

文章编号: 1000-0550(2017)02-0393-12

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2017.02.016

东道海子凹陷周缘构造油气源对比及勘探潜力分析

张焕旭¹, 陈世加^{1,2}, 杨迪生³, 马捷¹, 关新¹, 邹贤利¹, 黄海¹

1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 成都 610500

2. 西南石油大学天然气地质四川省重点实验室, 成都 610500

3. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院地球物理研究所, 乌鲁木齐 830013

摘要 通过研究东道海子凹陷烃源岩抽提物及周边构造原油的地球化学特征,总结了研究区内三套主要烃源岩产物在稳定碳同位素、Pr/Ph、甾烷相对组成等方面存在的差别。油源对比结果表明:研究区原油碳同位素相对较轻,Pr/Ph普遍小于3,甾烷相对组成中以C₂₉含量最高,C₂₈含量次之,整体上符合二叠系平地泉组烃源岩产物的特征,并在滴南凸起的西部及中部存在石炭系烃源岩产物不同程度的少量混入。通过各项生物标志化合物成熟度参数及甲基菲指数分析了原油成熟度的差异,并借助前人研究成果将其换算为统一的成熟度参数R_o,从而得出了不同演化阶段生成原油的分布范围。平地泉组烃源岩生烃高峰期的产物未能大规模运移至构造高部位成藏,可能尚赋存于凹陷深部及斜坡区域,东道海子凹陷斜坡区域低幅度构造及岩性圈闭是寻获生烃高峰期产物的有利目标。

关键词 油气地球化学;油源对比;成熟度参数;东道海子凹陷;滴南凸起

第一作者简介 张焕旭,男,1988年出生,博士研究生,油气成藏及有机地球化学,E-mail: Huanxu_zhang@sina.com

通讯作者 陈世加,男,教授,E-mail: chensj1964@swpu.edu.cn

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

0 引言

东道海子凹陷是准噶尔盆地东地区一个重要的富烃凹陷,前期的资源评价业已揭示其具有优越的生烃条件,从石炭系至侏罗系发育多套有利烃源岩。其中以二叠系平地泉组烃源岩最为优异,分布范围广、沉积厚度大,从钻揭资料来看,其有机质类型好、丰度高,目前已演化至成熟阶段,具有较好的生烃能力,计算油气资源量达 $5.76 \times 10^8 \text{ t}^{[1]}$ 。然而,以东道海子凹陷为来源的油气一直未出现重大勘探突破。前人的研究基本已经确定了油气的大致来源方向:只有位于滴南凸起西部的陆南6井区,中部的滴西9井区,滴西13井区,以及东部的滴20井区几个高效小油气藏可以确定是东道海子凹陷烃源岩的产物^[2-3]。而其周缘几个规模较大的油气田多来自于其他凹陷,如西面位于莫北凸起上的莫北油田来自于盆1井西凹陷^[4];滴南凸起中段北支上的克拉美丽气田来自于滴水泉凹陷^[5-6];东面白家海凸起上的彩南油田油气来源尚存在一定争议^[7-9]。就目前的勘探格局而言,东道海子凹陷来源的油气分布广泛而零散,“出

油点”较多但每一“点”成藏规模均较小,油气探明量与凹陷资源潜力明显不符。那么是烃源岩的生烃能力被高估还是凹陷生成的油气发生了大规模的散失?亦或者是生成的大量油气仍“待字深闺”,不为人所知?新钻滴南8井似乎为解决这一问题开启了一扇窗,位于凹陷斜坡区域的滴南8井不仅获得了较好的试油效果,其油气地球化学特征经过初步分析也表现出了与周围油气的显著差别。笔者通过综合研究东道海子凹陷周缘油气,特别是滴南8井钻获油气地球化学特征,并对比凹陷内部几套烃源岩生烃特点,确定油气来源层位,分析油气成藏过程与富集规律,以期对该区域下一步的油气勘探有所启发。

1 研究区地质背景

东道海子凹陷位于准噶尔盆地腹部中央拗陷东北部,北接滴南凸起,南至白家海凸起,西面以莫索湾凸起、莫北凸起为界,东与五彩湾凹陷相连(图1)。整个地区沉积、构造演化复杂多变,海陆变迁频繁。在古老结晶基地的基础上^[10],该区域石炭统塔木岗组主要为一套浅海—滨海相沉积,并伴有频繁火山

收稿日期: 2015-12-31; 收修改稿日期: 2016-05-03

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239005);国家自然科学基金(41572137) [Foundation: Major State Basic Research Development Program of China (973 Program), No. 2014CB239005; National Natural Science Foundation of China, No. 41572137]

活动;在之后的早石炭世滴水泉组沉积期逐渐变为陆相,东道海子凹陷和五彩湾凹陷连为一体,为一套滨、浅湖相沉积,发育暗色泥岩和碳质泥岩^[11-12];至中二叠世水体进一步扩大,与南面的阜康凹陷相连通,发育二叠系平地泉组湖相沉积,而平地泉组地层中发育的厚层暗色泥岩是该地区一套重要的源岩层系^①;三叠系,由于滴西低凸起的继承性上拱以及印支运动造成的东北方向抬升,东道海子凹陷沉积中心向西南方向偏移,东北地区三叠系地层遭到了严重剥蚀;侏罗纪东道海子凹陷、五彩湾凹陷及白家海凸起凹陷相间的构造格局不再存在,工区进入泛盆发育阶段,整体表现为一南西倾向的单斜,在此构造背景下,侏罗系中下统形成一套稳定的河湖相沉积,发育煤、暗色泥岩、碳质泥岩^{②③}。

从区域性沉积规律来看,东道海子凹陷共发育有三套较厚的泥质沉积,即石炭系泥岩—碳质泥岩沉积、二叠系滴水泉组暗色泥岩沉积、侏罗系煤—泥岩—碳质泥岩沉积。前期的烃源岩综合评价业已证实了该三套烃源岩都具有一定的生烃能力,尤其是二叠系平地泉组烃源岩,其有机质丰度高(TOC普遍大

于1%,氯仿沥青“A”普遍大于1 000 mg/L),有机质类型以II₁及II₂型为主,具有较好的生烃能力,目前整体已经演化至成熟阶段^[13]。

2 烃源岩有机地球化学特征

由于沉积环境、有机质来源及埋藏深度的差异,东道海子凹陷三套主要烃源岩在有机质类型和演化程度上都有所不同,这也体现在其产物地球化学特征上。为此对三套烃源岩样品的氯仿抽提物做了相关分析化验,根据化验结果总结认为:三套烃源岩的产物在甾烷相对组成、碳同位素及Pr/Ph三个方面存在显著的差别。东道海子凹陷内部烃源岩埋藏深度较大,目前难以钻取,本次研究所取得的烃源岩样品主要集中于凹陷东北斜坡区域(图1)。

2.1 稳定碳同位素

烃源岩的有机质组成及沉积环境对其产物的碳同位素有较大的影响,烃类碳同位素的轻重具有一定的生源意义^[14]。就研究区而言,三套烃源岩产物的碳同位素特征表现出一定的差别:二叠系烃源岩产物碳同位素主要分布在-28‰~-34.5‰的范围内,总体

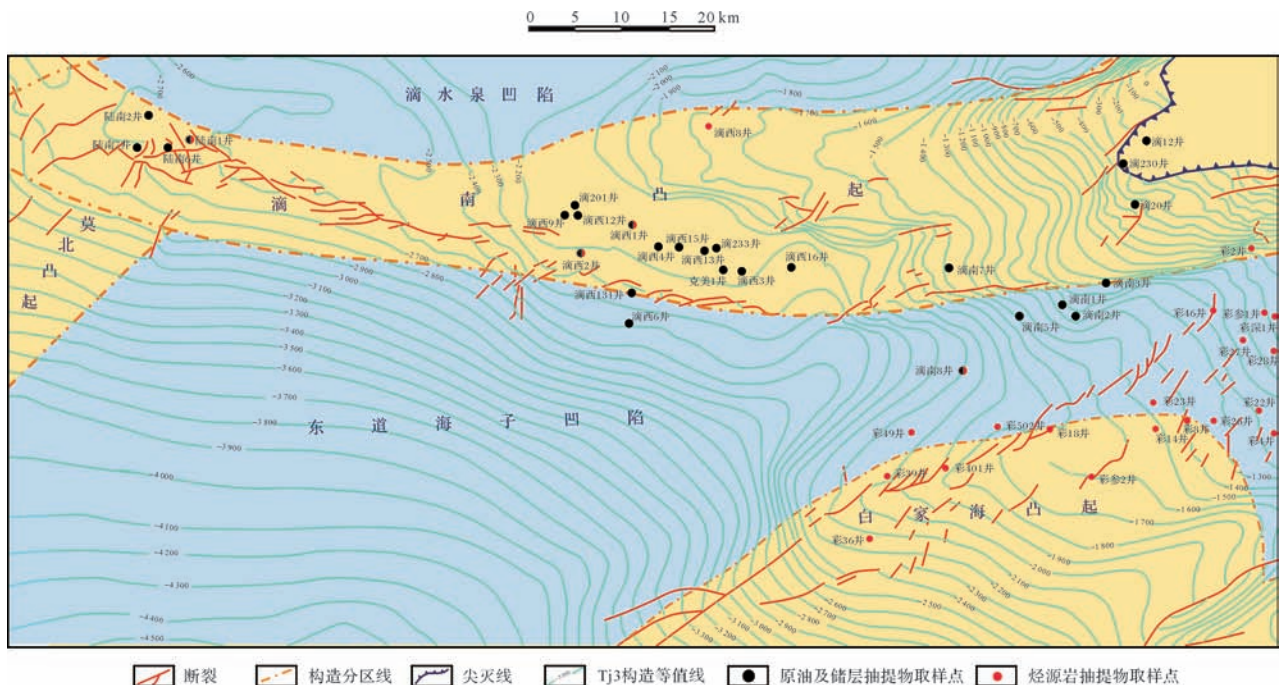


图1 研究区域构造概况及取样点分布

Fig.1 Tectonic location and sampling site of the study area

①徐怀民. 环克拉美丽山前二叠系地层沉积特征研究[R]. 克拉玛依:新疆油田分公司勘探开发研究院内部报告, 2010.

②陈世加, 路俊刚等. 滴北凸起侏罗系天然气来源与成藏研究[R]. 克拉玛依:新疆油田分公司勘探开发研究院内部报告, 2009.

③陈世加, 路俊刚等. 环克拉美丽山前重点区块油气来源及成藏研究[R]. 克拉玛依:新疆油田分公司勘探开发研究院内部报告, 2010.

上小于 -30% ,表现出偏腐泥型有机质来源的特征;而石炭系和侏罗系烃源岩其产物碳同位素分布范围较为相近,集中在 -24% ~ -30% ,主体大于 -28% ,与二叠系烃源岩产物存在明显区别,表现出偏腐殖型有机质来源的特征(图2)。

2.2 Pr/Ph

Pr/Ph被认为是反映沉积时刻氧化还原环境的一项重要指标,当然也有学者提出有机质类型及成熟度对其也有一定影响^[15]。从东道海子凹陷内部三套烃源岩抽提物的Pr/Ph分布可以看出(图3),石炭系与二叠系烃源岩产物Pr/Ph较为接近,普遍小于3,而侏罗系烃源岩产物Pr/Ph则普遍要大于3,二者具有较好的区分度。这同时也反映了从古生代至中生代,东道海子凹陷的沉积环境发生了较大改变。

2.3 甾烷相对含量

C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 甾烷相对含量很大程度上取决于烃源岩的物质输入,是一项常用的生源指标,而研究区内三套烃源岩产物的甾烷含量分布也具有明显的差别。二叠系平地泉组烃源岩抽提物甾烷含量分布以 C_{28} 和 C_{29} 甾烷为主, C_{29} 含量最高, C_{28} 含量次之,二者占甾烷总量的80%以上, C_{27} 甾烷含量较低,一般只占总量的5%~20%(图4a,b);石炭系烃源岩抽提物质量色谱图上甾烷分布特征与二叠系烃源岩具有相似之处, C_{28} 和 C_{29} 甾烷含量同样较高,只是 C_{27} 甾烷丰度

要明显高于二叠系烃源岩(图4c,d);侏罗系烃源岩抽提物甾烷分布特征与二叠系和石炭系存在明显的差异, C_{29} 甾烷丰度高, C_{27} 和 C_{28} 甾烷丰度均较低, C_{29} 甾烷丰度一般在60%以上(图4e,f)。将三套烃源岩抽提物的甾烷相对组成数据投射到三角图中(图5),可以发现甾烷分布具有较好的区分度,由此可以建立图版用以判断研究工区的油气来源。

3 原油地球化学特征

3.1 原油的来源层位

3.1.1 饱和烃色谱及Pr/Ph

油气成藏后是否得到了良好的保存,在原油及储层抽提物的饱和烃色谱图往往具有一定的反映。位于滴南凸起东部的滴2井以及滴20井饱和烃色谱图(图6e,f)并不完整,滴2井饱和烃色谱中的轻组分大量缺失,而滴20井饱和烃色谱缺失更为严重。由于克拉美丽山挤压作用的影响,滴南凸起东段一直处于构造高部位,出油层位集中在侏罗系八道湾组上下,出油深度相对较浅,所以油藏保存状况相对较差。但是从滴南凸起东部原油及储层抽提物中尚可以检测到无环类异戊二烯烷烃的存在,且未发现25-降藿烷(图6g,h),说明其降解程度并不是很强烈,参照Peters^[16]对原油降解程度的分级,属于中等降解级别,生物降解作用对甾烷、藿烷类生物标志化合物影

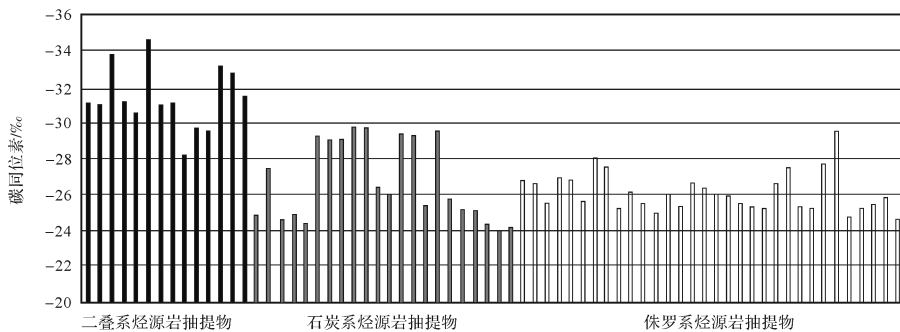


图2 东道海子凹陷烃源岩抽提物碳同位素分布

Fig.2 Carbon isotope composition of source rock extracts from Dongdaohaizi sag

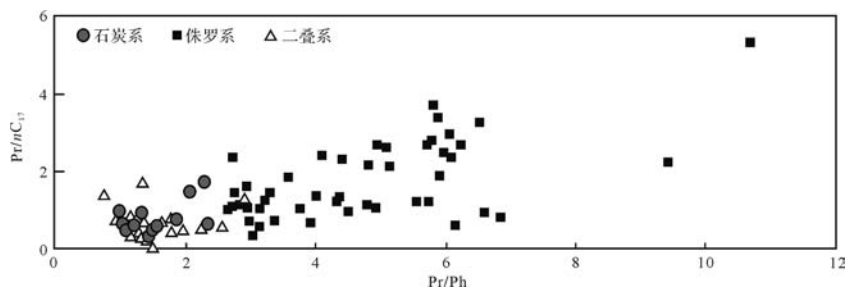


图3 东道海子凹陷烃源岩抽提物Pr/Ph及Pr/nC₁₇交汇图

Fig.3 Pr/Ph and Pr/nC₁₇ of source rock extracts from Dongdaohaizi sag

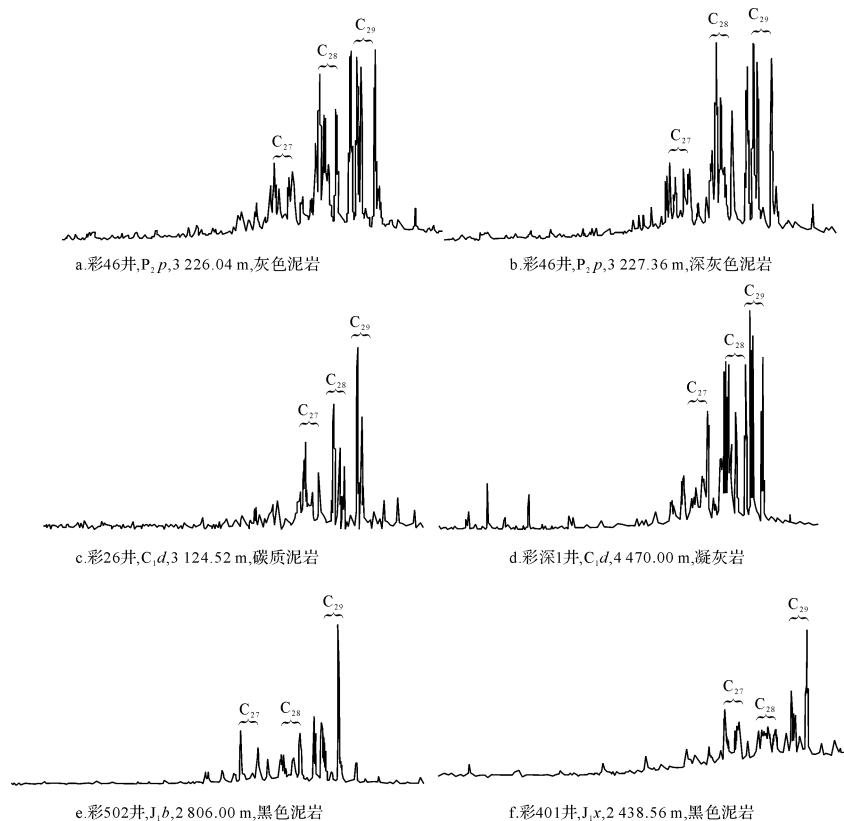


图 4 东道海子凹陷烃源岩抽提物饱和烃质量色谱图 ($m/z = 217$)

Fig.4 Mass chromatograms of source rock extracts from Dongdaohaizi sag ($m/z = 217$)

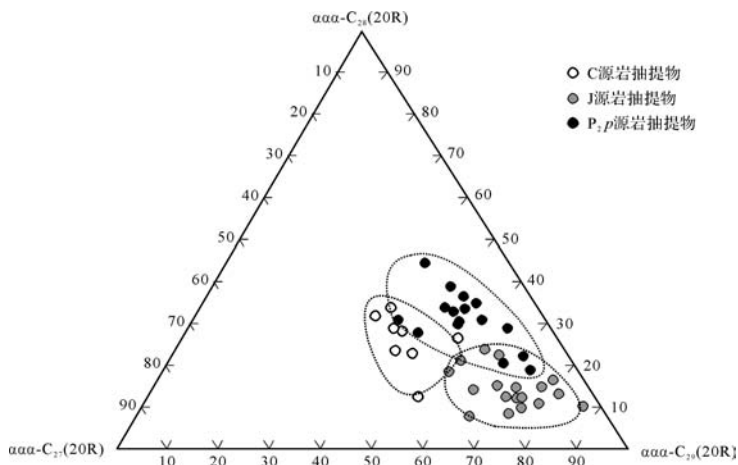


图 5 东道海子凹陷烃源岩抽提物甾烷相对组成

Fig.5 Sterane relative composition of source rock extracts from Dongdaohaizi sag

响不大。相对而言,位于滴南凸起西部的陆南 6 井、中部的滴西 9 井(图 6a, b)以及斜坡区域的滴南 8 井(图 6c, d)原油饱和烃色谱较为完整,油藏次生变化影响较弱。另外,滴南 8 井两个原油样品相对于滴南凸起上的原油样品轻组分含量较高,则很有可能存在以下两个原因:一是滴南 8 井原油产自较高演化程度的烃源岩,原油中包含了更多短链烃类;二是滴南

8 井位于凹陷斜坡区域,埋藏更深,轻组分相对来说得到了更好的保存。

通过原油色谱分析可以看出,除滴南凸起东部原油遭受了一定程度生物降解以外,原油整体来说未遭受明显的次生变化,姥姣烷及植烷保存完整,Pr/Ph 可以用来反映其生源特征。而从原油及储层抽提物 Pr/Ph 统计结果来看(表 1),东道海子凹陷来源的原

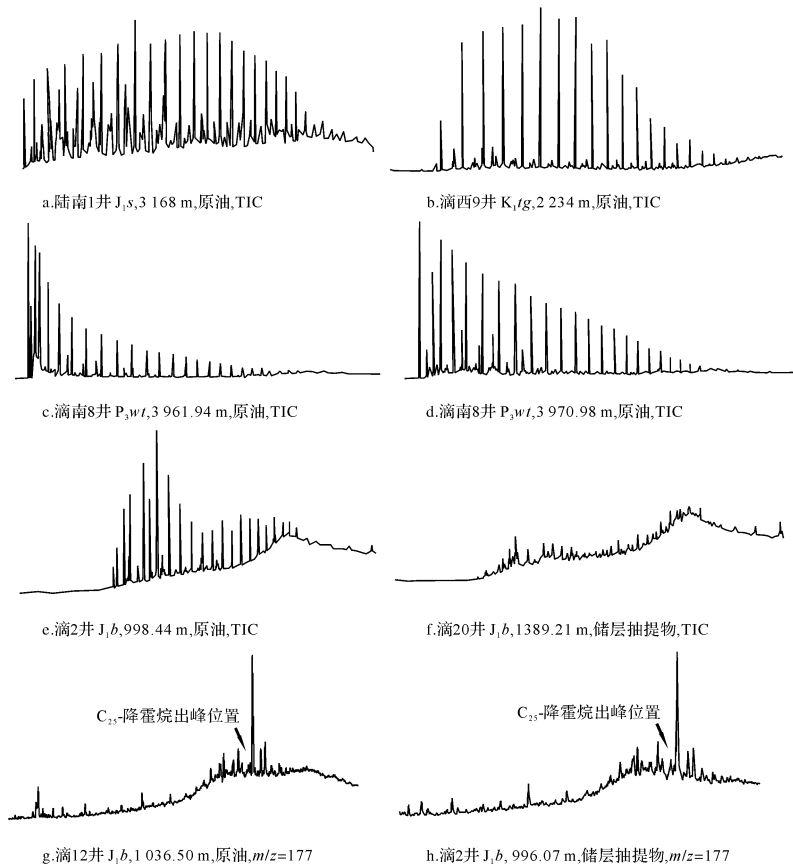


图 6 东道海子凹陷来源原油饱和烃色谱及质量色谱图 ($m/z = 177$)

Fig.6 Saturated hydrocarbon chromatograms and mass chromatograms ($m/z = 177$) of the oil from Dongdaohaizi sag

表 1 东道海子凹陷来源原油 Pr/Ph 统计表

Table 1 Pr/Ph of the oil from Dongdaohaizi sag

井号	层位	样品深度/m	样品类型	姥植比 (Pr/Ph)
滴西 1 *	白垩系吐谷鲁群	2 207.2	原油	1.50
滴西 12 *	石炭系	1 069.49	原油	2.71
滴西 12	白垩系呼图壁河组	1 585	原油	1.02
滴西 13 *	白垩系呼图壁河组	2 155	原油	1.53
滴西 15	白垩系胜金口组	1 477	原油	1.77
滴西 2 *	侏罗系三工河组	2 110.5	含油砂岩	1.39
滴西 2	白垩系吐谷鲁群	2 328.04	灰色细砂岩	1.35
滴西 9 *	白垩系吐谷鲁群	2 110.4	含油细砂岩	1.41
滴西 9	白垩系呼图壁河组	2 112.6	细砂岩	2.72
陆南 1 *	白垩系吐谷鲁群	2 125.7	油砂	1.21
陆南 1 *	侏罗系三工河组	3 168	原油	1.57
滴南 8	二叠系梧桐沟组	3 956	原油	1.74
滴南 1	二叠系平地泉组	2 760.5	原油	1.61
滴 12 *	侏罗系八道湾组	1 036.50	原油	1.60
滴 2 *	侏罗系八道湾组	997.50	油砂	2.46

注:表中加“*”数据引自报告①及参考文献[13]。

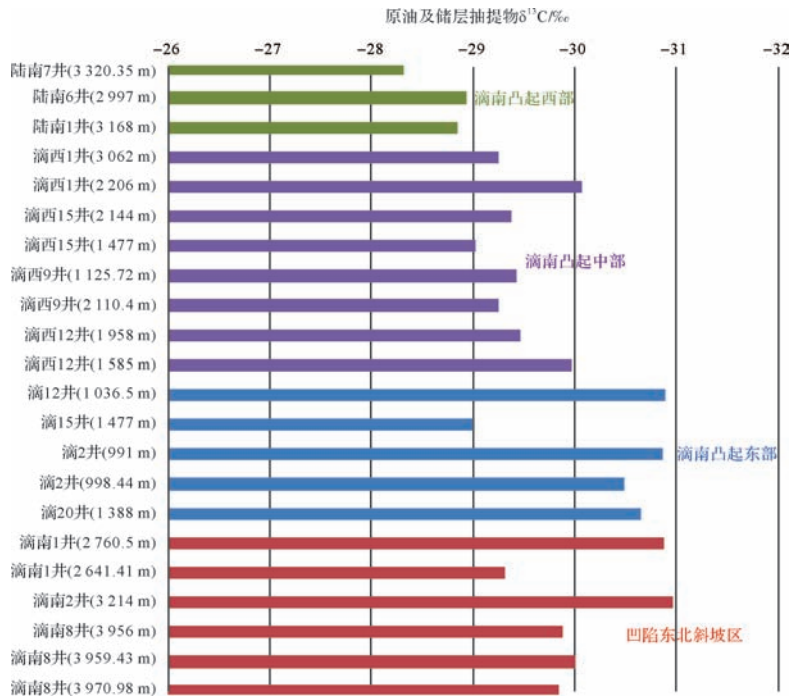
油 Pr/Ph 都小于 3,符合二叠系或石炭系烃源岩产物

特征,与侏罗系烃源岩产物存在较大区别。因此单从 Pr/Ph 对比结果来看原油主体应该不是侏罗系来源。

3.1.2 碳同位素

研究区域的原油样品全油碳同位素普遍偏轻,从图 7 可以看出其 $\delta^{13}C$ 整体小于 -28‰ ,主体小于 -29‰ ,区别于偏腐殖型的石炭系及侏罗系烃源岩产物 ($\delta^{13}C$ 主体大于 -28‰),整体表现出偏腐泥型有机质来源的特点,与二叠系平地泉组烃源岩产物较为相似。虽然碳同位素整体偏轻,但不同区块的原油之间仍存在细微的差别:滴南凸起东部及凹陷东北斜坡区原油碳同位素最轻,多数样品 $\delta^{13}C$ 小于 -30‰ ,与平地泉烃源岩产物碳同位素特征基本一致;滴南凸起中部原油碳同位素次之,介于 $-30\text{‰} \sim -29\text{‰}$ 之间;滴南凸起西部原油碳同位素稍重,三个样品 $\delta^{13}C$ 都重于 -29‰ ,同时轻于 -28‰ 。所以从碳同位素数据来看,东道海子凹陷来源的原油总体上较为符合二叠系平地泉烃源岩产物的特征,而不同区块的原油同位素之

①陈世加,路俊刚,等.环克拉美丽山前重点区块油气来源及成藏研究[R].克拉玛依:新疆油田公司勘探开发研究院内部报告,2010.



注:图中部分数据引自文献[3]。

图7 东道海子凹陷来源原油全油碳同位素

Fig.7 Carbon isotope composition of the oil from Dongdaohaizi sag

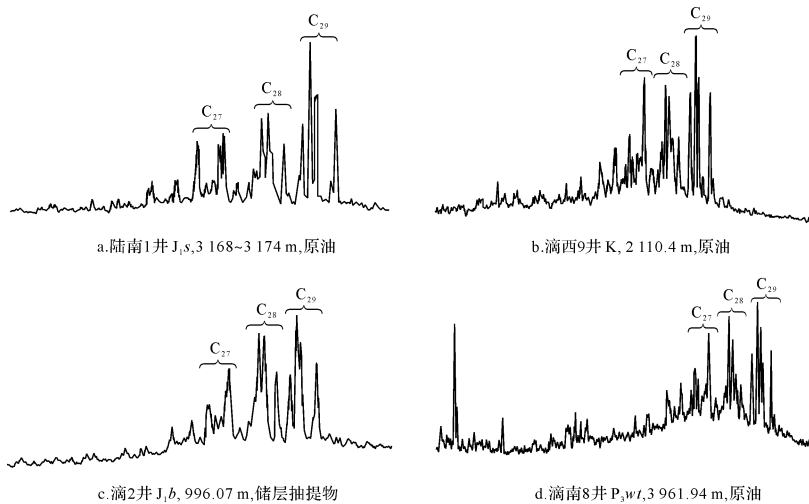


图8 东道海子凹陷来源原油质量色谱图($m/z=217$)

Fig.8 Saturated hydrocarbon chromatograms and mass chromatograms ($m/z=217$) of the oil from Dongdaohaizi sag

所以会出现规律性的细微差别,则很有可能是石炭系或侏罗系来源的偏腐殖型原油存在不同程度小规模混入。

3.1.3 甾烷相对组成

从甾烷相对组成来看,四个油区的原油并未表现出太大的差别, C_{28} 和 C_{29} 甾烷含量均较高, C_{29} 含量最高, C_{28} 含量次之, C_{27} 甾烷含量则存在一定差别(图8)。将原油样品甾烷相对组成数据投影到前文所建立图版中(图9),四个油区的原油样品主体都分布在

二叠系平地泉组烃源岩产物的特征范围内,这与前文分析结果较为一致。同样,不同区块原油的甾烷相对组成也存在细微的差别:滴南8井原油样品与位于滴南凸起上的原油样品之间存在较为明显的“分区”,其 C_{27} 甾烷相对含量要低一些,更为符合二叠系平地泉组烃源岩产物的特征;而滴南凸起上的部分原油样品则分布在二叠系与石炭系烃源岩“交叉”范围内,以凸起西部及中部最为明显。因此从甾烷相对组成数据上也可以看出,滴南凸起上的原油并不是单纯的

二叠系来源,应该存在其他来源原油的少量混入,这也与原油碳同位素特征分析结论相符。基于图版分析,所混入原油为石炭系来源的可能性较大。

结合原油及烃源岩抽提物 Pr/Ph、碳同位素、甾烷相对组成等数据分析,东道海子凹陷来源的原油应该主要产自二叠系平地泉组烃源岩,这也从侧面证实了平地泉组烃源岩具有较好的生烃潜力。滴南凸起上的原油在二叠系来源的基础上存在石炭系烃源岩产物不同程度的少量混入,以凸起西部及中部最为明显。

3.2 原油的成熟度

3.2.1 生物标志化合物成熟度参数

虽然滴南凸起上部分油区存在石炭系原油的混入,但从原油碳同位素及甾烷相对组成来看其混入量较小,对于生物标志化合物影响较弱,所以仍能通过各项生物标志化合物成熟度参数一定程度上来表征其主体原油(即二叠系平地泉组来源原油)成熟度。

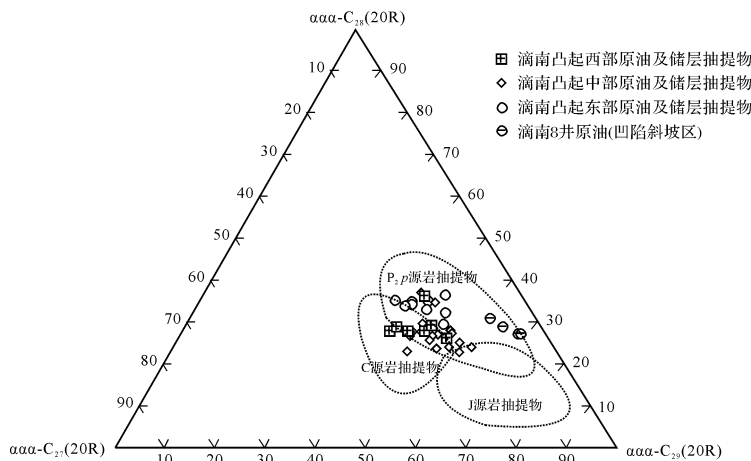
四个油区甾烷异构参数 $C_{29}20S/(S+R)$ 几乎统一分布在 0.4~0.5 的范围内(图 10、表 2), $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 也集中分布在 0.5~0.6,并不存在明显的差别,达到平衡且未发生“倒转”^[17],说明四个油区的原油主体应该是平地泉组烃源岩成熟阶段以后的产物。

相对于甾烷异构参数较早的就达到了平衡,藿烷系列成熟度参数 $Ts/(Ts+Tm)$ 应用范围要更广一些,虽然近年来有学者在实际地质剖面中也发现了 $Ts/(Ts+Tm)$ 参数的“倒转”现象,但也只是发生在生烃高峰期以后^[18]。考虑到原油样品主体都是平地泉组烃源岩的产物,参数 $Ts/(Ts+Tm)$ 可以一定程度上反映原油的成熟度,这在前人对邻近地区的研究中也得

到了证实^[19-20]。东道海子来源的原油样品在 $Ts/(Ts+Tm)$ 参数上则表现出了一定差别(图 10、表 2),位于凹陷斜坡区的滴南 8 井原油样品 $Ts/(Ts+Tm)$ 要明显高于滴南凸起上三个油区,基本大于 0.7,而滴南凸起上原油样品 $Ts/(Ts+Tm)$ 值鲜有大于 0.6。这一成熟度特征同样也表现在成熟度参数三环萜烷/(三环萜烷+五环萜烷)上(表 2),滴南 8 井原油样品三环萜烷/(三环萜烷+五环萜烷)基本大于 0.8,而滴南凸起上原油样品的这一参数则主要分布在小于 0.6 的范围内,同样也存在明显的区分。因此,从藿烷系列成熟度参数来看,虽然四个油区的原油主体都来自于平地泉组烃源岩,但凹陷斜坡区的滴南 8 井原油则是烃源岩相对更高演化阶段的产物。进一步细化对比,滴南凸起上三个油区原油样品藿烷成熟度参数也存在细微差别,凸起中部更靠近凹陷的几口井个别层位原油样品藿烷成熟度参数要相对要更高一些,如滴西 1 井 2 213.47 m 以及滴西 2 井 2 110.5 m 两个原油样品,明显要高于凸起上的其他原油样品。

3.2.2 甲基菲指数

滴南凸起东部原油虽然遭受到生物降解,但降解程度不高,对芳烃系列影响较小。从原油样品的甲基菲指数(MPI)及甲基菲比值(MPR)统计结果来看,甲基菲成熟度参数与生物标志化合物成熟度参数所表征的成熟特征较为一致,可以进一步佐证对原油成熟度的判断。滴南 8 井的三个原油样品的 MPI 及 MPR 也要明显高于其他原油样品, $MPI > 0.9$, $MPR > 1.3$,区分明显。其他原油样品 MPI 及 MPR 分布范围较广(表 3),个别样品成熟度相对较高一些,而这些样品同样多出自于更靠近斜坡的凸起中部及凹陷斜坡区。



注:图中部分数据引自文献报告④。

图 9 东道海子凹陷来源原油甾烷相对含量

Fig.9 Sterane relative composition of the oil from Dongdaohaizi sag

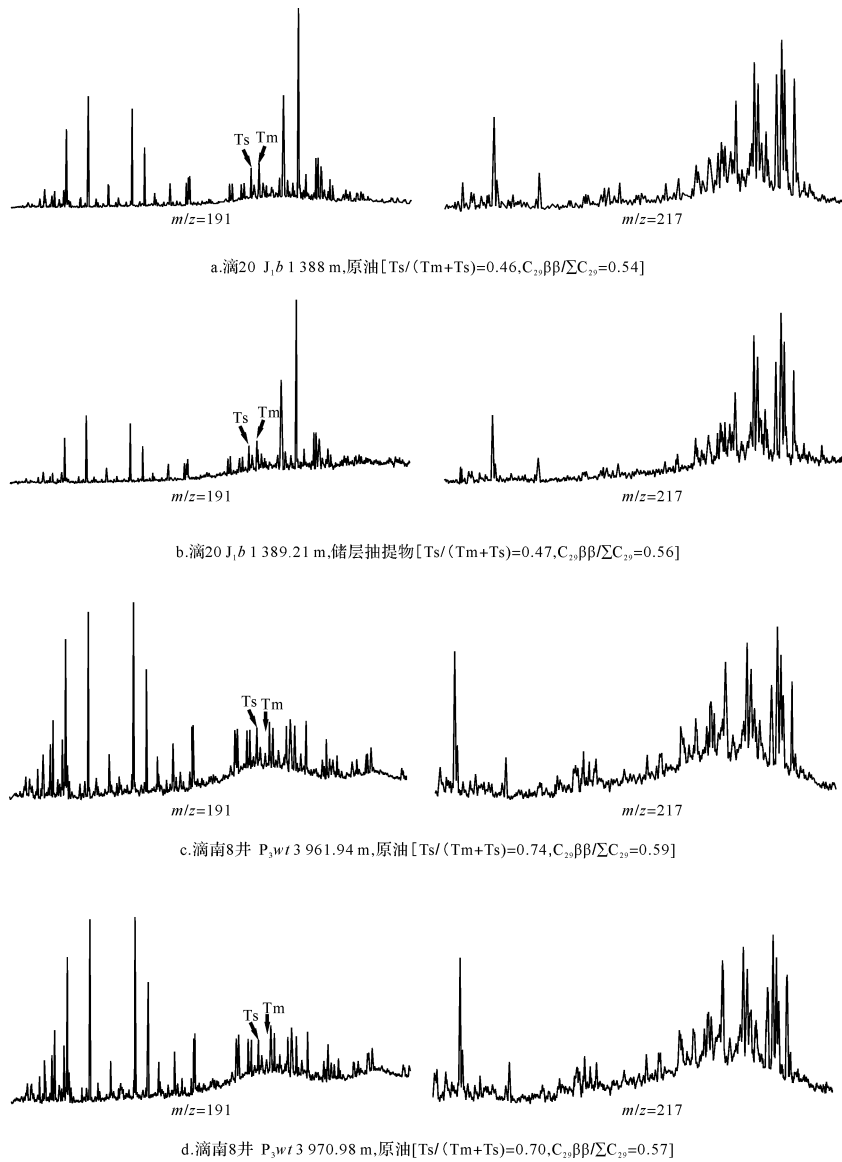


图 10 东道海子凹陷来源原油质量色谱图 ($m/z = 191$, $m/z = 217$)

Fig.10 Saturated hydrocarbon chromatograms and mass chromatograms ($m/z = 191$, $m/z = 217$) of the oil from Dongdaohaizi sag

4 原油生成阶段分析

基于以上分析,东道海子凹陷来源的原油主要来自二叠系平地泉组烃源岩,滴南凸起上的部分油区存在少量石炭系烃源岩产物的混合;滴南8井原油的各项成熟度指标要明显高于其他井,说明原油并不是来自烃源岩的同一演化阶段。

通过量化原油具体的成熟度并转换至最常用的成熟度参数——镜质体反射率(R_o),可以确定其生成时的烃源岩所处的演化阶段。陆俊刚等^[19]统计了邻近的阜康凹陷平地泉组烃源岩 R_o 值及其抽提物Ts/Tm比值,发现二者具有较好的对应关系,并建立

了二者之间的关系图版用以判识降解稠油的成熟度,取得了较好的应用效果。由于平地泉组烃源岩沉积时,现今的东道海子凹陷与阜康凹陷水体连为一片,烃源岩的沉积环境与有机质组成较为相似,将图版中的Ts/Tm转换为Ts/(Ts+Tm),则可以借助该判识图版一定程度上判识研究区内原油的 R_o 值。图11中的水平虚线为表2中的原油样品Ts/(Ts+Tm)参数,从水平虚线与关系曲线的相交情况中可以看出,滴南凸起上原油成熟度 R_o 主体上处于0.5%~0.8%之间,滴南凸起中部油区个别原油样品成熟度较大, R_o 值应该大于0.8%。而由于建立图版所基于的烃源岩样品成熟度较低,难以用来判断滴南8井原油样品的 R_o 值。

表2 东道海子凹陷来源原油生物标志化合物成熟度指标统计表
Table 2 Biomarker maturity parameters of the oil from Dongdaohaizi sag

地区	井号	层位	样品深度 /m	样品描述	三环藜烷/(三环 藜烷+五环藜烷)	Ts/(Ts+Tm)	20S/(S+R)	$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$
滴南凸起西部	陆南1*	白垩系吐谷鲁群	2 126.20	油砂	0.49	—	0.49	0.54
	陆南1	侏罗系三工河组	3 174	原油	0.31	0.32	0.42	0.61
	陆南1*	侏罗系三工河组	3 174	原油	0.33	0.26	0.46	0.62
滴南凸起中部	陆南2	侏罗系三工河组	3 055	灰色中砂岩	0.42	0.24	0.45	0.60
	滴西1*	白垩系吐谷鲁群	2 207.4	含油细砂岩	0.59	0.47	0.50	0.54
	滴西1	白垩系吐谷鲁群	2 213.47	灰色砂岩	0.55	0.63	0.48	0.59
	滴西1	侏罗系八道湾组	3 068	原油	—	0.44	0.51	0.49
	滴西2	白垩系吐谷鲁群	2 331.33	灰色细砂岩	0.46	0.47	0.44	0.51
	滴西2	白垩系吐谷鲁群	2 561.98	灰色细砂岩	0.40	0.48	0.43	0.48
	滴西2*	侏罗系八道湾组	2 110.5	含油砂岩	0.50	0.64	0.48	0.57
	滴西9*	白垩系吐谷鲁群	2 110.4	含油细砂岩	0.52	0.53	0.45	0.57
	滴西9	白垩系连木沁组	2 125.72	灰色细砂岩	0.53	0.55	0.47	0.58
	滴西9	白垩系吐谷鲁群	2 242	凝析油	0.12	0.17	0.44	0.48
	滴南7	二叠系梧桐沟组	3 306	原油	0.21	0.37	0.45	0.51
滴南凸起东部	滴12*	石炭系	1 069.49	凝灰质砂岩	0.24	0.48	0.38	0.47
	滴2	侏罗系八道湾组	991.00	原油	0.22	0.31	0.42	0.59
	滴2	侏罗系八道湾组	996.07	砂质砾岩	0.34	0.36	0.44	0.62
	滴2*	侏罗系八道湾组	997.50	油砂	0.28	0.36	0.41	0.58
	滴2	侏罗系八道湾组	998.44	中粗砂岩	0.39	0.38	0.47	0.58
	滴2	侏罗系八道湾组	998.00	含砾砂岩	0.34	0.42	0.42	0.57
	滴20	侏罗系八道湾组	1 388	原油	0.32	0.46	0.41	0.54
	滴20	侏罗系八道湾组	1 389.21	储层抽提物	0.33	0.47	0.43	0.56
	凹陷斜坡区	滴南8	二叠系梧桐沟组	3 956	原油	0.80	0.79	0.46
滴南8		二叠系梧桐沟组	3 959.43	灰色砂砾岩	0.83	0.69	0.47	0.59
滴南8		二叠系梧桐沟组	3 961.94	原油	0.79	0.74	0.45	0.59
滴南8		二叠系梧桐沟组	3 970.98	原油	0.80	0.70	0.45	0.57

注:表中加“*”数据引自报告①及[13]。

表3 东道海子凹陷来源原油甲基菲指数(MPI)及甲基菲比值(MPR)

Table 3 Methylphenanthrene index(MPI) and Methyl-phenanthrene ratio(MPR) of the oil from Dongdaohaizi sag

地区	井号	样品深度/m	层位	样品类型	MPI	MPR
滴南凸起西部	陆南1*	3 168	侏罗系三工河组	原油	0.67	0.79
	陆南1*	3 168	侏罗系三工河组	原油	0.74	0.81
滴南凸起中部	滴西9*	2 110.4	白垩系吐谷鲁群	细砂岩	0.65	0.63
	滴西12	1 958	白垩系呼图壁河组	原油	0.56	0.58
	滴西12	1 585	白垩系呼图壁河组	原油	0.63	0.75
	滴西13	2 657	侏罗系头屯河组	原油	0.58	0.78
	滴西13*	2 155	白垩系呼图壁河组	原油	0.65	0.65
	滴201	1 880	白垩系呼图壁河组	原油	0.50	0.53
	滴233	2 008	白垩系呼图壁河组	原油	0.82	0.89
滴南凸起东部	滴南7	3 306	二叠系梧桐沟组	原油	0.86	0.82
	滴2	1 000.00	侏罗系八道河组	原油	0.66	0.79
	滴2*	997.5	侏罗系八道河组	油砂	0.62	0.74
	滴2	998.44	侏罗系八道河组	中粗砂岩	0.45	0.37
凹陷斜坡区	滴12*	1 069.49	石炭系	凝灰质砂岩	0.69	0.86
	滴南1	2 760.5	二叠系平地泉组	原油	0.76	0.94
	滴南8	3 956	二叠系梧桐沟组	原油	0.97	1.35
	滴南8	3 961.94	二叠系梧桐沟组	原油	0.91	1.45
	滴南8	3 970.98	二叠系梧桐沟组	原油	0.95	1.51

注:表中加“*”数据引自报告①及参考文献[13]。

①陈世加,路俊刚,等.环克拉美丽山前重点区块油气来源及成藏研究[R].克拉玛依:新疆油田公司勘探开发研究院内部报告,2010.

甲基菲指数(MPI)最早由 Radke *et al.* [21] 提出,利用菲及甲基菲的相对丰度反映有机质的成熟度,并基于对煤及Ⅲ型干酪根的研究给出了 MPI 与镜质体反射率 R_o 之间的折算方法。但后续的研究发现,不同类型的有机质其 MPI 与 R_o 之间的对应关系并不固定,因此相关专家针对不同地区的有机质样品建立了不同的 MPI- R_o 关系(图 12) [22-24]。一般情况下, MPI 随 R_o 的增大存在倒转,倒转现象多发生在成熟阶段后期,考虑到前文对工区原油成熟度的判断,图 12 中只给出了发生倒转之前的 MPI- R_o 对应关系。滴南凸起上原油样品 MPI 主体为 0.45~0.70,相应的 $Ts/(Ts+Tm)$ 推算 R_o 值为 0.5%~0.8%,另外考虑到有机质类型的特点,关系曲线②更为符合 $Ts/(Ts+Tm)$ 的推算结果及本地区的地质实际。通过该关系曲线推算得滴南凸起上原油 R_o 值大部分在 0.55%~0.82% 之间,这与 $Ts/(Ts+Tm)$ 判断结果较为相近;滴南凸起中部存在两个原油样品 MPI 相对较高(滴 233 井,2 008 m;滴南 7 井,3 306 m),其 R_o 值大致在 0.95% 与 1.0%;滴南 8 井三个原油样品 MPI 介于 0.91~0.97,推算其成熟度 R_o 值为 1.05%~1.13%。

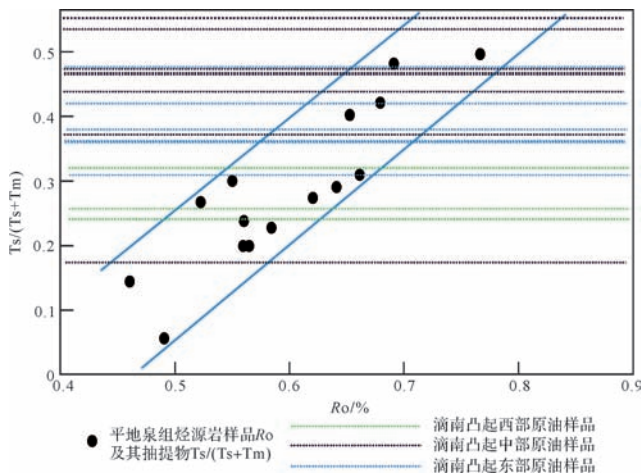


图 11 东道海子凹陷平地泉组烃源岩产物 $Ts/(Ts+Tm)$ 与 R_o 关系图版

Fig.11 A linear diagram of $Ts/(Ts+Tm)$ and R_o for the source rock extracts of Pingdiquan Formation, Dongdaohaizi sag

基于以上分析可以看出,研究区域内的原油主要来自于同一套烃源岩两个不同的演化阶段:滴南凸起上的原油主要为平地泉组烃源岩生烃阶段早期的产物;而斜坡区的滴南 8 井原油则生成于该套烃源岩的生烃高峰期;滴南凸起中部油区个别原油样品成熟度较高,则很有可能是两期产物混合的结果。根据烃源

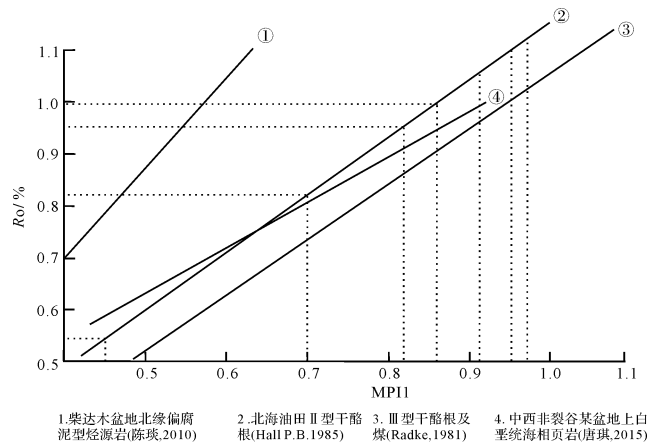


图 12 不同地区有机质 MPI 与 R_o 之间的对应关系

Fig.12 Corresponding relations of MPI and R_o from samples of different organic types

岩的演化规律,生烃阶段早期的产烃量往往相对有限,难以形成较大规模的油藏,这也从一方面解释了滴南凸起上的油藏为何分布广泛而零散。平地泉组烃源岩生烃高峰期的产物在斜坡区滴南 8 井有所发现,滴南凸起中部更靠近凹陷的个别井也存在这一期产物的显露。这一方面说明平地泉组烃源岩生烃高峰期的产物在研究区内确实存在并得到了较好的保存,同时也说明生烃高峰期的产物未能大规模的运移至构造高部位成藏,可能尚赋存于凹陷深部及斜坡区域。

5 结论

(1) 通过原油与烃源岩抽提物地球化学特征的对比,研究认为东道海子凹陷来源的原油主要来自二叠系平地泉组烃源岩,滴南凸起上部分油区存在石炭系烃源岩产物不同程度的少量混入。

(2) 东道海子凹陷来源的原油主体上来自于同一套烃源岩两个不同的演化阶段:滴南凸起上三个油区的原油为平地泉组烃源岩生烃阶段早期的产物;而滴南 8 井原油生成于平地泉组烃源岩的生烃高峰期;滴南凸起中部个别原油样品成熟度相对较高,则很有可能是两期产物混合的结果。

(3) 从不同演化阶段原油的平面分布来看,平地泉组烃源岩生烃高峰期的产物未能大规模运移至构造高部位成藏,可能尚赋存于凹陷深部及斜坡区域,因此,考虑到埋藏深度及钻探可能性,东道海子凹陷北部、东北部斜坡区域低幅度构造及岩性圈闭是寻获生烃高峰期产物的有利目标。

参考文献(References)

- [1] 王大伟. 准噶尔盆地东道海子凹陷二叠系平地泉组油气资源潜力评价[D]. 成都:成都理工大学,2014. [Wang Dawei. Oil and gas resource potential assessment in Permian Pingdiqian Formation of Dongdaohaizi depression in Junggar Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2014.]
- [2] 路俊刚,陈莹莹,王力,等. 准噶尔盆地陆南地区油气成因[J]. 石油学报,2014,35(3):429-438. [Lu Jungang, Chen Yingying, Wang Li, et al. Origin and source of oil and gas in Lunan area of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 429-438.]
- [3] 李林,陈世加,杨迪生,等. 准噶尔盆地滴南凸起东段油气成因及来源[J]. 石油实验地质,2013,35(5):480-486. [Li Lin, Chen Shijia, Yang Disheng, et al. Hydrocarbon origin and source in east section of Dinan salient of Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 480-486.]
- [4] 高小康,胡文瑄,曹剑,等. 准噶尔盆地莫索湾—莫北地区油气运移方向和成藏体系[J]. 石油与天然气地质,2007,28(2):250-256. [Gao Xiaokang, Hu Wenxuan, Cao Jian, et al. Study of hydrocarbon migration and accumulation in the Mosuowan-Mobei area, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(2): 250-256.]
- [5] 杨迪生,陈世加,李林,等. 克拉美丽气田油气成因及成藏特征[J]. 天然气工业,2012,32(2):27-31. [Yang Disheng, Chen Shijia, Li Lin, et al. Hydrocarbon origins and their pooling characteristics of the Kelameili gas field[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 27-31.]
- [6] 陆林超,陈世加,路俊刚,等. 克拉美丽气田天然气成因及成藏规律研究[J]. 重庆科技学院学报:自然科学版,2011,13(5):49-52. [Lu Linchao, Chen Shijia, Lu Jungang, et al. On the causes of natural gas and accumulation rule of Kelameili gas field[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition, 2011, 13(5): 49-52.]
- [7] 况昊. 准噶尔盆地白家海地区侏罗系地层岩性油气藏成藏规律研究[D]. 荆州:长江大学,2012. [Kuang Hao. Accumulation regularity of lithology reservoirs in Jurassic Baijiahai area, Junggar Basin[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2012.]
- [8] 李博一,刘洛夫,卫倩倩,等. 准噶尔盆地白家海凸起二叠系、三叠系油气来源及成藏模式[J]. 地质科技情报,2014,33(5):141-148. [Li Boyi, Liu Luofu, Wei Qianqian, et al. Hydrocarbon origin and reservoir forming model of Permian and Triassic petroleum, Baijiahai swell, Junggar Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(5): 141-148.]
- [9] 庞秋维,王振奇,覃毅,等. 准噶尔盆地白家海凸起阜北斜坡区油气运移示踪分析[J]. 长江大学学报:自然科学版,2011,8(12):40-42. [Pang Qiuwei, Wang Zhenqi, Qin Yi, et al. Tracer analysis of hydrocarbon migration in Baijiahai Arch-Fubei Slope of Junggar Basin[J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2011, 8(12): 40-42.]
- [10] 彭希龄. 准噶尔盆地早古生代陆壳存在的证据[J]. 新疆石油地质,1994,15(4):289-297. [Peng Xiling. Evidence for the presence of early Paleozoic continental crust in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1994, 15(4): 289-297.]
- [11] 王绪龙,赵孟军,向宝力,等. 准噶尔盆地陆东—五彩湾地区石炭系烃源岩[J]. 石油勘探与开发,2010,37(5):523-530. [Wang Xulong, Zhao Mengjun, Xiang Baoli, et al. Carboniferous source rocks in the Ludong-Wucaiwai area, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(5): 523-530.]
- [12] 黄小平,王兆峰,金振奎,等. 准噶尔盆地滴南凸起石炭系火山岩储层与油气分布[J]. 石油天然气学报:江汉石油学院学报,2009,31(5):190-192,196. [Huang Xiaoping, Wang Zhaofeng, Jin Zhenkui, et al. Carboniferous volcanic reservoir and hydrocarbon distribution of Dinan Bump, Junggar Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology: Journal of Jiangnan Petroleum Institute, 2009, 31(5): 190-192, 196.]
- [13] 张焕旭. 准噶尔盆地东道海子凹陷北环带重点构造油气来源及成藏研究[D]. 成都:西南石油大学,2014. [Zhang Huanxu. Hydrocarbon origin and accumulation of the north Dongdaohaizi area, Junggar Basin[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.]
- [14] 戴金星. 天然气地质和地球化学论文集:卷二[C]. 北京:石油工业出版社,2000. [Dai Jinxing. Selected Works of Natural Gas Geology and Geochemistry: Vol. 2[C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.]
- [15] 程鹏,肖贤明,田辉,等. 成熟度对陆相烃源岩可溶有机质 Pr/Ph 比值的影响[J]. 沉积学报,2014,32(1):182-188. [Cheng Peng, Xiao Xianming, Tian Hui, et al. Effects of maturity on the Pr/Ph ratio of the soluble organic matters in the terrestrial source rocks[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(1): 182-188.]
- [16] Peters K E, Moldowan J M. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments[M]. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1993.
- [17] 陈世加,王廷栋,黄清德,等. C₂₉甾烷成熟度指标“倒转”及其地质意义[J]. 天然气地球科学,1997,8(1):28-30. [Chen Shijia, Wang Tingdong, Huang Qingde, et al. Inversion of C₂₉ sterane maturity parameter and the significance for exploration[J]. Natural Gas Geoscience, 1997, 8(1): 28-30.]
- [18] 陈中红,查明,金强. 典型断陷湖盆 C₂₇三降藿烷参数演化及其控制因素——以东营凹陷古近系为例[J]. 沉积学报,2010,28(3):635-642. [Chen Zhonghong, Zha Ming, Jin Qiang. The evolution and its control on maturation parameters relative to C₂₇Trisnorhopane in the representative Faulted Lake-basin: A case study from Paleogene system in Dongying sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(3): 635-642.]
- [19] 路俊刚,陈世加,王绪龙,等. 严重生物降解稠油成熟度判断——以准噶尔盆地三台—北三台地区为例[J]. 石油实验地质,2010,32(4):373-376,386. [Lu Jungang, Chen Shijia, Wang Xulong, et al. Maturity study of the strong biodegradation viscous oil: Taking the Santai-Beisantai area of Junggar Basin as an example[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(4): 373-376, 386.]

- [20] 巩书华,周世新,李靖,等. 准噶尔盆地石炭系与二叠系主力烃源岩地球化学特征对比研究[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1005-1015. [Gong Shuhua, Zhou Shixin, Li Jing, et al. Comparisons of geochemical characteristics of Carboniferous and Permian main source rocks in Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1005-1015.]
- [21] Radke M, Rullkötter J, Vriend S P. Distribution of naphthalenes in crude oils from the Java Sea; source and maturation effects[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1994, 58(17): 3675-3689.
- [22] 陈琰,包建平,刘昭茜,等. 甲基菲指数及甲基菲比值与有机质热演化关系——以柴达木盆地北缘地区为例[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(4): 508-512. [Chen Yan, Bao Jianping, Liu Zhaoqian, et al. Relationship between methylphenanthrene index, methylphenanthrene ratio and organic thermal evolution; Take the northern margin of Qaidam Basin as an example[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(4): 508-512.]
- [23] 唐琪,李美俊. 海相页岩有机质甲基菲指数与成熟度关系[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 62-66. [Tang Qi, Li Meijun. Relationship between methylphenanthrene index and maturity of organic matter in marine shale[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 62-66.]
- [24] Hall P B, Schou L, Bjørøy M. Aromatic hydrocarbon variations in North Sea Wells[M]//Thomas B M. Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian shelf. Netherlands: Springer, 1985: 293-301.

Oil-Gas Source Correlation around Dongdaohaizi Sag for Hydrocarbon Exploration Potential Analysis

ZHANG HuanXu¹, CHEN ShiJia^{1,2}, YANG DiSheng³, MA Jie¹, GUAN Xin¹, ZOU XianLi¹, HUANG Hai¹

1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

2. Sichuan Province Key Laboratory of Natural Gas Geology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

3. Institute of Geophysics, Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Urumqi 830013, China

Abstract: Geochemistry characteristics of the source rock and oil from Dongdaohaizi Sag are studied, such as carbon isotope, Pr/Ph and sterane relative composition, to analyse the hydrocarbon origin and accumulation. The oil-source correlation revealed that: The oil comes mainly from Permian source rock of Pingdiquan Formation, but in the western and central area of Dinan Uplift, the oil is mixed by materials from carboniferous source rock. The maturity of oil is studied through biomarker parameters and alkylphenanthrene index (MPI), as well as the source rock evolution, which indicated that the oil was generated in different stages of source rock evolution. The source rock of Pingdiquan Formation is mature, but oil generated in the peak period of hydrocarbon generation has not migrated into the structural high, which still lies in the slope region of the sag possibly. As a conclusion, low-amplitude structures or the lithology traps in the slope region of Dongdaohaizi Sag is probably a good choice for exploring the oil generated in the peak period of hydrocarbon generation.

Key words: reservoir geochemistry; oil-source correlation; maturity parameters; Dongdaohaizi sag; Dinan Uplift