

柴达木盆地西部北区第三系油源研究

何国源¹, 谭彦虎^{1,2}, 关平¹, 李元奎², 张文涛¹, 杜彬彬¹

(1. 北京大学地球与空间科学学院, 北京 100871;

2. 中国石油青海油田公司勘探开发研究院, 甘肃 敦煌 736200)

摘要: 由于柴达木盆地西部北区第三系的烃源岩属不纯泥岩, 具有强烈的非均质性, 因此目前对该区烃源岩的认识和评价结果尚存争议, 同时, 柴西北区的油源也是人们争论的焦点。针对这一情况, 首先划分出有效的烃源岩, 再对其进行综合评价, 这比直接采用参数的平均值更为科学。据此发现研究区的主力烃源岩层位是 N_2^1 和 E_3^2 , 最重要的生油区域位于小梁山—南翼山—油泉子一带。根据油源对比结果, 认为柴西北区的原油并非来自茫崖凹陷, 而是来自本区的 N_2^1 和 E_3^2 烃源岩, 原油以自生自储和短距离的垂向、侧向运移为主, 这是因为研究区缺乏油气长距离运移的地质条件; 小梁山凹陷及其周缘不管是深层还是浅层, 均是本区的一个重要的生油中心; 这一研究结果可为今后的勘探指明方向。

关键词: 柴达木盆地西部北区; 烃源岩评价; 油源对比; 小梁山凹陷

中图分类号: TE122.1⁺13

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2008)04-0509-10

0 引言

柴达木盆地是我国重要的含油气盆地之一, 其西部(包括柴西北区和柴西南区)第三系又是该盆地主要的产油气层位, 虽然已经有 50 余年的勘探历史, 但到目前为止, 对柴西北区的油源问题还存在争议: 本区究竟有无有效的烃源岩? 其分布和规模如何? 目前已发现的油气资源的油源在哪里? 这些问题严重制约了该区油气勘探目标的选择与评价。

烃源岩评价是油源对比的基础, 因为只有那些有机质丰度较高的岩石才有可能向油气藏提供烃源。柴西北区第三系烃源岩属不纯泥岩, 一般为含粉细砂岩极薄夹层的暗色泥质岩、钙质泥岩、含膏盐泥页岩和钙泥页岩。这种砂质和钙质夹层导致对该区烃源岩的有机碳评价普遍较低, 因此许多学者据此认为该区生烃能力有限。但是, 这实际上没有排除烃源岩非均质性的影响。金强等^[1]就曾指出柴西地区第三系盐湖相生油岩韵律性明显, 不同岩性的有机碳含量、生烃潜量差别很大, 他同时指出在膏盐集中的深水盐湖部位可以有丰度高、类型好的生油

岩堆积^[2]。这一问题进一步导致对本区的主力烃源岩出现争议, 黄杏珍等^[3]认为该区的主要生油层系是 E_3 和 N_1 , 张业成等^[4]通过生油岩热演化史的研究也支持该结论。而妥进才等^[5]则认为该区主要生油层系是 N_1 和 N_2 。

以往的研究多把柴西北区和柴西南区看作一个整体进行油源分析, 这是因为 2 个地区存在着一定的相似性: 黄第藩等^[6]认为整个柴西地区在第三纪长期的地质发展历史中, 湖泊的分割性很小, 除湖水盐度在平面上和纵向上有规律的变化之外, 区域上沉积条件变化不大, 这种沉积条件可能会导致油源层的地球化学特征在区域上的某种稳定性和在时间上的旋回性, 从而有可能突破构造或地区的限制。黄杏珍等^[3]也认为柴西地区的第三系原油总体上是在统一的成油环境下形成, 总体特征比较一致或相近。然而随着勘探的深入, 人们发现柴西北区和柴西南区的烃源岩和原油的特征存在诸多差异^[7], 有必要将之区别开来。另外, 对于该区的油气来源存在着许多不同的看法, 黄杏珍等^[3]指出南翼山和尖顶山等局部构造在第三纪分 2 期形成深浅 2 套裂缝

系统,经对比认为存在 2 组不同油源的油藏,并猜测它们来自茫崖凹陷不同层位,这是最为普遍的观点。苏爱国等^①则认为该区不存在区域性的统一油源层或油源区,将柴西北区的原油分为 4 种类型,认为南翼山、尖顶山和红沟子的浅层油气来自小梁山的 N_2 地层,而南翼山深层、咸水泉和油泉子的油气则来自英雄岭东北的 N_1 地层。

针对上述柴西北区存在的油源问题,我们有针对性、系统的采集了烃源岩和原油样品进行地球化学分析,并结合本区已经积累的数据,在烃源岩评价的基础上开展细致的原油分类和油源对比研究,努力使这方面的研究在前人工作的基础上有所突破。

1 地质背景

柴达木盆地是青藏高原北部发育的大型山间盆地。盆地西部以阿尔金走滑断裂为界,盆地北部为南祁连山走滑冲断带,盆地南部为东昆仑山走滑冲断带^[8]。柴西北区位于柴达木盆地西北部(图 1),

总面积约 3 900 km²。其含油气系统的烃源岩主要分布在第三系,沉积地层划分自下而上分别为路乐河组(E_{1+2})、下干柴沟组下段(E_3^1)、下干柴沟组上段(E_3^2)、上干柴沟组(N_1)、下油砂山组(N_2^1)、上油砂山组(N_2^2)、狮子沟组(N_2^3)^[9],各地层间均为整合接触,沉积了一套以暗色泥质岩、钙质泥岩、泥灰岩和粉细砂岩夹层并具膏盐层为特征的半咸水—咸水湖相地层。其中 E_{1+2} 为漫滩—湖相沉积, E_3^1 — E_3^2 为三角洲—湖相沉积, N_1 — N_2^3 为湖相沉积^②。

目前,在南翼山构造、油泉子构造、尖顶山构造、开特米里克构造、红沟子构造和咸水泉构造已经发现有浅层油气藏,在南翼山构造发现深层 E_3^2 凝析油气藏^[10]。其中 2 个重要的含油气构造——南翼山构造和油泉子构造的浅层探明石油地质储量分别为 $2\,446\times10^4$ t 和 $1\,260\times10^4$ t,在 2 个构造的地质条件较为相似的前提下,若其油气均来源于茫崖凹陷,那么紧邻凹陷的油泉子构造较远离凹陷的南翼山构造捕获油气的可能性更大,这与实际的勘探结果相悖,因此,我们推断柴西北区的油气可能另有来源。

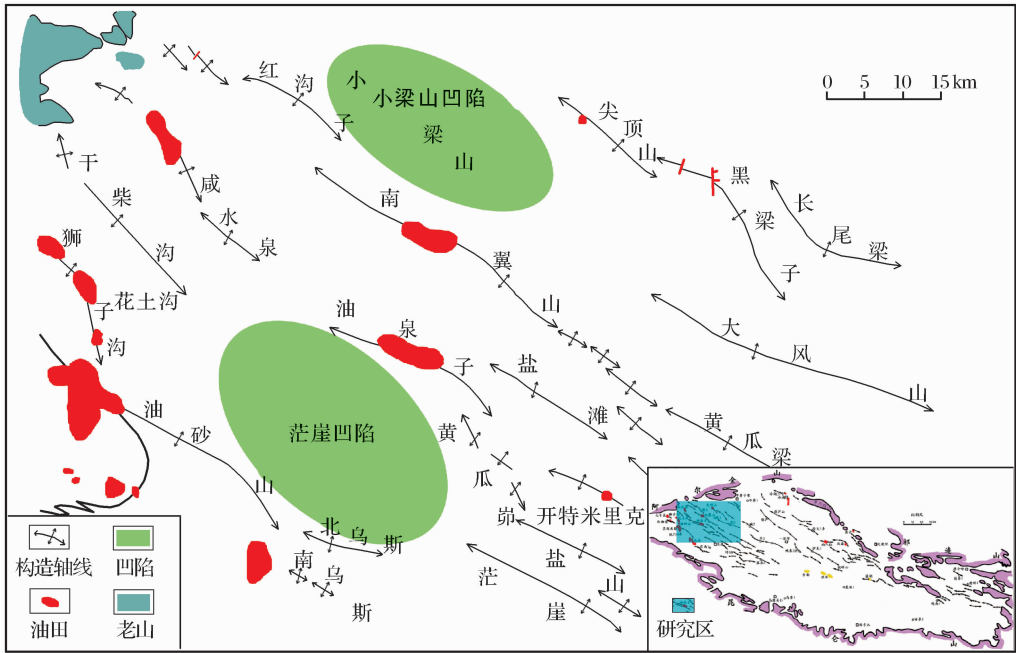


图 1 柴达木盆地西北部研究区及构造位置示意

2 样品和实验

样品采自柴西北区的 6 个构造,主要针对的是目前研究还比较少或是分歧比较大的烃源岩或原油

样(表 1)。值得一提的是, E_3^1 层位的原油样为首次获取, E_{1+2} 层位的烃源岩前人也极少涉及。将烃源岩样品进行热解和有机碳的测定、镜质体反射率测定、稳定碳同位素分析、有机质抽提和族组分分析以

① 苏爱国,等. 柴达木盆地北缘与西部油气源对比及油气运移研究. 内部报告,2001.
② 关平,等. 柴西北区深层天然气成藏机理及勘探目标选择. 内部报告,2007.

及饱和烃和芳烃的色谱质谱分析;对原油样品进行稳定碳同位素分析、族组分分析、饱和烃和芳烃的色谱质谱分析。

其中,有机碳分析使用 LECO CS-400 碳硫分析仪,测试条件为常温常压。热解分析使用 ROCK-EVAL 2plus(法国)岩石热解分析仪,300℃恒温 3 min 分析 S_1 ,在 300~600℃温度范围以 50℃/min 速率持续升温分析 S_2 ,二氧化碳入阱温度 390℃。色谱质谱分析使用仪器为 Thermo-Finnigan Trace-DSQ 气相色谱质谱联用仪,色谱载气为 99.999%氦

气;进样口温度为 300℃;传输线温度饱和烃为 300℃,芳烃为 280℃;色谱柱为 HP-5MS 弹性石英毛细柱,饱和烃(60 m×0.25 mm×0.25 μm),芳烃(30 m×0.25 mm×0.25 μm);饱和烃柱温为初温 50℃保持 1min,以 20℃/min 升温至 120℃,后以 4℃/min 升温至 250℃,再以 3℃/min 升至 310℃,保持 30min。芳烃升温程序为 80℃保持 1min,再以 3℃/min 升温至 300℃,保持 20 min;载气流速为 1 mL/min;质谱 EI 源为 70 eV;灯丝电流为 100 A;倍增器电压为 1 200 V;全扫描。

表 1 本次研究采集的烃源岩和原油样品

构造	井号	井深(m)	层位	类别	构造	井号	井深(m)	层位	类别
南翼山	浅 5-1	864~1 302	N_2^2	原油	大风山	风 2 井	2 500	N_1	暗色泥岩
南翼山	浅评 1	1 509~1 588	N_2^2	原油	大风山	风 2 井	3 100	E_3^2	暗色泥岩
南翼山	浅 7-2	—	N_2^2	原油	大风山	风 4 井	4 068	E_3^2	暗色泥岩
南翼山	南 4	730~1 244	N_2^2	原油	大风山	风 4 井	3 500	N_1	暗色泥岩
南翼山	浅 2-6	1 083~1 450	N_2^2	原油	大风山	风 5 井	3 241	N_2^1	暗色泥岩
南翼山	浅 3-3	—	N_2^2	原油	大风山	风 5 井	4 045	N_1	暗色泥岩
南翼山	浅 3-4	1 249~1 509	N_2^2	原油	小梁山	梁 3 井	2 000	N_2^2	暗色泥岩
南翼山	浅 2-7	—	N_2^2	原油	小梁山	梁 3 井	3 150	N_2^1	暗色泥岩
南翼山	浅 5-3	920~1 542	N_2^2	原油	南翼山	南 1 井	4 672	E_3^2	暗色泥岩
南翼山	浅 2-1	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	3 085	N_1	暗色泥岩
南翼山	浅 2-4	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 060	E_3^2	暗色泥岩
南翼山	浅 4-2	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 566~4 569	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	浅 21-13	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 574~4 575	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	浅 1-7	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 584~4 586	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	浅 1-5	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 593	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	浅 2-3	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 604~4 605	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	浅 1-2	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 610~4 611	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	浅 2-2	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 619~4 620	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	浅 4-1	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 637~4 638	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	浅 2-8	1 394~1 618	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 656~4 657	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	新 54	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 664~4 669	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	801	—	N_2^2	原油	南翼山	南 10 井	4 673~4 674	E_{1+2}	暗色泥岩
南翼山	南 10	—	E_3^1	原油	南翼山	南 10 井	4 683~4 684	E_{1+2}	暗色泥岩
开特米里克	开 2	3 145	N_2^1	暗色泥岩	南翼山	南 10 井	4 692~4 693	E_{1+2}	暗色泥岩
开特米里克	开 2	1 750	N_2^2	暗色泥岩	南翼山	南 10 井	4 714	E_{1+2}	暗色泥岩
油泉子	油 14	1 598~1 600	N_2^1	暗色泥岩	南翼山	南 10 井	4 720~4 721	E_{1+2}	暗色泥岩
尖顶山	尖 5	2 145	E_3^2	暗色泥岩					

3 实验结果和讨论

将我们的实验结果结合前人的实测资料,对整个柴西北区进行纵向和横向的烃源岩评价,在此基础上,再进行油源的精细分析。

3.1 烃源岩评价

以往的烃源岩评价多将各类有机质丰度指标进行平均取值,这就忽略了本区烃源岩的非均质性。

例如,从图 2 的有机碳频率直方图可以看出,由于烃源岩不纯,各层位的有机碳百分含量的分布范围很宽,若取平均值, N_2^2 为 0.41%, N_2^1 为 0.41%, N_1 为 0.47%, E_3^2 为 0.37%, E_3^1 为 0.35%, E_{1+2} 为 0.38%。如按照一般的有机质丰度评价标准,浅层 N_1 — N_2^2 为中等烃源岩, E_{1+2} — E_3^2 为差烃源岩。但实际上,从图 2 中可以看出各层位均具有有机碳含量较高的烃源岩样品:有机碳含量大于 0.4% 的样品个数,在

N_2^2 中占 48%, N_2^1 中占 53%, N_1 中占 47%, E_3^2 中占 20%, E_3^1 中占 36%, E_{1+2} 中占 24%。部分样品的有

机碳含量甚至高于 1%。由此可见,本区并不缺乏较好的烃源岩。

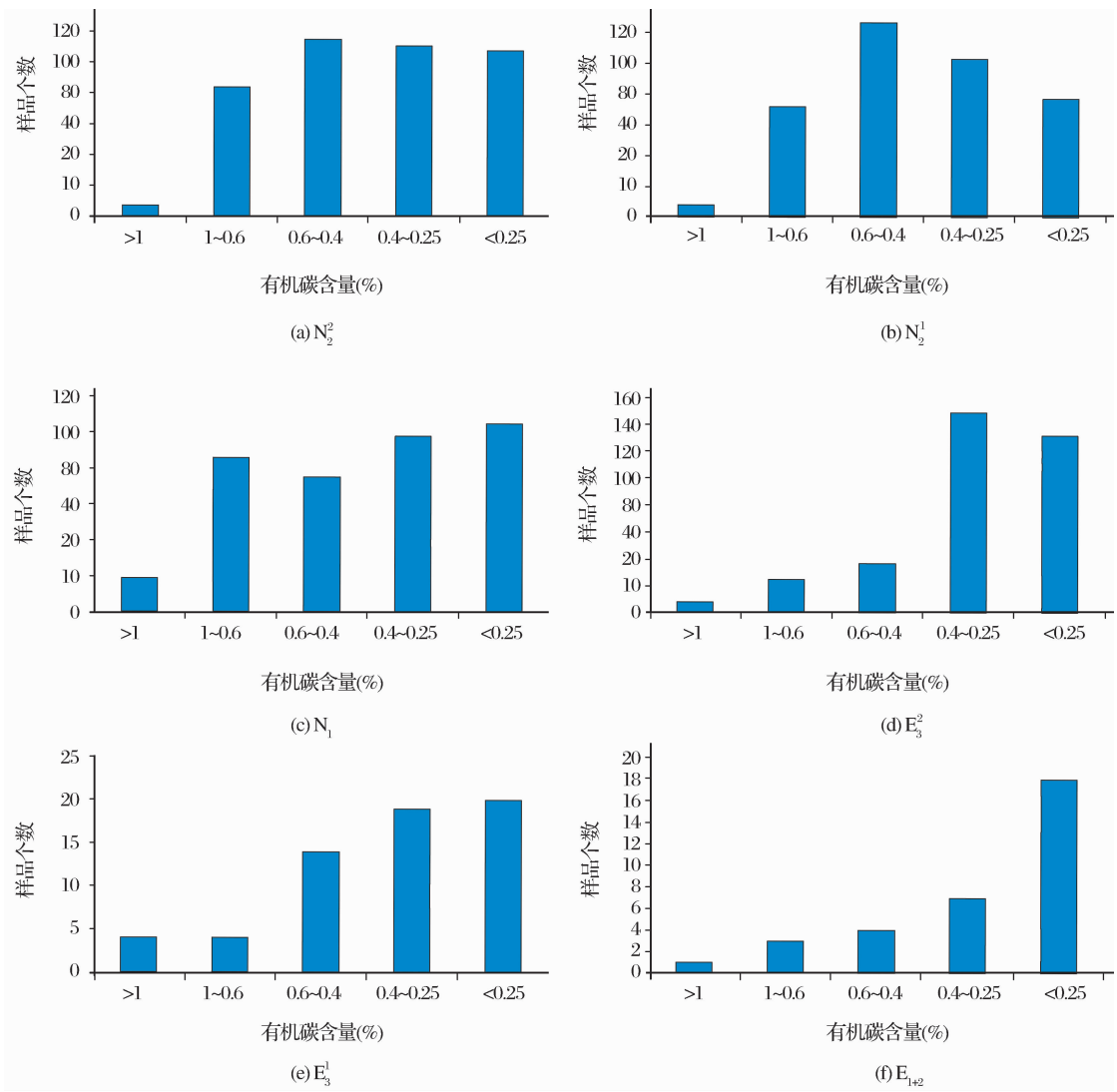


图 2 柴西北区各层段不同有机碳含量区间出现的频率

因此,柴西北区的烃源岩评价应该针对有效烃源岩,剔除无效烃源岩,在有效烃源岩的范围之内进行有机质丰度的比较,这样较为科学。根据研究区第三系咸水湖相烃源岩的实际情况,提出了有机质丰度的评价标准,见表 2(其中,有效烃源岩包括优质烃源岩)。

表 2 柴西北区第三系咸水湖相烃源岩有机质丰度评价标准				
烃源岩级别	有机质丰度参数			
	TOC (%)	氯仿沥青“A” (%)	总烃 ($\times 10^{-6}$)	S_1+S_2 (mg/g)
优质烃源岩	>0.6	>0.1	>500	>2.0
有效烃源岩	>0.4	>0.05	>200	>1.0
无效烃源岩	<0.4	<0.05	<200	<1.0

最后将各层位有效烃源岩的评价参数进行总结,列于表 3。由下至上逐一进行各层位的详细描述如下(N_2^3 层位的烃源岩成熟度很低,在此就不给予考虑):

(1) E_{1+2} : 钻至该层位湖相泥岩的钻井只有南 10 井、南 14 井和尖 3 井。其有机碳含量为 0.05%~1.47%,有效烃源岩有机碳含量均值为 0.68%。氯仿沥青“A”的含量为 0.008%~0.413%,有效烃源岩的均值为 0.121%。总烃含量为 $(52\sim730)\times 10^{-6}$,有效烃源岩的均值为 630×10^{-6} 。干酪根类型为 II_1 型。成熟度方面, R_o 超过 1.3%,处于大量生气阶段。其中,尖顶山无有效烃源岩,而南翼山有效烃源岩的有机质丰度较高,干酪根类型好,成熟度

表 3 柴西北区各层位有效烃源岩评价参数

层位	有机碳含量 (%)	氯仿沥青“A”含量 (%)	总烃含量 ($\times 10^{-6}$)	S ₁ +S ₂ (mg/g)	烃源岩厚度 (m)	主要干酪 根类型	有机质成熟度 (%)
N ₂ ²	0.62(206)	0.186(141)	948(80)	3.7(6)	556	Ⅱ ₁ (88)	0.56(24)
N ₂	0.60(207)	0.185(249)	1 110(85)	2.3(15)	606	Ⅱ ₁ (106)	0.70(40)
N ₁	0.71(180)	0.146(198)	828(65)	2.6(24)	466	Ⅱ ₁ —Ⅱ ₂ (98)	0.84(33)
E ₃ ²	0.66(70)	0.132(87)	897(29)	7.5(2)	373	Ⅱ—Ⅲ(71)	0.99(32)
E ₃	0.65(22)	0.132(11)	833(9)	—	117	Ⅱ ₂ —Ⅲ(21)	1.24(6)
E ₁₊₂	0.68(8)	0.121(12)	630(3)	2.0(4)	150	Ⅱ ₁ (8)	1.82(模拟值)

注:括号内为样品数

高,属于优质烃源岩,有效烃源岩厚度估计在 150 m 左右。

(2)E₃¹:据 8 口井的资料分析,该层位的有机碳含量为 0.01%~1.15%,有效烃源岩的均值为 0.65%。氯仿沥青“A”的含量范围为 0.001%~0.477%,有效烃源岩的均值为 0.132%。总烃含量为(12~3 875)×10⁻⁶,有效烃源岩的均值为 833×10⁻⁶。干酪根类型属于Ⅱ₂—Ⅲ型,成熟度参数 R_o 均值为 1.24%,接近或者已经进入大量生气阶段。该层位有效烃源岩的厚度较薄,均值只有 117 m。此时的沉积中心位于小梁山—南翼山—油泉子一带,属于优质烃源岩:有机碳含量超过 0.6%,氯仿沥青“A”含量在 1.0%以上,总烃含量也高于 500×10⁻⁶,烃源岩厚度最厚处接近 300 m,干酪根类型方面,小梁山和南翼山主要为Ⅱ₁型,而油泉子为Ⅱ₂—Ⅲ型,南翼山烃源岩的成熟度较低,处于生油—生气阶段,而小梁山和油泉子则已大量生气。

(3)E₃²:钻至 E₃² 的钻井较多,该层位的有机碳含量为 0.02%~2.11%,有效烃源岩的均值为 0.66%。氯仿沥青“A”的含量范围为 0.001%~0.469%,有效烃源岩的均值为 0.132%。总烃含量为(7~3 636)×10⁻⁶,有效烃源岩的均值为 897×10⁻⁶。干酪根类型为Ⅱ—Ⅲ型。R_o 范围为 0.67%~1.58%。有效烃源岩厚度为 373 m。此时,湖盆面积有所扩大。沉积中心扩展到咸水泉—小梁山—南翼山—油泉子—开特一带,属于优质烃源岩:有机碳含量范围集中在 0.4%~0.8%之间,氯仿沥青“A”和总烃含量分别超过了 0.1%和 600×10⁻⁶,烃源岩厚度为 200~600 m,咸水泉、油泉子和小梁山的烃源岩以生油为主,干酪根类型为Ⅱ₁型,油泉子处于生油顶峰,咸水泉成熟度较低,刚进入大量生油阶段,而小梁山已经处于生油—生气阶段。开特和南翼山的干酪根类型显示以生气为主,但基本上仍处于生油阶段。

(4)N₁:该层位的烃源岩有机碳含量为 0.03%~2.94%,有效烃源岩的均值为 0.71%。氯仿沥青“A”含量为 0.002%~0.652%,有效烃源岩的均值为 0.146%。总烃含量为(15~4 142)×10⁻⁶,有效烃源岩的均值为 828×10⁻⁶。干酪根类型较好,为Ⅱ₁—Ⅱ₂型。R_o 范围为 0.63%~1.07%,有效烃源岩厚度均值为 466 m。此时沉积中心有所缩小,最好的烃源岩仅局限在油泉子—南翼山一带,属于优质烃源岩:有机碳含量约为 0.7%,氯仿沥青“A”含量为 0.1%~0.2%,总烃含量为(800~2 000)×10⁻⁶,有效烃源岩厚度为 400~700 m,油泉子干酪根类型为Ⅱ₁型,南翼山干酪根类型为Ⅱ—Ⅲ型,二者均处于大量生油阶段。

(5)N₂¹:该层位有机碳含量为 0.001%~1.25%,有效烃源岩的均值为 0.60%。氯仿沥青“A”含量为 0.002%~1.042%,有效烃源岩的均值为 0.185%。总烃含量为(30~6 524)×10⁻⁶,有效烃源岩的均值为 1 110×10⁻⁶。干酪根类型以Ⅱ₁型为主。成熟度为 0.52%~0.95%,有效烃源岩厚度均值达 606 m,为各层中最厚。此时沉积中心再次扩大,位于小梁山—南翼山—大风山(风西)—油泉子—开特地区,属于优质烃源岩:有机碳含量范围为 0.5%~0.8%,氯仿沥青“A”含量为 0.1%~0.3%,总烃含量为(600~3 000)×10⁻⁶,有效烃源岩厚度为 500~900 m,除了南翼山以生气为主外,其余地区以生油为主,小梁山的烃源岩成熟度最高,已经达到生油顶峰,油泉子和开特业已大量生油,而南翼山和大风山地区仍处于低熟—成熟阶段。

(6)N₂²:该层位有机碳含量为 0.05%~1.47%,有效烃源岩的均值为 0.62%。氯仿沥青“A”含量为 0.004%~0.698%,有效烃源岩的均值为 0.186。总烃含量为(19~5 596)×10⁻⁶,有效烃源岩的均值为 948×10⁻⁶。干酪根类型为Ⅱ₁型。R_o 为 0.32%~0.76%。有效烃源岩厚度均值为 556 m。沉积中

心位于小梁山—南翼山—油泉子一带,属于优质烃源岩:有机碳含量均超过 0.60%,氯仿沥青“A”含量超过 0.10%,总烃含量超过 $1\,000\times 10^{-6}$,有效烃源岩厚度为 400~700 m,其中小梁山烃源岩的干酪根类型为 I 型,油泉子和南翼山为 II 型,三者均处于低熟—成熟阶段。

总之,柴西北区浅层烃源岩的有机质丰度要稍高于深层,但差别不大。综合判断,中浅层主力烃源岩的层位应该是 N_2^1 ,其次是 N_1 , N_2^2 的烃源岩虽然成熟度较低,但其有机质丰度较高,而且推测在成熟度较高的沉积中心应该具有较好的生烃能力(如小梁山凹陷)。深层的主力烃源岩层位应是 E_3^2 ,其烃源岩厚度较厚,且有机质丰度较高。 E_3^1 层位的烃源岩生烃能力稍差,但其生烃潜力还是较为可观的。最深的 E_{1+2} 由于资料较少,其确切的生烃能力还有待进一步落实,从已有的资料来看,其生烃能力不容

小视。

平面上,结合沉积相的研究成果^[11],发现优质烃源中心的分布随时间的变迁而有所改变(图 3)。 E_{1+2} 时,优质烃源中心集中在小梁山和南翼山一带; E_3^1 时,往东南发展到小梁山、南翼山和油泉子地区; E_3^2 时,优质烃源岩面积最大,分布于咸水泉—小梁山—南翼山—油泉子—开特一带; N_1 时,优质烃源岩范围有所缩小,仅局限在油泉子—南翼山一带;而 N_2^1 地层的优质烃源岩范围再次扩大,往北、往东扩至小梁山—南翼山—大风山(风西)—油泉子—开特地区; N_2^2 的优质烃源岩则集中分布在小梁山—南翼山—油泉子地区。可以发现,一方面, E_3^2 和 N_2^1 的优质烃源岩分布面积最广;另一方面,小梁山—南翼山—油泉子一带的烃源岩在时间上具有连续发育的特征,这就造成了其烃源岩空间上层层叠置,成为柴西北区最重要的生油地带。

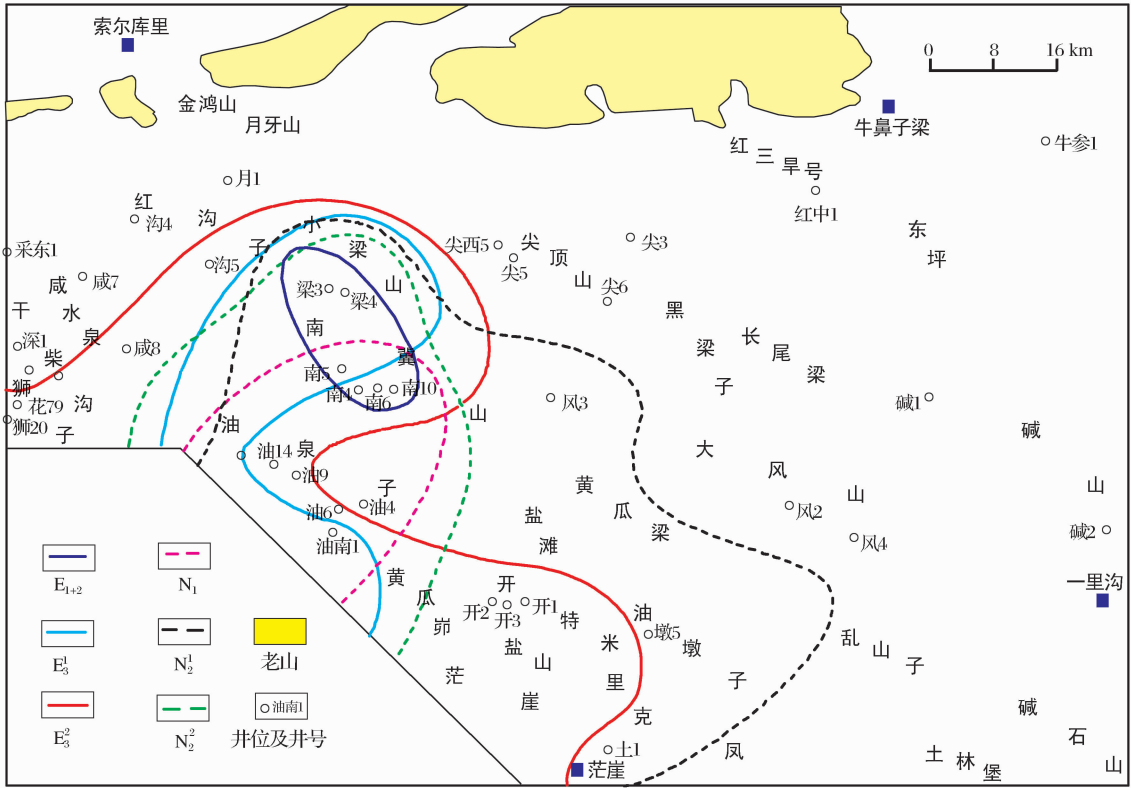


图 3 柴达木盆地西部北缘第三系优质烃源中心迁移

3.2 油源对比

3.2.1 柴西北区与柴西南区油源对比

柴西南区是柴达木盆地目前勘探程度最高,探明储量最多的地区^[11]。柴西北区与柴西南区的油气是否同源、柴西南区的茫崖凹陷是否对柴西北区

供油是柴西北区油源研究必须首要解决的问题,也直接关系到柴西地区的勘探方向。

3.2.1.1 柴西北区原油与柴西南区原油的对比

从图 4 可以看出,柴西北区与来自柴西南区茫崖凹陷的原油(尕斯库勒油田,据苏爱国^①;以下简

① 苏爱国,等.柴达木盆地北缘与西部油气源对比及油气运移研究.内部报告,2001.

称柴西南原油)的地球化学特征有明显区别,除个别样品外,柴西北区绝大部分地区的深层和浅层原油的 Pr/Ph 值均明显大于柴西南区的,柴西北区原油的 $\alpha\alpha\alpha 20RC_{27}/C_{29}$ 值也要大于柴西南区的原油。这些差别表明这 2 个地区的油源沉积环境和生源均有所不同。从另外 2 个常用的反映沉积环境的地球化学指标 C_{35} 藿烷/ C_{34} 藿烷和伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷来看(图 5),柴西南区原油的烃源岩沉积环境盐度较高,还原性较强,而北区的沉积环境盐度相对较低,还原性较弱,这与 Pr/Ph 值指示的情况一致。从成熟度参数来看,柴西南区原油的成熟度指标 $\alpha\alpha\alpha 20RC_{29} S/(S+R)$ 范围为 0.31~0.37,均值只有 0.33,就算深层 E_3 层位的原油最高的也只有 0.37,其余均小于 0.35。而柴西北区浅层原油的 $\alpha\alpha\alpha 20RC_{29} S/(S+R)$

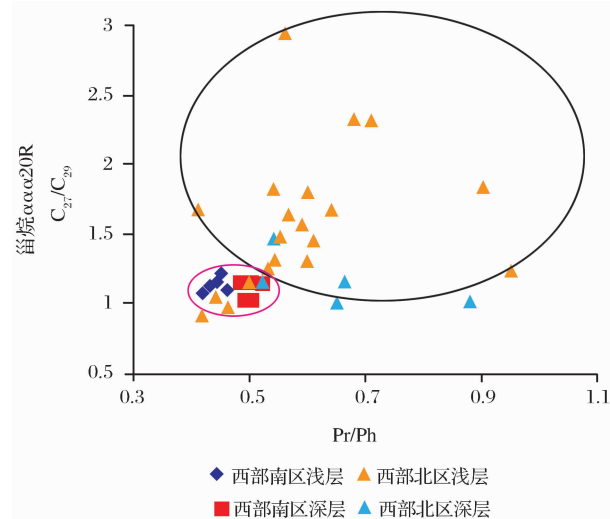


图 4 柴西北区原油和来自柴西南茫崖凹陷原油的 Pr/Ph 值和 $\alpha\alpha\alpha 20RC_{27}/C_{29}$ 值分布

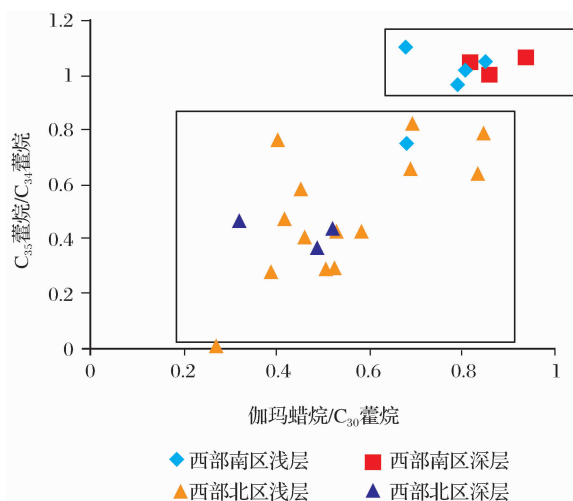


图 5 来自柴西北区原油和来自柴西南茫崖凹陷原油的伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷和 C_{35} 藿烷/ C_{34} 藿烷分布

+R) 范围为 0.28~0.62, 均值为 0.39, 基本上均大于 0.35。

3.2.1.2 柴西北区原油与茫崖凹陷烃源岩的对比

选择位于茫崖凹陷西南的建参 1 井、跃灰 2 井和跃东 118 井的 E_3 烃源岩进行与柴西北区原油的油源对比。首先,从成熟度参数 $\alpha\alpha\alpha 20RC_{29} S/(S+R)$ 上看,茫崖凹陷深层 E_3 的 3 个烃源岩样品的成熟度范围为 0.18%~0.29%,均值只有 0.22%。而柴西北区原油的成熟度范围为 0.24%~0.62%,均值为 0.42%,其中深层 E_3 原油的成熟度均值为 0.53%,浅层 N_2 的均值为 0.39%,且绝大多数样品大于 0.30%。当然,不排除在茫崖凹陷的中心烃源岩成熟度较高。但是从以下几个参数上我们更可以看出柴西北区原油和茫崖凹陷烃源岩之间存在的差异性。

如图 6,茫崖凹陷烃源岩的 Pr/Ph 值范围为 0.21~0.34,均值为 0.28,而柴西北区原油该值范围为 0.41~0.95,均值为 0.59;茫崖凹陷烃源岩的 C_{35} 藿烷/ C_{34} 藿烷范围为 0.99~1.80,均值为 1.53,而柴西北区原油范围为 0.28~0.83,均值为 0.51。可以看出,茫崖凹陷的烃源岩较柴西北区原油的沉积环境盐度高,还原性更强。

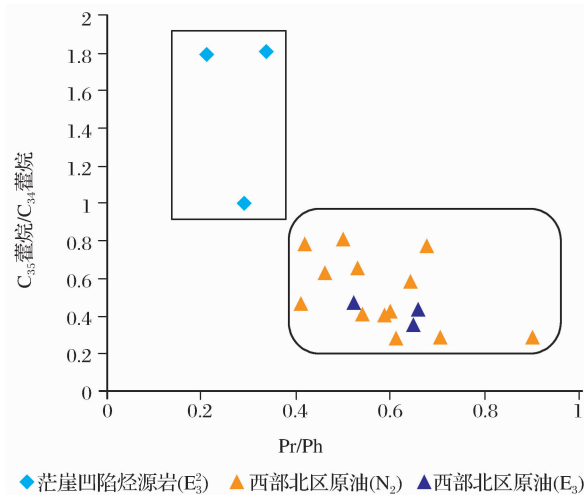


图 6 柴西北区原油和茫崖凹陷烃源岩的 Pr/Ph 和 C_{35} 藿烷/ C_{34} 藿烷分布

总之,柴西北区原油与柴西南区茫崖凹陷的油、岩存在较大差异,指示柴西北区原油并非来自柴西南区的茫崖凹陷。

3.2.2 柴西北区原油类型及油源示踪

据现有资料分析,柴西北区各油田之间或同油田不同层位之间的原油地球化学特征大都有所差别,意味着存在多种原油类型。为了从宏观上把握

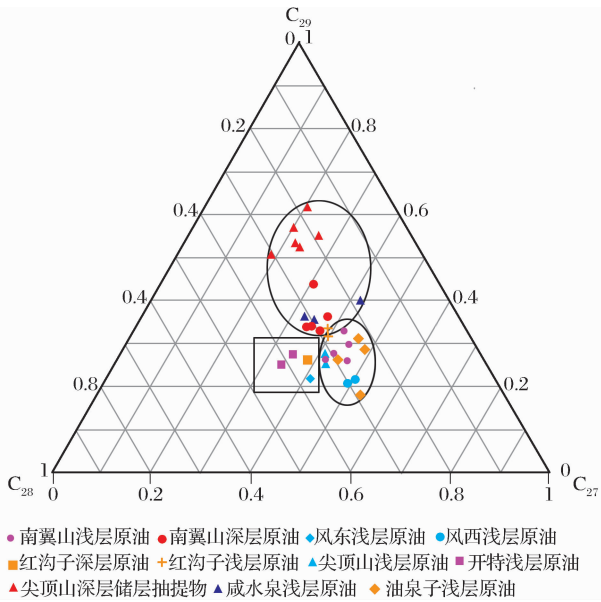


图 7 柴西北区原油
 $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ 规则烷特征

原油分布格局,首先通过 C_{27} 甾烷、 C_{28} 甾烷、 C_{29} 甾烷的相对含量将本区原油分为3个大类(图7),然后

再结合其它地球化学指标进行更进一步的精细分类和油源对比。

(1) I 类原油包括南翼山、尖顶山、油泉子、红沟子和风西浅层的原油。它们的 C_{27} 甾烷相对含量是本区最高的,分布范围为 39%~53%,均值为 45%, $C_{27}-C_{29}$ 甾烷呈“L”字型分布,即 $C_{27} > C_{28} \approx C_{29}$ 。其中红沟子、南翼山和尖顶山浅层 N_2 原油的 C_{27} 甾烷相对含量为 39%~47%,均值为 43%, C_{29} 甾烷相对含量为 25%~34%,均值为 29%, $C_{29} S/(S+R)$ 值分布范围为 0.31~0.41,均值为 0.37,Pr/Ph 值范围为 0.39~0.66,均值为 0.55,判断为来自小梁山凹陷 N_2 的烃源岩。小梁山凹陷该层位烃源岩的 C_{27} 甾烷变化范围为 18%~81%,均值为 47%, C_{29} 甾烷含量变化范围为 10%~51%,均值为 31%, $C_{29} S/(S+R)$ 值分布范围为 0.31~0.41,均值为 0.37,Pr/Ph 值范围为 0.39~0.72,均值为 0.51,和三者的原油具有较高的可比性。但不排除南翼山浅层混有部分本地油,因为其部分原油样品的碳同位素出现逆转^[12];而油泉子和风西浅层 N_2 原油判断来源

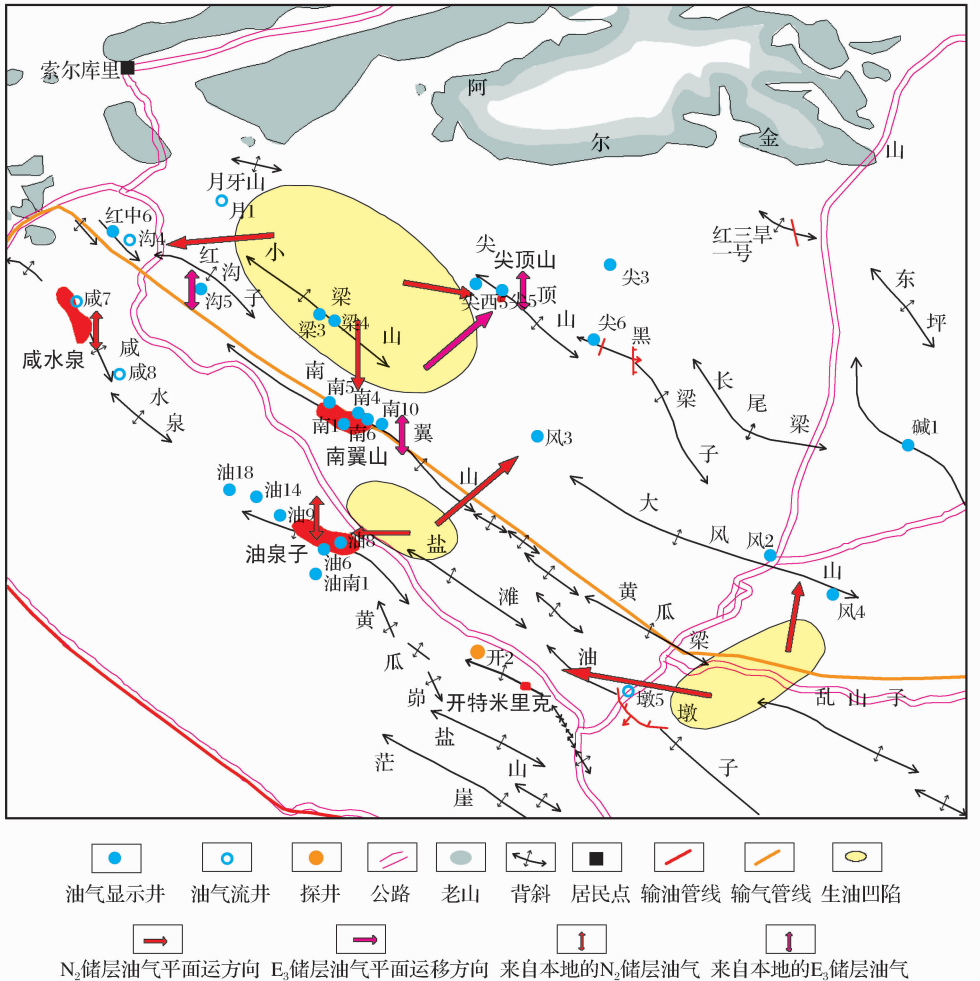


图 8 柴西北区油气运移方向示意

于油泉子及其周缘的 N_2^1 烃源岩。原油 C_{27} 值较高, 范围为 46%~53%, 均值为 48%, C_{29} 甾烷则很低, 范围为 18%~31%, 均值为 25%, $C_{29}S/(S+R)$ 值范围为 0.27~0.69。而油泉子 N_2^1 烃源岩的 C_{27} 甾烷范围为 46%~53%, 均值为 49%, C_{29} 甾烷范围为 18%~26%, 和原油具有很高的可比性, 虽然其成熟度较低, $C_{29}S/(S+R)$ 值范围为 0.16~0.40, 但由于样品位于构造高点, 判断在凹陷部位的烃源岩成熟度会较高。

(2) II 类原油包括开特和风东浅层、红沟子深层的原油。它们是本区 C_{28} 甾烷相对含量最高的, 分布范围为 35%~41%, 均值为 38%, 3 个碳数的化合物呈 $C_{27} \approx C_{28} > C_{29}$ 的阶梯型分布模式。其中大风山和开特浅层 N_2 原油的显著特征是 Pr/Ph 值是本区最高的, 范围为 0.6~0.95, 均值为 0.82, 伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷是本区最低的, 范围为 0.23~0.44, 均值为 0.33, C_{28} 甾烷分布范围为 35%~41%, 均值为 38%, $C_{29}S/(S+R)$ 值分布范围为 0.24~0.45, 均值为 0.37。这与开特和风东的 N_2 烃源岩特征比较相似, 它们的 Pr/Ph 值范围为 0.23~1.55, 均值为 0.76, 伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷范围为 0.04~0.5, 均值为 0.22, 分别是本区烃源岩中的最高和最低值, $C_{29}S/(S+R)$ 值分布范围较宽, 为 0.05~0.48, 均值为 0.30。但该源岩普遍因 C_{29} 甾烷较高而与原油有所差别。判断此类原油可能来源于大风山和开特之间的一个次级烃源中心的 N_2 烃源岩, 而地震资料也证明了该凹陷存在的可能; 而红沟子深层原油应为自生自储。原油的 C_{27} 甾烷和 C_{29} 甾烷相对含量分别为 38% 和 26%, C_{27}/C_{29} 值为 1.46%, Pr/Ph 值为 0.54, 而红沟子深层 E_3^1 烃源岩的 C_{27} 范围为 39%~52%, C_{27}/C_{29} 值为 0.9~2.0, 均值为 1.4, Pr/Ph 值范围为 0.48~0.85, 均值为 0.6, 与原油具有较高可比性。

(3) III 类原油包括南翼山和尖顶山中深层、咸水泉浅层的原油。其 C_{29} 甾烷相对含量较高, 为 33%~62%, 均值为 48%, 其中南翼山深层和咸水泉浅层原油甾烷呈 $C_{27} > C_{28} < C_{29}$ 的“V”字型分布。虽然尖顶山深层储层抽提物 $C_{27}—C_{29}$ 甾烷呈 $C_{27} \approx C_{28} < C_{29}$ 反“L”字型分布, 但考虑到样品为储层抽提物, 其重烃成分应该比原油偏高, 所以其原油的 C_{29} 甾烷相对含量应该稍低, 因此, 将三者原油归为一类。其中, 咸水泉浅层原油 C_{27} 甾烷相对含量为 33%~42%, 均值为 47%, C_{29} 甾烷相对含量为 35%~

40%, 均值为 37%, Pr/Ph 值范围为 0.42~0.46, 伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷范围为 0.62~0.85, $C_{29}S/(S+R)$ 值范围为 0.28~0.35, 均值为 0.32。该原油可能来自咸水泉深层 E_3^2 顶部的烃源岩。此烃源岩成熟度较低, $C_{29}S/(S+R)$ 值范围为 0.37~0.46, 均值为 0.31, C_{27} 甾烷分布范围为 24%~42%, 均值为 33%, C_{29} 甾烷分布范围为 32%~46%, 均值为 37%, Pr/Ph 值范围为 0.26~0.73, 伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷范围为 0.21~1.32, 均与原油具有可比性; 而南翼山和尖顶山中深层 ($N_1—E_3^1$) 原油和储层抽提物以较明显的 C_{29} 甾烷优势和高演化程度区别于其它类型的原油, C_{27} 甾烷相对含量较低, 范围为 20%~40%, 均值为 28%, C_{29} 甾烷相对含量为 33%~62%, 均值为 46%, Pr/Ph 值范围为 0.43~0.88, 均值为 0.63, 伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷范围为 0.32~0.52, 均值为 0.44, $C_{29}S/(S+R)$ 值分布范围较宽, 为 0.26~1.17, 但多数分布在 0.40~0.60 之间, 均值为 0.49。而南翼山深层 E_3^2 的烃源岩 $C_{27}—C_{29}$ 甾烷也呈“V”字型分布, 且 Pr/Ph 值范围为 0.35~0.93, 均值为 0.64, 伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷范围为 0.35~0.57, 均值为 0.42, $C_{29}S/(S+R)$ 值分布范围为 0.35~0.49, 大部分值为 0.40~0.50, 均值为 0.44, 均与原油具有较高可比性。因此, 判断该类原油来自南翼山及其附近凹陷的 E_3^2 烃源岩。值得提出的是, 尖顶山部分储层抽提物样品的成熟度很低, $C_{29}S/(S+R)$ 值只有 0.26, 说明可能混有部分本地油, 因为尖顶山 E_3^2 烃源岩的成熟度很低, 范围为 0.08~0.44, 均值为 0.27。

综合以上的油源分析结果, 可以得到本区的油气来源和运移方向, 如图 8 所示。

可见, 柴西北区油源情况复杂, 不存在区域性的统一油源层或油源区。原油以自生自储和短距离的垂向、侧向运移为主 (基本上不超过 20 km)。这是由研究区的油气运载条件所决定的: 平面上, 柴西北区缺乏油气长距离运移的地质条件, 砂层薄, 缺乏区域性不整合, 不利于油气长距离的侧向运移; 纵向上, 未见大型的贯穿性断层, 代之的是膝褶带^[13-14], 因此油气垂向上的运移距离有限。但是, 小梁山凹陷及其周缘不管是深层还是浅层, 均是本区一个重要的生油中心, 它已经对周围的油气藏作出了贡献。另外, 通过油源对比我们还可以发现, 柴西北区最重要的生油层系应该是 N_2^1 和 E_3^2 , 目前发现的油气大多是来自这 2 个层位的烃源岩, 这也符合烃源岩评价的结论。

4 结论

(1)为了避免柴西北区烃源岩强烈非均质性对生油的影响,只针对有效烃源岩进行了综合评价。研究认为该区中浅层主力烃源岩层位是 N_2^1 , 深层则是 E_3^2 。平面上,最重要的生油中心位于小梁山—南翼山—油泉子一带。

(2)油源对比揭示柴西北区的原油与柴西南区茫崖凹陷的油、岩有较大差异,指示柴西北区的原油并非来自茫崖凹陷。柴西北区已发现的油藏主要来自本区 N_2^1 和 E_3^2 的烃源岩,这与烃源岩评价的结果相符。原油以自生自储和短距离的垂向、侧向运移为主,这是研究区缺乏油气长距离运移的运载条件所致。

(3)小梁山凹陷及其周缘不管是深层还是浅层,均是本区的一个重要的生油中心,为今后的勘探指明了方向。

参考文献:

- [1] 金强,查明,赵磊. 柴达木盆地西部第三系盐湖相有效生油岩的识别[J]. 沉积学报,2001,19(1):125-129.
- [2] 金强,查明. 柴达木盆地西部第三系蒸发岩与生油岩共生沉积作用研究[J]. 地质科学,2000,35(4):465-473.
- [3] 黄杏珍,邵宏舜,顾树松. 柴达木盆地的油气形成与寻找油气

田方向[M]. 兰州:甘肃科学出版社,1993.

- [4] 张业成,胡景江,刘春风. 柴达木盆地地温特征及新生界生油岩热演化史[J]. 西安地质学院学报,1990,12(3):18-31.
- [5] 妥进才,邵宏舜,黄杏珍. 盐湖相生油岩中某些地球化学参数与沉积环境的关系[J]. 沉积学报,1994,12(3):114-119.
- [6] 黄第藩,张大江,李晋超,等. 柴达木盆地第三系油源对比[J]. 沉积学报,1989,7(2):1-14.
- [7] 范连顺,王明儒. 柴达木盆地茫崖凹陷含油气系统及勘探方向[J]. 石油实验地质,1999,21(1):41-52.
- [8] 袁剑英,陈启林,陈迎宾,等. 柴达木盆地油气地质特征与有利勘探领域[J]. 天然气地球科学,2006,17(5):640-644.
- [9] 杜彬彬,关平,谭彦虎,等. 柴达木盆地西部北区 E_3 碎屑岩的成岩作用及其热力学分析[J]. 沉积学报,2007,25(6):852-857.
- [10] 曹海防,夏斌,范立勇,等. 柴达木盆地西部南翼山裂缝油气藏形成机制及分布规律[J]. 天然气地球科学,2007,18(1):71-77.
- [11] 陈迎宾,袁剑英,陈启林,等. 柴达木盆地西部南区断裂发育特征及对成藏的控制作用[J]. 天然气地球科学,2006,17(5):645-648.
- [12] 季东,关平,肖玉雄,等. 原油极性分离法及其对解释原油碳同位素特征的作用[J]. 天然气地球科学,2007,18(3):447-453.
- [13] 郑亚东,莫午零,张文涛,等. 柴达木盆地油气勘探新思路[J]. 石油勘探与开发,2007,34(1):13-18.
- [14] 莫午零,郑亚东,张文涛,等. 柴达木盆地油泉子储油构造分析[J]. 石油与天然气地质,2007,28(3):324-328.

Research on Tertiary Oil Source in the Northwest Qaidam Basin

HE Guo-yuan¹, TAN Yan-hu^{1,2}, GUAN Ping¹, LI Yuan-kui², ZHANG Wen-tao¹, DU Bin-bin¹

(1. Department of Geology, Peking University, Beijing 100871, China;

2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang 736200, China)

Abstract: The Tertiary source rocks in the Northwest Qaidam basin are greatly heterogeneous because they are impure mudstone, so there are many disputes in the understanding and evaluation on the source rocks. In addition, the oil source is the controversial focus in this area. In view of these problems, this research firstly distinguishes the effective source rocks, and then synthetically evaluates on them, which is more reasonable than directly averaging the parameters. According to this research, the main strata of the source rocks are N_2^1 and E_3^2 in this area, and the most important oil-forming zone is located in the area of Xiaoliangshan-Nanyishan-Youquanzi. On the basis of the oil-source correlation result, the oil in the northwest Qaidam originate from indigenous source rocks of N_2^1 or E_3^2 instead of originating from Mangya depression. The oil is self-generating and self-preserving and vertically and horizontally migrates in short distance. Xiaoliangshan depression and its peripheral areas are the most important oil-forming center and are the exploration orientation in the future.

Key words: Northwest Qaidam basin; Source rock evaluation; Oil-source correlation; Xiaoliangshan depression.