区的的安 平1井和高科1井,充分说明了不同构造区以及各 井之间的源岩沉积环境和成熟度的差别对生物标志 物分布的影响。

伽玛蜡烷/C<sub>30</sub> 藿烷比值常表示源岩沉积时水体的盐度,伽玛蜡烷为一种 C<sub>30</sub>-三萜烷,代表着原生动物生源的生物标志物。通常认为,高含量的伽玛蜡 烷为高盐度水体的沉积标志(朱扬明等,2003,2004; 朱光有等,2004)。但伽玛蜡烷和水体介质的盐度并 非正比关系,其先质物只能在一定的盐度下发育生 长。伽玛蜡烷的形成还与水体分层有关,处在分层 段的烃源岩往往高含伽玛蜡烷(Peters et al.,1993; Sinninghe et al.,1995; Hanson et al.,2000; 张水昌 等,2001)。伽玛蜡烷是非藿烷类的重要标志物,在 与盐湖相或咸水湖相环境有关的原油中含量高,与 淡水一微咸水湖相环境有关的原油中含量高,与 淡水一微咸水湖相环境有关的原油中含量低 (Peters et al.,1993)。川中及川东南地区震旦系一 下古生界样品源岩及沥青样品中普遍检测出了伽玛 蜡烷(图 6b),表明了源岩沉积时的水体具有一定的 盐度,该图也能较好的区分不同类型的源岩所形成 的沥青。丁山1井和高科1井的伽玛蜡烷指数较为 接近,但明显低于安平1井。依据该区实测的沥青 反射率值, Pr/nC<sub>17</sub>与 Ph/nC<sub>18</sub>所反映的各井样品的 成熟度值(Peters et al.,1999)及Ts/Tm比值来看 (表1),高科1井的样品具有相对较高的成熟度,但 其伽玛蜡烷相对含量并不高,因此,研究区各样品伽 玛蜡烷的含量并不主要受成熟度的控制,更多的反 应了源岩沉积时水体的盐度的高低(曾凡刚等, 1998)。丁山1井寒武系岩屑中的两个软沥青样品 yhf5和yhf7尤其具有较高的伽玛蜡烷指数,推测应 有上覆志留系龙马溪组烃源岩的贡献。

重排甾烷/规则甾烷比值受成熟度和源岩无机 特性的影响(Rubinstein et al.,1975)。很多学者认 为重排甾烷在成岩作用期间,经历酸性介质中粘土 矿物的催化作用而形成。目前认为重排甾烷的成因 并非如此简单,对处于高演化阶段的烃源岩而言,重 排甾烷的含量与有机质成熟度密不可分(曾凡刚等, 1998)。某些原油具有高重排甾烷/规则甾烷比值似 乎是归因于高成熟度(Palacas,1984)。重排甾烷/ 规则甾烷比值随有机质成熟度增加而增高,说明两 者之间具有成因联系。

三口井都含有一定量的重排甾烷(图 6c),安平 1 井、高科1井及丁山1井样品的重排甾烷/规则甾 烷随成熟度的增加而增加,他们表现出一定的正相 关关系。安平1井和高科1井的沥青样品分别表现 出与各自的源岩具有相似的特征(表 1)。而丁山1 井寒武系的两个软沥青样品yhf5和yhf7具有明显 较低的的重排甾烷/规则甾烷,与丁山1井其他沥青 样品和源岩样品差异较大,进一步证明有其他层位 烃源岩的贡献(可能主要为上覆志留系龙马溪组烃 源岩)。对于来源一致的原油而言,Ts/Tm和重排 甾烷/规则甾烷的分布特征应主要反映成熟度的变 化。经过对比发现,这些沥青样品的成熟度与深度 的增加无明显关系。显然,样品成熟度的增加并不 完全受现今深度的控制,推测其成熟度的变化与不 同运移期次的烃类产物(详见下节)关系较为密切。

各井样品中均检测出了孕甾烷,就孕甾烷的成 因有两种观点:其一认为孕甾烷来源于微生物,与有 机质成熟度没有必然联系;另一种观点认为孕甾烷 的含量变化主要由有机质成熟度造成的。就各井的 实际情况而言,样品中孕甾烷的含量与有 Ts/Tm 有一定的联系,即成熟度愈高,孕甾烷系列含量愈高 (图 6d)。但是样品 yhf5 和 yhf7 的孕甾烷指数与其 他沥青样品有较大的差别,显然主要受生源构成的 影响,因此样品 yhf5 和 yhf7 应有其他类型生源的 输入,其生源构成并不主要来自寒武系烃源岩,而大 部分可能来自上覆志留系龙马溪组烃源岩。

甾烷的来源比较复杂,一般认为 C<sub>27</sub> 甾烷来自 水生生物,C<sub>28</sub> 甾烷为海洋藻类繁盛的标志,C<sub>29</sub> 甾烷 指示高等植物的输入。但是,越来越多的研究表明, 高的 C<sub>29</sub> 甾烷的含量并不总是代表高等植物的输入 (温汉捷等,2000)。

图 7 为安平1井、高科1井、丁山1井震旦系储 层沥青与寒武系源岩规则甾烷的分布图,三口井的 规则甾烷有两种构型,分别为"V"字型和反"L"型分 布。安平1井"V"字型分布和"L"型分布均以 C<sub>29</sub>规 则甾烷占优势,"V"字型分布的沥青样品与源岩样 品 Azr 相似,具"L"型分布的沥青样品与源岩样品 SW3 相似。而高科1井源岩及沥青样品均以基本 对称的"V"字型分布为特征。丁山1井储层沥青 ααα(20R)-C<sub>27</sub>、C<sub>28</sub>和 C<sub>29</sub>规则甾烷的分布形式主要 为不规则的"V"型,一般表现为 C<sub>27</sub> >C<sub>29</sub> >C<sub>28</sub>的特 征(表1);而寒武系岩屑沥青样品(yhf5 和 yhf7)则 表现出不同的特征,呈"L"型分布,规则甾烷为 C<sub>29</sub> >C<sub>28</sub> >C<sub>27</sub>的分布态势,与所取到的寒武系泥岩样 品有很大的差别,这说明寒武系石冷水组的岩屑沥 青样品(yhf5 和 yhf7)较高的 C<sub>29</sub> 甾烷含量可能与源



图 7 安平1井(a)、高科1井(b)和丁山1井(c)源岩与沥青的 ααα(20R)-C<sub>27</sub>、C<sub>28</sub>和C<sub>29</sub>规则甾烷的分布图 Fig. 7 The distribution of regular sterane -ααα(20R)-C<sub>27</sub>、C<sub>28</sub> and C<sub>29</sub> of source rokes and bitumen from wells Anping 1, Gaoke 1 and Dingshan 1

岩样品(DSS1和SW1)有不同的生源。

位于川中地区安平店-磨石溪构造带安平1井 和高科1井样品的地球化学特征表明,源岩的沉积 环境为具有一定盐度的还原环境,生物主要来自于 低等水生生物的菌藻类,他们均对源岩有不同程度 的贡献。奥陶系、寒武系及震旦系沥青的各种生标 指纹均可以与寒武系泥岩对比,他们的生源主要来 自寒武系泥岩。

川东南地区丁山构造的丁山1井震旦系储层沥 青均来自寒武系泥岩。但寒武系石冷水组 yhf5 和 yhf7 样品岩屑中沥青的各种反应生源构成及成熟 度的各种生标参数与寒武系泥岩存在一定的差别, 这两个沥青样品的源岩应主要来自上覆志留系龙马 溪组烃源岩。

安平1井和高科1井奧陶系、寒武系及震旦系 沥青样品及丁山1井震旦系储层沥青的地球化学特 征表明,源岩的沉积环境为具有一定盐度的还原环 境,生物主要来自于低等水生生物的菌藻类,他们均 对源岩有不同程度的贡献。他们的各种生标指纹均 可以与各自寒武系泥岩对比,尤其是各井的重排甾 烷/规则甾烷,Ts/Tm比值也表明,他们的生源主要 来自寒武系泥质烃源岩而不是碳酸盐岩(Seifert et al.,1978; Mckirdy et al.,1983; Waples et al., 1990;梁狄刚等,2005)。

但丁山1井寒武系石冷水组 yhf5 和 yhf7 样品 岩屑中沥青的各种反应生源构成及成熟度的生标参 数与寒武系泥岩存在一定的差别,这两个沥青样品 的源岩可能主要来自上覆志留系龙马溪组烃源岩。

- 2 川中一川东南地区下古生界源岩的 成烃演化
- 2.1 高科1井下古生界烃源岩的成烃演化

烃源岩成烃史模拟计算是含油气盆地油气地质 研究的重要内容,尤其是对于那些勘探程度不高、沉 积构造发展史较复杂的叠合型盆地,而成烃史恢复 的关键是成熟度模拟计算。从油气地质研究的实际 应用出发,只有那些埋藏深、成熟度高、主生油期出 现在过去的盆地,成烃恢复才具有意义,而这类盆地 往往经历了较为复杂的沉积-构造发展史(肖贤明 等,2000)。汪泽成(2002)应用 Karweil 方法计算了 高科 1 井寒武系源岩的成烃史,经分析符合该地区 实际,可以借鉴。

图 8 是川中地区高科 1 井主要地史时期成烃作 用剖面。寒武系烃源岩在志留纪末处于低成熟阶



(b)-hydrocarbon-generation profile after Jurassic

段,有较弱的成烃作用发生,后因加里东期抬升、剥 蚀,成烃作用终止;三叠系沉积后开始二次生烃,三 叠纪末,震旦系下部进入生油峰期,早侏罗世寒武系 下部进入成熟阶段;在中侏罗世寒武系主体进入主 生油期,主生气期出现在晚侏罗世一早白垩世。

#### 2.2 丁山1井下古生界烃源岩的生烃史

在对一个盆地的生烃史进行模拟恢复和成熟情 况进行定量计算时,必须先了解盆地的地热史及决 定地热史的盆地沉降史和构造演化史。目前,常用 的恢复热历史的古温标是镜质组反射率和磷灰石裂 变径迹,它们在沉积盆地的热历史恢复中可以说是 起到了相互补充的作用。因此笔者采用磷灰石裂变 径迹技术和干酪根热解动力学方程(EASY%R。模 型)联合模拟下古生界寒武系源岩的热史,同时得到 **烃源岩的生烃史。对于正常连续沉积的盆地,地层** 的古埋深模拟只需回剥技术和压实校正即可。而对 于在沉积过程中有过抬升剥蚀的盆地,则抬升剥蚀 开始时的最大古埋深及其剥蚀量是地史模拟中的未 知量。而磷灰石裂变径迹则能提供有关的地层沉降 史和剥蚀量的有关信息(邱楠生等, 2004)。 Sweeney 和 Burnhanm(1990)提出的 EASY%R。化 学动力学模型为现今古地温研究中最常用的模型。 不仅考虑了众多一级平行化学反应及其相应反应活 化能,而且考虑了加热速率,此模型对于中、高热演 化程度更为精确。在钻井实测镜质组反射率的基础 上,采用比较理想、适用范围比较广(R。值范围为



图 9 川东南地区丁山 1 井寒武系烃源岩生烃史图 Fig. 9 The hydrocarbon-generation history of Cambrian source rocks from well Dingshan 1

0.3%至4.5%)的 EASY% R。动力学模拟方法,恢 复其热史,并得到生烃史。

图 9 左下方为丁山 1 井磷灰石样品的裂变径迹 长度分布和最佳拟合曲线和 *T-t* 轨迹图。计算表 明,82.5~72.1 Ma间,为丁山 1 井地层的快速抬升 期,约有 1100 m 厚的地层遭受剥蚀。72.1~31.2 Ma间,为缓慢抬升阶段,约有 625 m 厚的地层被剥 蚀掉。31.2~20.8 Ma间为急剧抬升阶段,约有 710 m 厚的地层遭受剥蚀。20.8~10.7 Ma间属于 相对稳定时期,约有 185 m 厚的地层被剥蚀。10.7 Ma 至现今为急剧抬升阶段。由此便可得出丁山 1 井准确的埋藏史,利用 EASY%*R*。模型便可精细的 恢复其源岩的生烃演化过程。

图 9 表明,丁山 1 井寒武系烃源岩在早奥陶世 进入生烃门限,至早奥陶世沉积时 R。约为 0.7%, 此阶段寒武系牛蹄塘组烃源岩为未成熟一成熟期。 早一中志留世时,寒武系烃源岩再次深埋,此时 R。 约1.3%左右,进入生油窗并开始大量生油,后由于 加里东运动的抬升作用,寒武系烃源岩埋深变浅,生 烃停滞。至中一晚二叠纪,烃源岩再次深埋,开始二 次生烃。至三叠纪末期,牛蹄塘组烃源岩有机质 R。 增至1.6%左右,此阶段烃源岩继续在生油窗内演 化,主要生成液态烃。由于侏罗系的快速沉降,至中 侏罗世,R。升至2.0%,进入高成熟期,有机质开始 大量生成油裂解气。至晚侏罗世,有机质 R。再升 至2.4%,有机质大量生成凝析油及裂解气。中白 垩世,R。达2.8%~3.2%,进入过成熟阶段,有机 质主要生成干酪根裂解气。后由于地层抬升剥蚀, 现今寒武系源岩仍处在过成熟阶段。

### 3 结论

(1)地球化学分析表明,川中地区安平店-磨石 溪构造带安平1井和高科1井的寒武系源岩的沉积 环境为具有一定盐度的还原环境,生物主要来自于 低等水生生物的菌藻类;奥陶系、寒武系及震旦系储 层沥青的各种生标指纹均可以与寒武系泥岩对比, 他们主要来自寒武系泥质烃源岩。

(2)川东南地区丁山构造的丁山1井震旦系储 层沥青均来自寒武系泥岩。寒武系石冷水组 yhf5 和 yhf7 样品岩屑中软沥青样品的源岩应主要来自 上覆志留系龙马溪组烃源岩,寒武系储层沥青表现 出混源的特征。

(3)川中地区高科1井寒武系烃源岩在志留纪 末处于低成熟阶段,早侏罗世寒武系下部进入成熟 阶段。在中侏罗世进入主生油期,晚侏罗世一早白 垩世为主生气期。

(4)川东南地区丁山1井寒武系烃源岩在早中 奥陶世进入生烃门限,早一中志留世大量生油;至 中一晚二叠纪为二次生烃阶段;至三叠纪末期仍处 在生油窗内;中侏罗世为生成油裂解气阶段;晚侏罗 世为大量生成凝析油及裂解气阶段;至中白垩世有 机质主要生成干酪根裂解气;现今寒武系烃源岩仍 处在过成熟阶段。

#### 参考文献

- 察勋育,朱扬明,黄仁春,2006. 普光气田沥青地球化学特征及成因. 石油与天然气地质,27(3):340~347.
- 段毅,吴保祥,张辉,等.2006.鄂尔多斯盆地西峰油田原油地球化学 特征及其成因.地质学报,80(2):301~310.
- 梁狄刚,陈建平.2005.中国南方高、过成熟区海相油源对比问题.石 油勘探与开发,32(2):8~12.
- 邱楠生,胡圣标,何丽娟.2004. 沉积盆地热体制理论与应用.北京:地 质出版社.
- 王一刚,刘志坚,文应初.1996. 川东石炭系储层有机包裹体、储层沥 青与烃类运聚关系. 沉积学报,14(4):77~83.
- 王铁冠.1995.低熟油的形成机理与分布规律.北京:石油工业出版 社.
- 汪泽成.2002. 四川盆地构造层序与天然气勘探.北京:地质出版社.
- 温汉捷,裘愉卓,姚林波,等.2000.中国若干下寒武统高硒地层的有 机地球化学特征及生物标志物研究.地球化学,29(1):28~35.
- 肖贤明,刘德汉,傅家谟,等. 2000.应用沥青反射率推算油气生成与运移的地质时间.科学通报,45(19):2123~2127
- 杨永才,常象春,张枝焕.2006.英吉苏凹陷石油地球化学特征及油源 对比.新疆石油地质,27(4):410~413.
- 曾凡刚,包建平,王铁冠.1998.下扬子区古生界烃源岩饱和烃生物标 志物地球化学特征.地质地球化学,26(3):72~77.
- 赵孟军,张水昌,赵陵,等.2006.南盘江盆地古油藏沥青地球化学特征及成因.地质学报,80(6):893~901.
- 朱炎铭,秦勇,范炳恒,等.2001.黄骅坳陷歧古1井古生界烃源岩的 二次生烃演化.地质学报,75(3):426~431.
- 朱光有,金强,张水昌,等.2004.东营凹陷沙河街组湖相烃源岩的组 合特征.地质学报,78(3):416~427.
- 张水昌.1993.南方海相地层中生物标志化合物——细菌和藻类生物的贡献.北京:石油工业出版社,155~174.
- 张水昌, Moldowan J M, Maowen Li. 2001. 分子化石在前寒纪地层中

的异常分布及其生物学意义.中国科学(D辑)31(4):34~37.

- 朱扬明,苏爱国,梁狄刚,等. 2003. 柴达木盆地原油地球化学特征及 其源岩时代判识. 地质学报, 77(3):272~279.
- 朱扬明,翁焕新,苏爱国,等.2004.柴达木盆地尕斯库勒油田原油油 源特征及成藏分析.地质学报,78(2):253~261.
- Barker C E, Elders W A. 1981. Vitrinite reflectance geothermometry and apprant heating duration in the Cerro Prieto geothermal field. Geothermics, 10:207~223.
- Curiale J A. 1986. Origin of solid bitumens, with emphasis on biological marker results. Organic Geochemistry, 10:559~580.
- Dahl B,Speers G C. 1986. Geochemical characterization of a tarmat in the Oseberg Field Norwegian Sector, North Sea. Organic Geochemistry, 10:547~558.
- Drozd R J, Cole G A. 1994. Point Pleasant-Brassfield(!) petroleum system, Appalachian Basin, U. S. A. AAPG Memoir. 60:387 ~398.
- George S C, Llorca S M, Hamilton P J. 1993. An intergrated analytical approach for determining the origin of solid bitumens in the McArthur Basin, Northerm Australia. Organic Geochemistry, 21:235~248.
- George S C, Herbert Volk, Manzur Ahmed, Walter Pickle, Tony Allan. 2007. Biomarker evidence for two sources for solid bitumens in the Subu wells: Implications for the petroleum prospectivity of East Papuan Basin, Organic Geochemistry, 38: 609~642.
- Hanson A D, Zhang S C, Moldowan J M, Liang D G, Zhang B M. 2000. Molecular organic geochemistry of the Tarim basin, Northwest China. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 84:1109~1128.
- Hood A, Gutjahr C C M, Heacock R L. 1975. Organic metamorphism and the generation of petroleum. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 59(6): 986 ~ 996.
- Hwang R S, Teerman S, Carlson R. 1998. Geochemical comparison of reservoir solid bitumens with diverse origins. Organic Geochemistry, 29:505~518.
- Karweil J. 1955. Die Metamorphose der Kohlen vom Standpunkt der physikalischen Chemie. Z. Deutsch. Geol. Ges. ,  $107:132 \sim 139$
- Lerche I, Yarzab R F, Kendall. 1984. Determination of paleoheat flux from vitrinite reflectance data. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 68(11):1704~1717.
- Mckirdy D M, Aldridge A K, Ypma P J M. 1983. A geochemical comparison of some crude oils from Pre-Ordovician carbonate rocks. Advances in Organic Geochemistry 1981. John Wiley and Sons, New York, 99~107.
- Moldowan J M, Seifert W K, Gallegos E J. 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 69:1255~1268.
- Naeser N D, McCulloh T H. 1989. Thermal History of sedimentary basin. New York: Springer-Verleg.
- Palacas J G. 1984. Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks. AAPG Studies in Geology18.
- Peters K E, Moldowan J M. 1993. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall. Inc.
- Peters K E, Fraser T H, Welly Amris, et al. 1999. Geochemistry

of crude oils from Eastern Indonesia. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 83(12):1927 1942.

- Peters K E, Clifford C Walters, J Michael Moldowan. 2005. The Biomarker Guide: Volume 2. Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history. Cambridge University Press.
- Richard J D, Gary A C. 1994. Point Pleasant Brassfield (!) petroleum system, Appalachian Basin, U. S. A. AAPG Memoir. 60:387~398.
- Rubinstein I, Sieskind O, Albrecht P. 1975. Rearranged steranes in a shale; occurrence and simulated formation. Journal of Chemical Society Perkin, 1:1833~1835.
- Sweeney J J, Burnham A K. 1990. Evaluation of a sample method of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. AAPG Bulletin, 74(4):1559~1570.

Seifert W K, Moldowan J M. 1978. Application of steranes,

terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. Geochimica et Cosmochimica Acta, 42:77  $\sim \! 95.$ 

- Sinninghe Damste J S, Kenig F, Koopmans M P, Koster J, Schouten S, Hayes J M, de Leeuw J W. 1995. Evidence forgammacerane as an indicator of water column stratification. Geochimica et Cosmochimica Acta, 59. 1895~1900.
- Tissot B P, Welte D H. 1984. Petroleum formation and occurrence. New York, Berlin, Heidelberg :Springer-Vevlag.
- Waples D W. 1980. Time and temperature in petroleum formation; application of Lopatin's method to petroleum exploration. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 64(6): 916~926.
- Waples D W, Machihara T. 1990. Application of sterane and triterpane biomarkers in petroleum exploration. Bulletin Canadian Petroleum Geology, 38:357~380.

## The Source of Sinian and Lower—Palaeozoic Bitumen and Hydrocarbon Evolution in the Middle and Southeast of the Sichuan Basin

XU Guosheng<sup>1)</sup>, YUAN Haifeng<sup>1)</sup>, MA Yongsheng<sup>2)</sup>, LIU Shugen<sup>1)</sup>,

CAI Xunyu<sup>2)</sup>, WANG Guozhi<sup>1)</sup>, PAN Changlin<sup>2)</sup>

1) Chengdu University of Technology, Chengdu, 610059

2) Southern Exploration and Development Division Company, SINOPEC, Kunning, 650200

#### Abstract

The author analyzed characteristics of the biological marker of Sinian and Lower-Palaeozoic mudstone and bitumen in the typical structural belt in the middle and southeast of the Sichuan basin. It is suggested that sedimentary environment of source rock was mainly reduction one with a certain extent of salinity, and organism was mainly sclerotia-algal from lower-class aquatic Organism. The reservoir Sinian-Lower Palaeozoic bitumen in the middle of Sichuan basin is Cambrian mudstone and reservoir bitumen in the southeast mixing source of Cambrian and Silurian mudstone. The paper analyzed the hydrocarbongeneration history of well Gaoke 1 using Karweil method, and modeled the hydrocarbon-generation history of well Dingshan 1 taking the method of apatite fission track and Easy  $\% R_o$ . The comparative analysis indicated that maturity of Cambrian source rocks and oil-generation and gas-generation in the southeast Sichuan basin is earlier than the Middle-Sinian hydrocarbon source in the central part of the Sichuan basin.

Key words: the area of middle-southeast of Sichuan baisn; Sinian—Lower Palaeozoic; biomarker; reservoir bitumen; hydrocarbon-generation evolution