

文章编号: 1000-0550(2006) 03-0446-10

# 柴窝堡凹陷达坂城次凹上二叠统烃源岩的地球化学特征及勘探方向

郭建军<sup>1</sup> 陈践发<sup>1</sup> 朱忠云<sup>2</sup> 陈仲宇<sup>2</sup> 肖加彬<sup>2</sup>

(1 中国石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室 北京 102249)

(2 中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司勘探开发研究院 湖北潜江 433124)

**摘要** 通过对准噶尔盆地柴窝堡凹陷达坂城次凹柴参 1 侧 1 井、达 1 井和小平槽沟剖面烃源岩的系统研究,认为达坂城次凹烃源岩的显微组分以镜质组为主;柴参 1 侧 1 井和达 1 井烃源岩的成熟度较高,但有机质丰度很低,为非一差烃源岩;小平槽沟剖面烃源岩的成熟度达成熟—高成熟阶段,有机质丰度高,有机碳最高达 3.87%,并且芦草沟组烃源岩的生烃潜力远大于红雁池组。达坂城次凹的有机质来源主要以陆源高等植物为主,形成于具有一定盐度或水体分层的强还原湖相沉积环境。小平槽沟剖面的有机质可分为两种,两者在原始有机质来源、沉积环境以及成熟度方面均存在明显的差异。油源对比表明,上二叠统优质烃源岩主要分布于达坂城次凹东北部,其生成的油气沿燕山、喜山期形成的断裂以及上二叠统孔、渗性较好的输导层向西南方向斜坡带的较高部位运移。因此,斜坡带的较高部位为勘探的主要有利方向。

**关键词** 准噶尔盆地 柴窝堡凹陷 烃源岩 地球化学特征 勘探方向

**第一作者简介** 郭建军 男 1974 出生 工程师 博士研究生 石油地质与地球化学

**中图分类号** TE122.1<sup>+</sup>1 **文献标识码** A

## 1 引言

柴窝堡凹陷地处乌鲁木齐市以南,夹于博格达山南缘冲断推覆构造带及伊连哈比尔尕山之间,东西长约 115 km,南北宽约 35 km,面积 3683.7 km<sup>2</sup>。柴窝堡凹陷的构造格局表现为“两坳一隆”,即分为永丰次凹、三葛庄凸起和达坂城次凹,主体为达坂城次凹(图 1)。

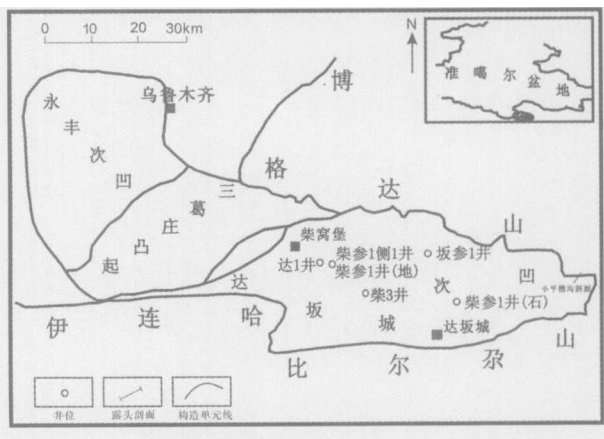


图 1 柴窝堡凹陷构造单元划分及构造位置图

Fig. 1 Structural division and location of Chaiwobu Depression

收稿日期: 2005-08-12 收修改稿日期: 2005-10-08

上二叠统红雁池组 ( $P_2h$ ) 和芦草沟组 ( $P_2l$ ) 为柴窝堡凹陷的主力烃源岩,也是较好的储集层<sup>[1-4]</sup>。1989 年,西北石油局在达坂城次凹的柴窝堡背斜构造钻探了柴参 1 井(地),在上二叠统红雁池组 ( $P_2h$ ) 获得油气显示。中石化西部勘探指挥部相继于 2001 年钻探了柴参 1 侧 1 井(井位同柴参 1(地),图 1),见到良好油气显示;在柴参 1 侧 1 井的基础上,于 2003 年又钻探了一口预探井——达 1 井,完钻井深 3588m,综合录井解释共发现  $P_2h$  下部和  $P_2l$  中上部油气显示 119.3m/39 层。因此,柴窝堡凹陷达坂城次凹具有很大的勘探潜力。

## 2 分析试验

本研究分析的岩石样品主要来自达坂城次凹柴参 1 侧 1 井、达 1 井以及小平槽沟剖面,原油样品来自柴参 1 侧 1 井和达 1 井。分析条件如下: (1) 族组分分离: 岩石样品先在粉碎并在 70℃ 恒温下,在索氏抽提器中连续抽提 72h,再将抽提物或原油样品用柱色层分析法,进行族组分分离。(2) 有机碳分析: LECWR 112 型有机碳分析仪。(3) 热解分析: Rock

Eva-I-II型油气评价工作站。(4)饱和烃色谱分析: 日本岛津公司的 GC-17A 气相色谱仪, 色谱柱为 HP-5 (30 m × 0.25 mm × 0.25 μm), 柱箱起始温度 100℃, 升温速率 4 0℃ /m in, 温度终点 300℃, 终点恒温时间 25m in。(5) GC-MS 分析: 仪器为 Agilent 6890-5973 色谱-质谱仪, 色谱柱为 HP-5 (30 m × 0.25 mm × 0.25 μm), 柱箱起始温度 80℃, 升温速率 4 0℃ /m in, 温度终点 300℃, 终点恒温时间 25m in; 离子源温度 250℃。(6)有机岩石学分析: 在 MPV SP 显微镜光度计上进行显微组分观察定量, 镜质体反射率和壳质组荧光光度测试。

### 3 烃源岩的地球化学特征

#### 3.1 有机岩石学特征

有机岩石学由于从看得见的显微组分角度来认识烃源岩, 具有快速、经济、直观、可靠等优点, 且往往能弥补有机地球化学分析的不足<sup>[5-6]</sup>。

从镜下鉴定结果来看, 柴参 1 侧 1 井、达 1 井以及小平槽沟剖面烃源岩的所有样品的壳质组相对含量均很低, 最大值为 13.3%, 个别样品中未检测到壳质组; 绝大多数样品的镜质组相对含量很高, 均大于 60%; 腐泥组相对含量变化较大, 但绝大多数样品腐泥组相对含量均小于 40%; 惰质组相对含量均较低, 所有样品的检测结果均小于 6%。

从达坂城次凹所有检测样品中“腐泥组”、“壳质组”以及“镜质组 + 惰质组”的相对含量关系可看出, 所有样品均以很低的“壳质组”含量和较高的“镜质组 + 惰质组”含量为主要特点(图 2)。

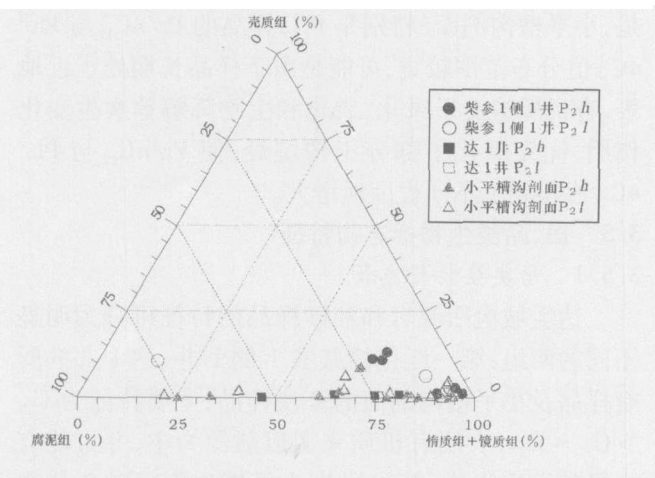


图 2 烃源岩显微组分的三角图解

Fig 2 Ternary diagram of organic macerals of the source rock

干酪根类型指数  $TI$  也常用来判别有机质的类型。 $TI$  值大于 80 为  $T_1$  型,  $TI$  值介于 40~80 为  $T_2$  型,  $TI$  值介于 0~40 为  $T_3$  型,  $TI$  值小于 0 则为  $T_4$  型。柴参 1 侧 1 井、小平槽沟剖面和达 1 井烃源岩干酪根的  $TI$  指数大多小于 0, 即干酪根类型主要为腐殖型(表 1), 生油潜力较差。

表 1 不同井(剖面)烃源岩干酪根的  $TI$  指数

Table 1  $TI$  data of Kerogen from different well or section

井号(剖面)	样品数	样品数	不同 $TI$ 值的样品数			
			$TI \geq 80$	$40 \leq TI < 80$	$0 \leq TI < 40$	$TI < 0$
柴参 1 侧 1 井	$P_2h$	6	/	/	/	6
柴参 1 侧 1 井	$P_2l$	2	/	1	/	1
小平槽沟剖面	$P_2h$	13	/	2	/	11
小平槽沟剖面	$P_2l$	21	2	1	2	16
达 1 井	$P_2h$	2	/	/	1	1
达 1 井	$P_2l$	3	/	/	/	3

#### 3.2 有机抽提物及族组成特征

柴参 1 侧 1 井和达 1 井烃源岩有机抽提物的含量较低, 氯仿沥青“A”的含量变化范围为 0.03%~0.05%, 小平槽沟剖面烃源岩有机抽提物的含量变化较大, 氯仿沥青“A”的含量介于 0.04%~0.4%。

在烃源岩抽提物族组成中, 柴参 1 侧 1 井的饱和烃含量较高, 为 69% 左右, “非烃 + 沥青质”为 20%; 达 1 井的饱和烃含量也较高, 饱和烃约为 63%, “非烃 + 沥青质”约为 22%; 而小平槽沟剖面的样品可能由于是地面样, 有机质遭受了一定的风化、氧化和生物降解等次生变化作用, 因此饱和烃相对含量较低, 变化范围为 36%~54%, 而“非烃 + 沥青质”相对含量较高, 介于 33%~52%。

#### 3.3 生烃潜力评价

对于泥岩烃源岩的评价标准目前比较统一, 绝大多数都认为有机碳丰度的下限值应大于 0.4%<sup>[5-7]</sup>。从有机碳和热解分析结果(表 2 图 3), 除达 1 井外, 其余  $T_{max}$  平均值大于 430℃, 表明达坂城次凹的绝大多数烃源岩均进入成熟—高成熟演化阶段<sup>[8]</sup>。柴参 1 侧 1 井和达 1 井烃源岩具有较低的生烃潜力, 而小平槽沟剖面的烃源岩(特别是  $P_2l$  烃源岩)则具有较高的生烃潜力。

柴参 1 侧 1 井烃源岩的 TOC 含量与生烃潜量  $S_1 + S_2$  值均较低, 除  $P_2h$  个别样品的 TOC 值大于 0.5% 外, 其余样品均判别为非一差烃源岩。达 1 井烃源岩样品的 TOC 含量与  $S_1 + S_2$  值更低, 均为非一差烃源

表 2 烃源岩有机碳含量及热解数据

Table 2 Content of organic carbon and pyrolysis data

样品	层位	有机碳 $f\%$		$T_{max}/^{\circ}C$		$S_1 + S_2 / (mg/g \text{ Rock})$		$PI$		$HII/(mg/g \text{ TOC})$		样品数
		范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	
柴参 1 侧 1 井	$P_2h$	0.06~0.89	0.21	359~506	473	0.02~0.93	0.08	0.10~0.40	0.27	11~58	23	23
柴参 1 侧 1 井	$P_2l$	0.08~0.35	0.21	373~500	472	0.01~0.22	0.05	0.14~0.33	0.19	8~35	19	28
达 1 井	$P_2h$	0.03~0.30	0.10	358~506	426	0.01~0.15	0.05	0.17~0.33	0.29	10~100	43	21
达 1 井	$P_2l$	0.03~0.14	0.08	446~472	458	0.04~0.22	0.10	0.23~0.25	0.24	50~121	90	3
小平槽沟剖面	$P_2h$	0.12~3.87	0.94	426~547	477	0.03~2.42	0.31	0.02~1.00	0.23	3~110	22	15
小平槽沟剖面	$P_2l$	0.18~3.63	1.14	426~525	477	0.03~14.78	1.65	0.02~0.33	0.20	3~449	68	27

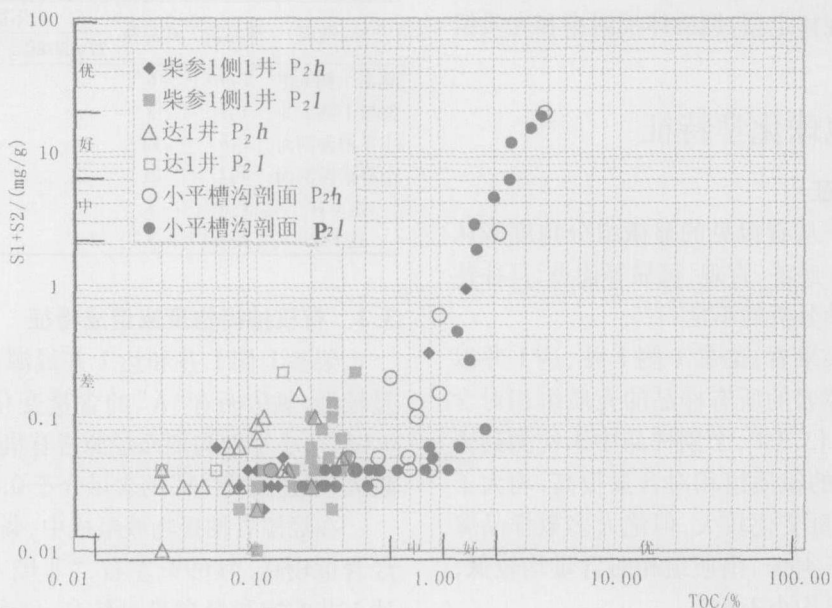


图 3 烃源岩的生烃潜力判断

Fig 3 Hydrocarbon generation potential of the source rock

岩。小平槽沟剖面的烃源岩其 TOC 含量与  $S_1 + S_2$  值则较高, 有机碳最高达 3.87%, 平均值约为 1.0%;  $S_1 + S_2$  值在的  $P_2l$  与  $P_2h$  之间相差很大,  $P_2l$  的生烃潜力  $S_1 + S_2$  值远大于  $P_2h$ , 因此, 小平槽沟剖面的  $P_2h$  烃源岩优于柴参 1 侧 1 井和达 1 井; 但总体上小平槽沟剖面  $P_2l$  烃源岩才是本区很好的烃源岩, 达到中—好烃源岩级别。

### 3.4 正构烷烃及类异戊二烯烷烃类特征

达坂城次凹烃源岩的正构烷烃中, 轻组分远小于重组分,  $nC_{21} - /nC_{22+}$  均小于 0.5 ( $nC_{21} + nC_{22}$ ) / ( $nC_{28} + nC_{29}$ ) 均小于 0.9。绝大多数样品的  $Pr/Ph$  值小于 1 或接近 1 (表 3), 反映原始有机质形成于还原沉积环境; 多数样品的  $OEP$  值接近于 1, 反映有机质具有较高的成熟度。

从图 4<sup>[9-10]</sup> 可看出, 所有样品均具有相似的氧化

– 还原条件, 即有机质形成于偏还原的沉积环境。但是, 小平槽沟剖面 (特别是  $P_2l$ ) 样品的  $Pr/nC_{17}$  与  $Ph/nC_{18}$  值分布范围较宽, 可能是由于样品长期处于近地表, 有机质遭受了风化、氧化和生物降解等次生变化作用, 优先氧化了部分正构烷烃, 使  $Pr/nC_{17}$  与  $Ph/nC_{18}$  值得到了不同程度地增大。

### 3.5 甾、萜类生物标志物特征

#### 3.5.1 甾类生物标志物

达坂城次凹源岩和油砂样品的特征可分为明显不同的两组: 第一组包括柴参 1 侧 1 井、达 1 井的所有样品及小平槽沟剖面的 2 块样品, 主要特征为  $C_{29} > C_{28} \approx C_{27}$ , 表明有机质来源以陆源为主, 并可能有少量的水生生物; 第二组为小平槽沟剖面的 9 块样品, 以  $C_{29} > C_{28} > C_{27}$  为主要特征,  $C_{27}$  含量更低 (表 4 图 5), 表明有机质主要来源于陆源高等植物<sup>[11]</sup>。

表 3 烃源岩有机质的饱和烃色谱参数

Table 3 Gas chromatography parameters of the saturated hydrocarbon

井号 (剖面)	井深 $m$	层位	岩性	OEP	Pr/Ph	Pr/nC <sub>17</sub>	Ph/nC <sub>18</sub>	(Pr+ Ph)/(nC <sub>17</sub> + nC <sub>18</sub> )
柴参 侧 1井	3053.6	P <sub>2</sub> h	灰色泥岩	1.12	0.62	0.28	0.42	0.36
柴参 1侧 1井	3280.6	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	0.98	0.40	0.35	0.21	0.23
柴参 1侧 1井	3206-3291	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	1.03	0.79	0.53	0.76	0.64
柴参 1侧 1井	3321-3328	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	1.09	0.71	0.49	0.73	0.61
柴参 1侧 1井	3341-3351	P <sub>2</sub> l	深灰色泥岩	1.24	0.86	0.60	0.62	0.61
柴参 侧 1井	3358-3383	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	1.07	0.55	0.47	0.83	0.64
柴参 侧 1井	3404-3418	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	1.24	0.77	0.35	0.41	0.37
达 1井	2959.80~2978.0	P <sub>2</sub> l	油砂	1.10	0.98	0.44	0.47	0.46
达 1井	2961.55~2961.7	P <sub>2</sub> l	油砂	1.04	1.27	0.68	0.40	0.52
达 1井	2965.08~2965.18	P <sub>2</sub> l	油砂	0.95	1.75	0.80	0.27	0.47
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> h	灰黑色泥岩	1.15	0.43	0.41	0.67	0.57
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> h	灰黑色泥岩	1.39	0.90	1.84	1.41	1.58
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> h	灰黑色泥岩	1.41	0.91	2.53	2.13	2.31
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> h	深灰色泥岩	1.21	0.71	2.84	3.13	3.00
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色泥岩	1.53	0.39	3.22	2.60	3.60
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色泥岩	0.46	0.84	8.22	8.27	8.23
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色粉砂质泥岩	0.61	1.10	2.92	1.89	2.32
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色泥岩	1.28	0.50	0.27	0.32	0.61
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色灰质泥岩	0.58	0.65	1.17	0.92	1.01
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色粉砂质泥岩	1.17	0.71	0.17	0.17	0.31
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色泥岩 3	1.10	0.30	0.33	0.62	0.51

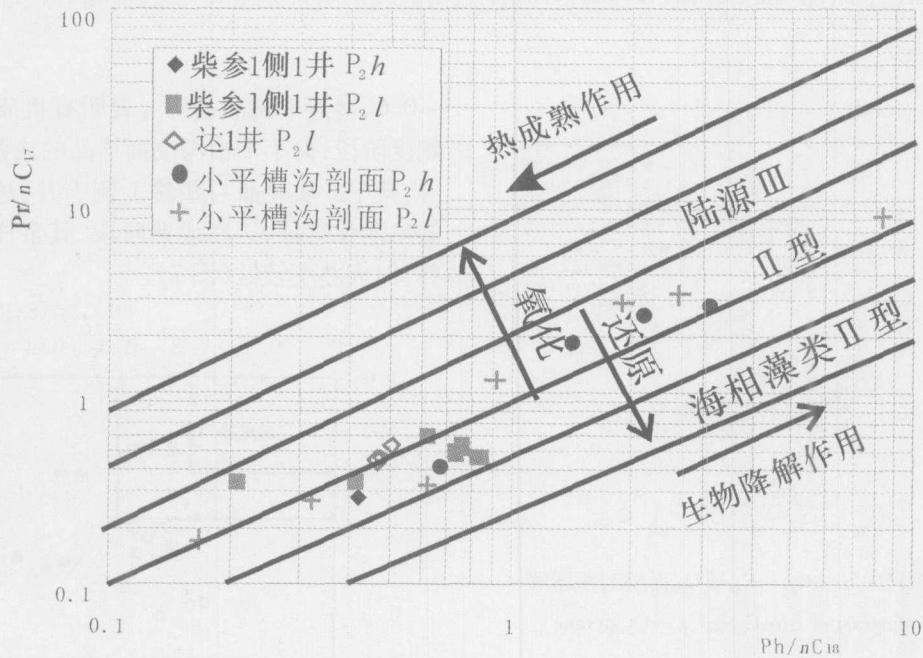


图 4 应用异戊二烯烷烃确定母质类型 (Shanmugan, 1985)

Fig 4 Determination of organic matter type by isoprenoids (Shanmugan, 1985)

表 4 甾萜生物标志物参数表

Table 4 Biological parameters of Sterane and Terpane

井号 (剖面)	井深 m	层位	岩性	规则甾烷										
				C <sub>27</sub> %	C <sub>28</sub> %	C <sub>29</sub> %	1	2	3	4	5	6	7	8
柴参 1 侧 1 井	3028.18	P <sub>2</sub> h	油砂	30.53	28.90	40.57	0.55	0.41	0.58	0.37	7.14	0.26	0.14	0.56
柴参 1 侧 1 井	3054.3	P <sub>2</sub> h	油砂	30.67	28.33	41.00	0.40	0.35	0.40	0.22	5.21	0.31	0.08	0.57
柴参 1 侧 1 井	3565.57	P <sub>2</sub> l	油砂	34.05	24.31	41.64	0.49	0.37	0.55	0.40	6.54	0.33	0.14	0.52
柴参 1 侧 1 井	3053.6	P <sub>2</sub> h	灰色泥岩	27.91	30.92	41.17	0.48	0.40	0.40	0.17	4.79	0.38	0.09	0.56
柴参 1 侧 1 井	3280.6	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	28.07	27.81	44.11	0.40	0.41	0.53	0.33	6.75	0.37	0.11	0.56
柴参 1 侧 1 井	3206~3291	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	27.89	23.10	49.01	0.37	0.32	0.44	0.29	5.72	0.36	0.09	0.44
柴参 1 侧 1 井	3321~3328	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	28.29	32.88	38.84	0.44	0.40	0.49	0.32	5.68	0.38	0.08	0.55
柴参 1 侧 1 井	3341~3351	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	28.11	28.76	43.13	0.49	0.39	0.49	0.32	6.18	0.38	0.09	0.56
柴参 1 侧 1 井	3358~3383	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	27.45	27.06	45.49	0.36	0.35	0.46	0.34	5.47	0.40	0.08	0.51
柴参 1 侧 1 井	3404~3418	P <sub>2</sub> l	灰色泥岩	27.14	27.72	46.14	0.51	0.39	0.54	0.34	6.49	0.34	0.11	0.56
达 1 井	2961.55~2961.70	P <sub>2</sub> l	油砂	32.12	27.24	40.64	0.60	0.48	0.38	0.25	5.31	0.37	0.08	0.54
达 1 井	2965.08~2965.8	P <sub>2</sub> l	油砂	28.97	32.82	38.21	0.52	0.45	0.38	0.19	4.80	0.39	0.08	0.56
小平槽淘剖面	地面样	P <sub>2</sub> h	深灰色泥岩	7.51	35.99	56.50	0.22	0.31	0.37	0.39	4.37	0.28	0.09	0.52
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> h	灰黑色泥岩	10.75	34.50	54.75	0.28	0.34	0.48	0.47	4.93	0.34	0.13	0.54
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> h	灰黑色泥岩	5.40	37.83	56.77	0.24	0.27	0.32	0.24	5.78	0.44	0.05	0.51
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> h	灰黑色泥岩	12.36	40.86	46.78	0.27	0.26	0.30	0.16	3.80	0.38	0.06	0.53
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色泥岩	31.24	27.62	41.14	0.56	0.38	0.62	0.45	6.95	0.28	0.17	0.58
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色粉砂质泥岩	30.36	26.64	43.00	0.52	0.35	0.62	0.47	6.99	0.29	0.17	0.56
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色灰质泥岩	4.09	42.52	53.39	0.20	0.26	0.26	0.26	3.35	0.90	0.04	0.54
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色泥岩	10.62	42.28	47.09	0.26	0.22	0.15	0.09	2.06	0.35	0.03	0.50
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色粉砂质泥岩	9.56	37.12	53.32	0.18	0.25	0.22	0.16	2.11	0.45	0.04	0.52
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色泥岩	7.11	39.59	53.30	0.24	0.24	0.16	0.13	4.37	0.29	0.03	0.50
小平槽沟剖面	地面样	P <sub>2</sub> l	灰黑色泥岩	8.88	34.26	56.86	0.19	0.30	0.28	0.27	4.11	0.55	0.06	0.52

1 C<sub>29</sub>S/(S+R); 2 C<sub>29</sub>ββ/(ββ+αα); 3 Ts/(Ts+Tm); 4 C<sub>29</sub>Ts/C<sub>29</sub>H; 5 C<sub>30</sub>H/M; 6 G/C<sub>30</sub>H; 7 C<sub>30</sub>DH/C<sub>30</sub>H; 8 C<sub>31</sub>S/(S+R)

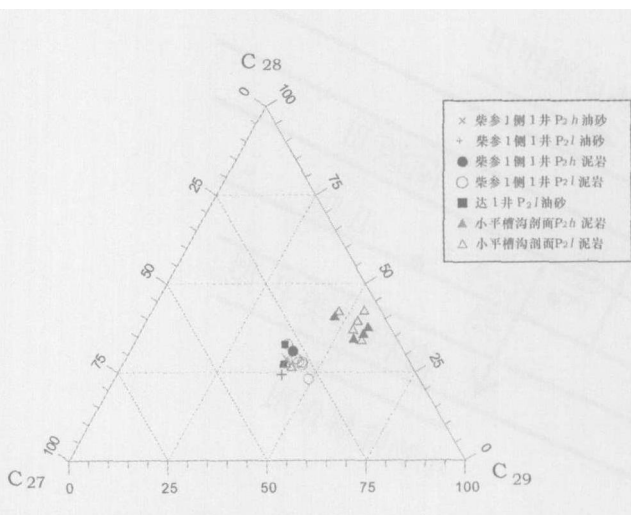


图 5 油砂与烃源岩中 αααC<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub>甾烷三角图解

Fig 5 Ternary diagram of αααC<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub>sterane

图 6 展示了柴参 1 侧 1 井、小平槽沟剖面烃源岩和达 1 井油砂的成熟度特征, 所有烃源岩均已进入成熟-高成熟演化阶段。其中柴参 1 侧 1 井和达 1 井具有更高的成熟度, 参数 C<sub>29</sub>20S/(20S+20R)为 0.4

~ 0.6 接近平衡状态<sup>[11]</sup>, 表明有机质演化已达高成熟度阶段; 而小平槽沟剖面样品的成熟度具有较大差异, 其中 2 块样品与柴参 1 侧 1 井、达 1 井具有相近的热演化特征, 达高成熟阶段, 其余样品虽然已达成熟, 但成熟度较低 (图 7)。

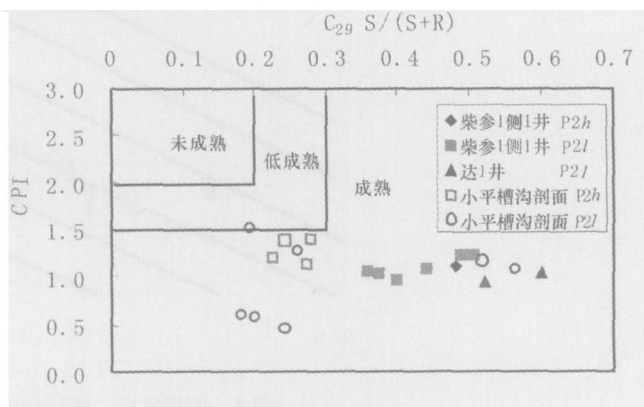


图 6 参数 CPI 与 C<sub>29</sub>S/(S+R) 的关系

Fig 6 Relationship between CPI and C<sub>29</sub>S/(S+R)

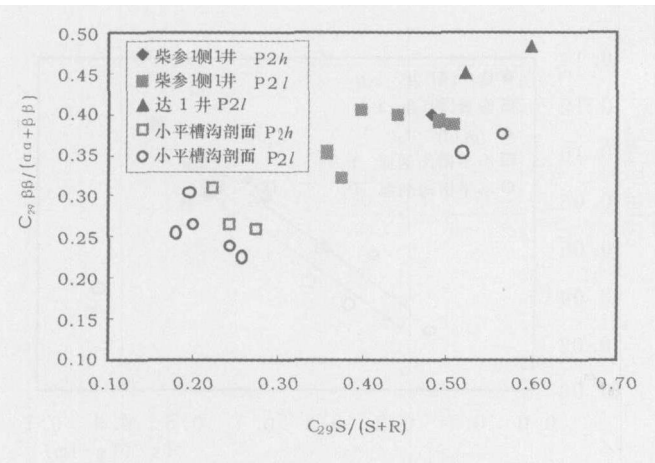


图 7 C<sub>29</sub>甾烷异构化参数的关系

Fig 7 Relationship between isomers of C<sub>29</sub> steranes

### 3.5.2 萜类生物标志物

达坂城凹陷柴参 1 侧 1 井烃源岩的有机质具有较低的三环萜相对含量和较高五环萜相对含量, T<sub>s</sub>含量大于 T<sub>m</sub>, 藿烷中 22S 构型的含量高于 22R 构型 (表 4 图 8), 表明有机质具有较高的成熟度; 并具有高含量的伽玛蜡烷 (G) 和 β-胡萝卜素, G/C<sub>30</sub>H 为 0.34~0.40 表明源岩有机质形成于有一定盐度的湖相强还原沉积环境<sup>[11, 12]</sup>。

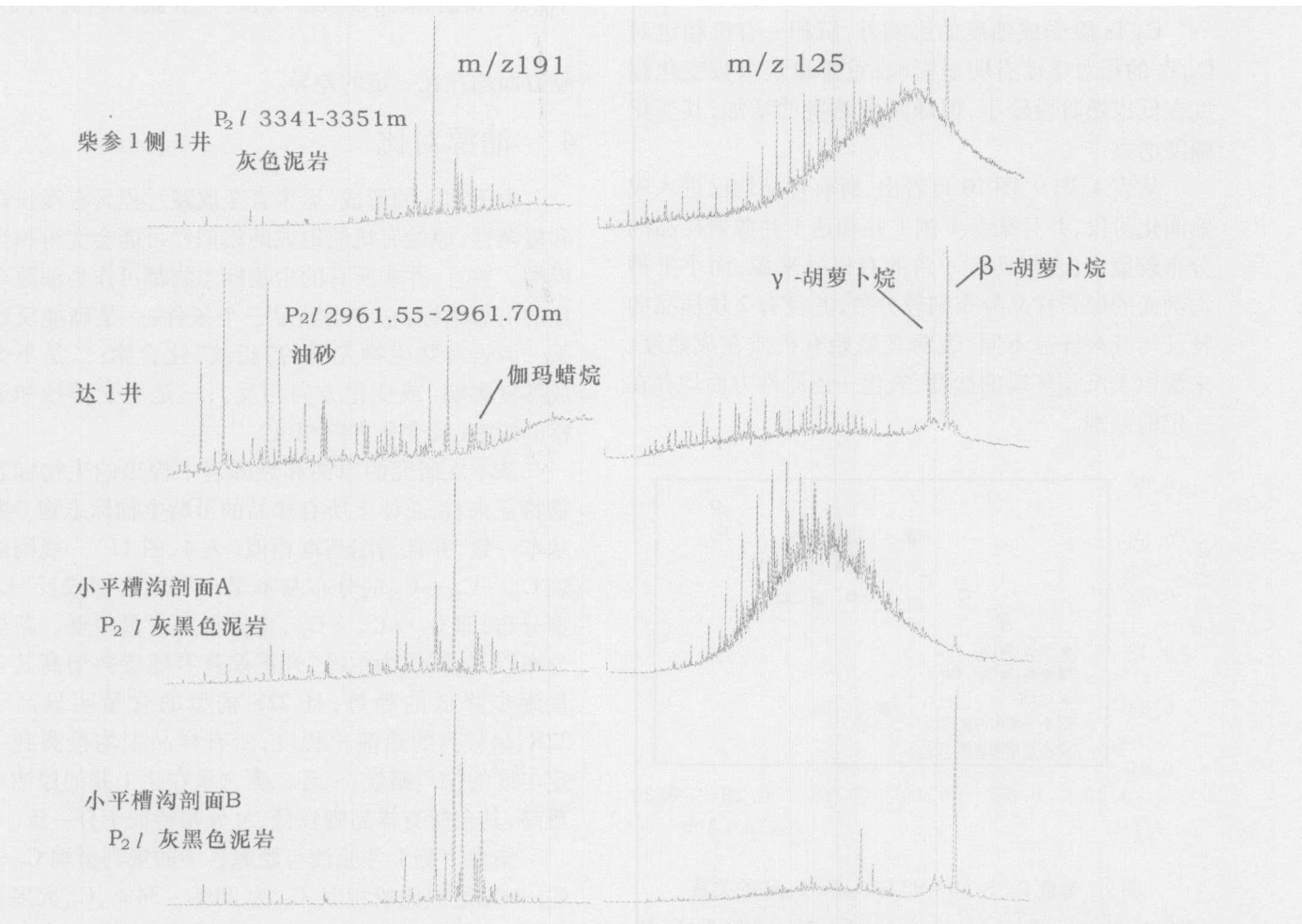


图 8 烃源岩有机质的典型 m/z 191、m/z 125 质量色谱图

Fig 8 Typical chromatograms of m/z 191 and m/z 125

达 1 井三环萜烷的相对含量很高, 三环萜与五环萜的比值达到 0.7~1.5, 且具有高含量的伽玛蜡烷和极高含量的 γ-胡萝卜素、β-胡萝卜素, G/C<sub>30</sub>H 为

0.37~0.39; T<sub>s</sub>含量大于 T<sub>m</sub>, 藿烷中 22S 构型的含量高于 22R 构型 (表 4 图 8)。表明在原始有机质组成中, 细菌或藻类脂体具有较大的贡献, 有机质成熟



度较高,形成于强还原、高盐度或水体分层的湖相沉积环境。

据小平槽沟剖面的萜类特征(表 4 图 8),有机质成熟度较高,  $T_s$  含量大于  $T_m$ , 藿烷中 22S 构型的含量高于 22R 构型。根据伽玛蜡烷和  $\beta$ -胡萝卜烷的含量,也可将其分为不同的两组:第一组即是前面有明显区别特征的 2 块样品,具有较低的伽玛蜡烷含量和很低的  $\beta$ -胡萝卜烷含量,  $G/C_{30}H$  为 0.28~0.29(图 8 小平槽沟剖面 A);第二组具有较高的伽玛蜡烷含量和很高的  $\beta$ -胡萝卜烷含量,  $G/C_{30}H$  为 0.35~0.90(图 8 小平槽沟剖面 A)。表明两种有机质的沉积环境在水体盐度、氧化还原性方面存在明显的差异。

$C_{29}Ts$ 除受成熟度的影响外,沉积—有机相也对  $C_{29}Ts$ 的相对丰度有明显影响;重排藿烷参数变化幅度在低成熟阶段较小,但随着成熟度的增加,其变化幅度增强<sup>[13]</sup>。

从表 4 图 9 图 10 可看出,所有样品均已进入成熟演化阶段,并且柴参 1 侧 1 井和达 1 井源岩样品的分布较集中,表明具有一致的有机质来源;而小平槽沟剖面的源岩样品分布则较分散,并且有 2 块样品的特征与其余样品不同,表明其原始有机质在成熟度、来源以及沉积环境的盐度、氧化—还原性方面均存在一定的差别。

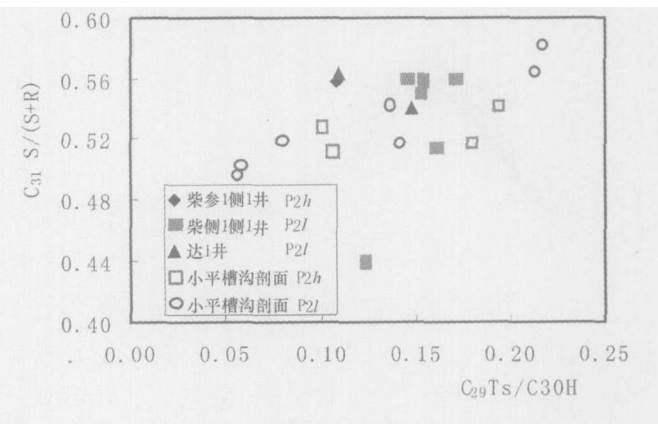


图 9 参数  $C_{31}S/(S+R)$  与  $C_{29}Ts/C_{30}H$  的关系

Fig 9 Relationship between  $C_{31}S/(S+R)$  and  $C_{29}Ts/C_{30}H$

从以上可知,达坂城次凹的有机质来源以陆源高等植物为主,并形成于高盐度或水体分层的强还原湖相沉积环境;有机质已进入成熟—高成熟演化阶段。小平槽沟剖面的源岩有机质根据其生物标志物特征分为两种,两种有机质在成熟度和原始有机质生源贡献方面均存在一定的差异。

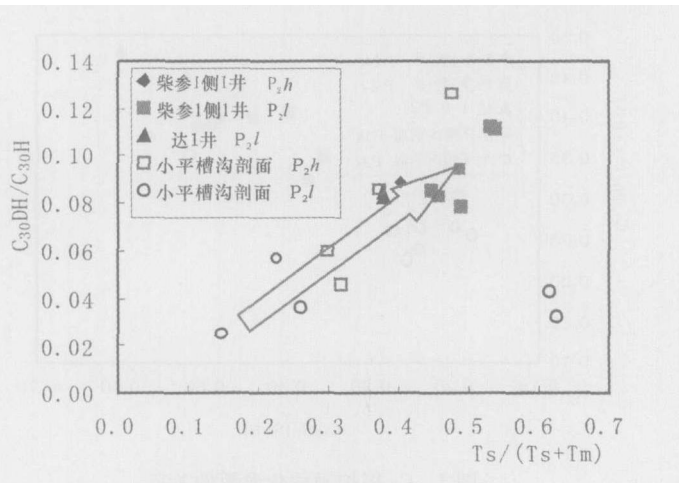


图 10 参数  $C_{30}DH/C_{30}H$  与  $Ts/(Ts+Tm)$  的关系

Fig 10 Relationship between  $C_{30}DH/C_{30}H$  and  $Ts/(Ts+Tm)$

### 4 油源对比

由于油气的形成、运聚直至成藏过程具有漫长性和复杂性,原始有机质组成的相似性可能会变得相当模糊。并且,并非所有的生物标志物都可作为油源对比的可靠指标;它应当满足三个条件:一是确能反映某一源岩特殊生物先质的“指纹”化合物;二是不受成熟度影响(或变化方向相反);三是不受排烃和运移的影响(或变化方向相反)<sup>[14-15]</sup>。

从本次研究的原油和烃源岩中检出的生物标志物特征来看,总体上所有样品的甾萜生物标志物参数基本一致,并且谱图基本相似(表 4 图 11)。规则甾萜  $C_{27}-C_{28}-C_{29}$  的分布基本呈现“V”字型或反“L”型分布,即  $C_{27} > C_{28} < C_{29}$ ,重排甾萜含量较低。萜烷分布以  $C_{30}$  藿烷为主峰,升藿烷具有随碳数增高其含量逐步降低的趋势,且 22S 构型的含量明显高于 22R,呈较高的热演化程度;所有样品中均检测到一定丰度的伽玛蜡烷;三环二萜含量在达 1 井的原油中最高,其余所有样品则较低,且分布特征十分一致。

柴参 1 侧 1 井原油与烃源岩中的规则甾萜  $C_{27}-C_{28}-C_{29}$  组成比较相似,  $C_{27}$  为 28%~34%,  $C_{28}$  大多为 28% 左右,  $C_{29}$  为 38%~45%;成熟度参数  $C_{29}S/(S+R)$  主要分布于 0.4~0.5 之间,  $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  主要分布于 0.4~0.5 之间,并且原油的成熟度总体上高于烃源岩中有机质的成熟度。柴参 1 侧 1 井原油与烃源岩中的萜烷生物标志物特征也十分相似,  $C_{31}S/(S+R)$  大多为 0.51~0.56,  $G/C_{30}H$  为 0.3~0.4 左右,均具有较低的三环二萜含量。

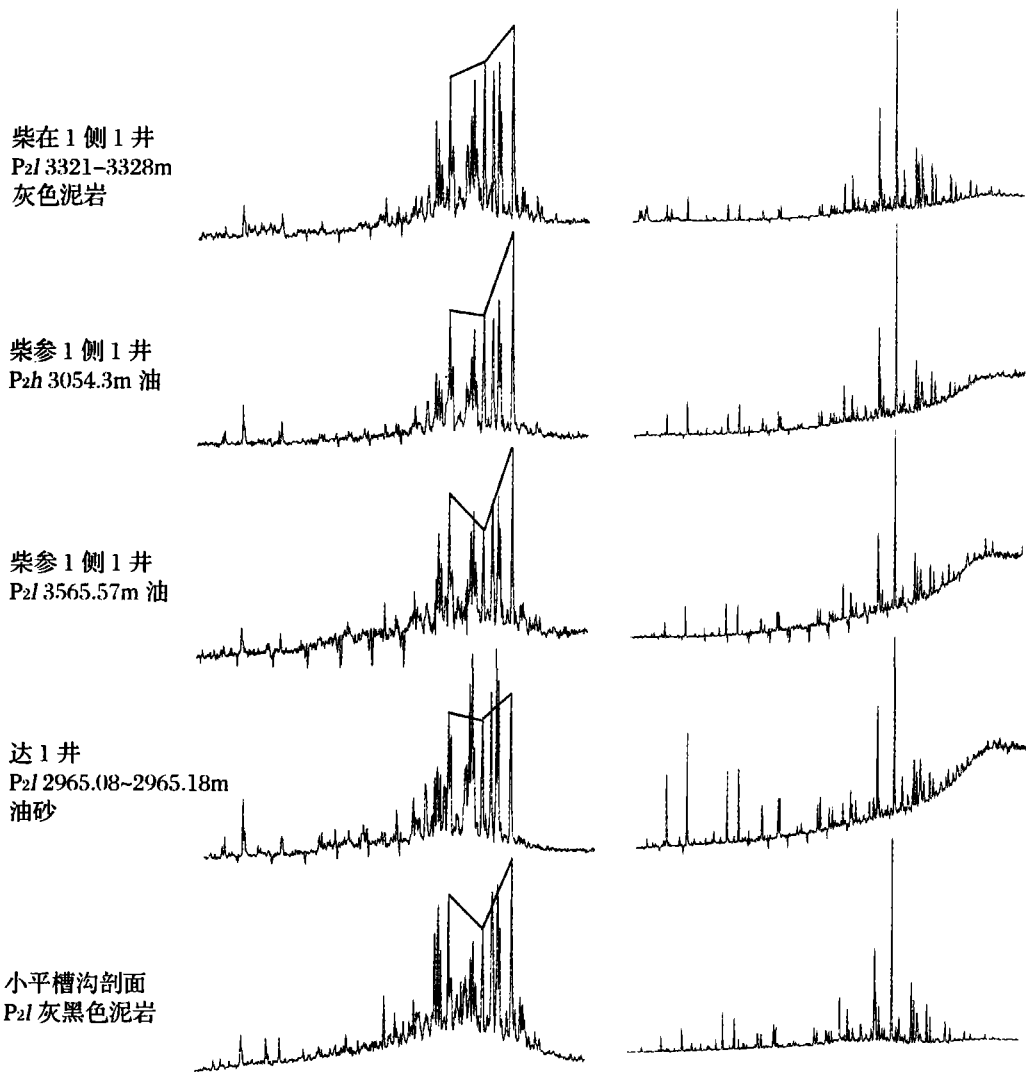


图 11 烃源岩和原油的甾、萜生物标志物特征对比

Fig 11 Correlation of sterane and terpane biomarkers from source rocks and oils

三环萜烷的含量随着成熟度的增高和运移距离的增大而增大。从图 11 中达 1 井原油的甾烷特征来看,三环萜烷和甾烷  $C_{29} \alpha \beta \beta$  的含量明显高于其它样品,  $C_{29} \beta \beta / (\beta \beta + \alpha \alpha)$  为 0.045 ~ 0.48 表明达 1 井的原油样品具有更高的成熟度。达 1 井原油的其它生标特征与柴参 1 侧 1 井原油、小平槽沟烃源岩的特征相当一致。

由此可见,达坂城次凹上二叠统的烃源岩均具有相似的特征,并且探井所显示的油气来自上二叠统本身。由于柴参 1 侧 1 井和达 1 井上二叠统的烃源岩均为差-非烃源岩,因此,该两口井所显示的油气,并非为本地烃源岩所生成,而是来自达坂城次凹的东北部,即柴参 1 侧 1 井—柴 3 井—柴参 1 井(石)一线以北。

## 5 达坂城次凹的油气勘探方向

达坂城次凹的上二叠统红雁池组 ( $P_2h$ ) 在三叠纪末进入生油门限,侏罗纪末达生油高峰;而上二叠统芦草沟组 ( $P_2l$ ) 在三叠纪末进入生油门限,在侏罗纪早期达到生油高峰<sup>[2]</sup>。

根据地震解释资料,在晚三叠末期,达坂城凹陷西南缘不断抬升,形成向东北方向倾斜的斜坡带,斜坡带的地层圈闭和局部构造圈闭即是油气运移的指向区。柴参 1 侧 1 井和达 1 井均位于斜坡带的高部位,油源对比证明,其显示的油气主要来源于达坂城次凹东北部。因此,斜坡带较高部位为勘探的主要方向。



## 6 结论

(1) 达坂城次凹烃源岩的显微组分以镜质组为主, 其相对含量一般大于 60%。柴参 1 侧 1 井烃源岩的有机质丰度低, 绝大部分为非一差烃源岩。达 1 井烃源岩的有机质丰度更低, 均为非一差烃源岩。小平槽剖面烃源岩的有机质丰度较高, 有机碳最高达 3.87%, 同时  $P_2$  的生烃潜力远大于  $P_2h$ 。总体上小平槽剖面的  $P_2$  烃源岩为本区很好的烃源岩, 达到中-好烃源岩级别。

(2) 达坂城次凹的源岩有机质均已进入成熟、高成熟热演化阶段。柴参 1 侧 1 井与达 1 井烃源岩的成熟度特征比较一致, 且达成熟-高成熟阶段; 小平槽剖面烃源岩的成熟度存在差异, 从低成熟到高成熟均有分布。

(3) 达坂城次凹的有机质来源主要以陆源的高等植物为主, 且形成于具有一定盐度或水体分层的还原湖相沉积环境。其中, 小平槽剖面的有机质可分为两种, 两者在原始有机来源方面也存在明显的差异。

(4) 油源对比表明, 上二叠统优质烃源岩主要分布于达坂城次凹东北部, 其生成的油气, 沿着燕山、喜山期形成的断裂以及上二叠统孔、渗性较好的输导层向斜坡带较高部位运移, 并在有利的地层、构造部位进行聚集。因此, 斜坡带的较高部位为勘探的主要方向。

### 参考文献 (References)

- 1 俞仁连, 杨树生, 赵立群. 准噶尔盆地柴窝堡凹陷达坂城次凹构造特征及油气勘探方向. 石油实验地质, 1996, 18(3): 238~243 [Yu Renlian, Yang Shusheng, Zhao Liqun. Structural characteristics and oil/gas exploration targets of the Junggar Basin. *Experimental Petroleum Geology*, 1996, 18(3): 238~243]
- 2 吴光红, 巴秀娥, 冯永宏, 等. 柴窝堡凹陷石油地质特征及勘探方向. 新疆石油地质, 2003, 24(6): 523~526 [Wu Guanghong, Ba Xiue, Feng Yonghong, et al. Petroleum characteristics and prospecting target in Chaipou Sag, Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2003, 24(6): 523~526]
- 3 郭建军, 朱忠云, 李广才, 等. 柴窝堡凹陷柴参 1 侧 1 井烃源岩的地球化学特征. 天然气地球科学, 2004, 15(6): 652~654 [Guo Jianjun, Zhu Zhongyun, Li Guangcai, et al. Geochemical characteristics of source rock in well Chaican1 Cel in Chaipou Sag. *Natural Gas Geoscience*

2004, 15(6): 652~654]

- 4 旷理雄, 郭建华, 王英明, 等. 柴窝堡凹陷达坂城次凹油气成藏条件及勘探方向. 天然气地球科学, 2005, 16(1): 21~24 [Kuang Lixiong, Guo Jianhua, Wang Yingming, et al. Studies on the oil & gas reservoir formation conditions and exploration bearing in Dabancheng Sub-Depression of Chaipou Depression. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(1): 21~24]
- 5 Tissot B P, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to oil and Gas Exploration. Berlin New York: Springer-Verlag, 1984
- 6 李贤庆, 熊波, 马安来, 等. 有机岩石学在油气勘探评价中的应用进展. 江汉石油学院学报, 2002, 24(1): 15~19 [Li Xianqing, Xiong Ba, Ma Anlai, et al. Advancement of organic petrology in oil and gas exploration. *Journal of Jianghan Petroleum Institute*, 2002, 24(1): 15~19]
- 7 张敏, 尹成明, 陈琰. 柴达木盆地北缘含油气系统与油气勘探方向. 沉积学报, 2005, 23(1): 143~149 [Zhang Min, Yin Chengming, Chen Yan. Strategy of hydrocarbon exploration in the petroleum system of the Northern Qaidam Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2005, 23(1): 143~149]
- 8 Nali M, Cacciagna G, Ghiselli C, et al. Tmax of asphaltenes: a parameter for oil maturity assessment. *Organic Geochemistry*, 2000, 31: 1325~1332
- 9 Shammugan, G. Significance of coniferous rain forests and related oil. Gippsland Basin, Australia. *AAPG Bulletin*, 1985, 69: 1241~1254
- 10 Barakat A O, Mostafa A, El-Gayar M S, et al. Source-dependent biomarker properties of five crude oils from the Gulf of Suez, Egypt. *Organic Geochemistry*, 1997, 26: 441~450
- 11 Peters K E, Moldovan J M. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. New Jersey: Prentice Hall Inc., 1993
- 12 张立平, 黄第藩, 廖志勤. 伽马蜡烷-水体分层的地球化学标志. 沉积学报, 1999, 17(1): 137~140 [Zhan Liping, Huang Difan, Liao Zhiqin. Gamma cerane-geochemical indicator of water column stratification. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1999, 17(1): 137~140]
- 13 王春江, 傅家谟, 盛国英, 等. 18 $\alpha$ (H)-新藿烷及 17 $\alpha$ (H)-重排藿烷类化合物的地球化学属性与应用. 科学通报, 2000, 45(13): 1366~1372 [Wang Chunjiang, Fu Jiama, Sheng Guoying, et al. Geochemical characteristics and applications of 18 $\alpha$ (H)-neohopanes and 17 $\alpha$ (H)-diahopanes. *Chinese Science Bulletin*, 2000, 45(13): 1742~1748]
- 14 梁狄刚, 张水昌, 张宝民, 等. 从塔里木盆地看中国海相生油问题. 地质前缘, 2000, 7(4): 534~547 [Liang Digang, Zhang Shuichang, Zhang Baomin, et al. Understanding on marine oil generation in China based on Tarim Basin. *Earth Science Frontiers*, 2000, 7(4): 534~547]
- 15 张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 等. 塔里木盆地海相油气的生成. 北京: 石油工业出版社, 2004 [Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Baomin, et al. Marine Oil and Natural Gas Generation in Tarim Basin. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004]

# Geochemical Characteristics of Upper Permian Source Rocks and Exploration Directions in Dabancheng Sub-Depression of Chaowopu Depression

GUO Jian-jun<sup>1</sup> CHEN Jian-fa<sup>1</sup> ZHU Zhong-yun<sup>2</sup> CHEN Zhong-yu<sup>2</sup> XIAO Jia-bin<sup>2</sup>

(1. Education Ministry Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanism, China University of Petroleum, Beijing 102249;

2. Research Institute of Exploration and Development, Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Qianjiang Hubei 433124)

**Abstract** The paper systematically studied source rocks of Well Chaican-1Ce-1, Da-1 and Section of Xiaopingcaogou, Dabancheng Sub-Depression of Chaowopu Depression. It shows that organic macerals of the source rocks are mainly composed of vitrinite. Source rocks of Well Chaican-1Ce-1 and Da-1 have high maturity, but lower abundance of organic matter, and low potential of oil generation. Source rocks of Section Xiaopingcaogou have higher maturity and higher concentration of organic matter; concentration of TOC amount to 3.87% at most, at the same time, oil generation potential of P<sub>2</sub>l are much more great than P<sub>2</sub>h. All the sources of the organic matter are mainly from terrestrial higher plant, and formed in the reductive lake environment of saline or water column stratification environment. The best source rocks of Upper Permian are distributed in the northeast of the Sub-depression. Oil and gas generated in the northeast moved to the southwest, the higher part of the slope through fault and permeable carrier layer, and accumulated in the favorable place of strata and structure. As a result, higher place of slope is the favored direction of exploration.

**Key words** Junggar basin, Chaowopu depression, source rock, geochemical characteristics, exploration direction