

柴达木盆地东坪地区一类新的原油及其地球化学特征

包建平¹,王志峰¹,朱翠山¹,汪立群²,陈琰²,周飞²

1.长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室,地球化学系,武汉 430100

2.中石油青海油田分公司勘探开发研究院,甘肃敦煌 736202

摘要 各类生物标志物的组成特征表明:柴达木盆地北缘的冷湖油田原油具有姥植比高($Pr/Ph > 2.0$),重排甾烷(C_{27} 重排甾烷/规则甾烷 $= 0.5 \sim 0.7$)、重排藿烷($diaC_{30}H/C_{30}H = 0.2 \sim 0.4$)和新藿烷($C_{29}Ts/C_{29}H = 0.4 \sim 0.7$)含量中等,伽马蜡烷含量低(伽马蜡烷指数 < 0.05)的特征,它们源于该地区发育的下侏罗统淡水湖沼相烃源岩;而柴西北区咸水湖相原油的姥植比低($Pr/Ph < 0.8$),重排甾烷(C_{27} 重排甾烷/规则甾烷 < 0.1)、重排藿烷($diaC_{30}H/C_{30}H < 0.05$)和新藿烷($C_{29}Ts/C_{29}H = 0.2 \sim 0.4$)含量低和伽马蜡烷含量高(伽马蜡烷指数 $= 0.4 \sim 0.8$),这一系列特征与柴西地区发育的古近系—新近系咸水湖相烃源岩一致。但是,东坪地区原油呈现完全不同的生物标志物组合,主要表现为丰富的伽马蜡烷(伽马蜡烷指数 $= 1.2 \sim 3.0$)与高含量的新藿烷($C_{29}Ts/C_{29}H > 1.5$)、重排藿烷($diaC_{30}H/C_{30}H > 0.7$)和重排甾烷(C_{27} 重排甾烷/规则甾烷 > 0.4)并存,这与地质样品中伽马蜡烷和重排类标志物的分布特征相矛盾,因为依据现有的认识无法解释这一特殊地球化学现象。生物标志物组成特征表明东坪地区原油所具有的特殊生物标志物组合并非源于不同类型原油之间的混合,而是一种客观存在,尽管其确切的地球化学意义和形成条件目前并不清楚。由此可见,东坪地区原油为柴达木盆地一个新的原油类型,推测其烃源岩可能形成于偏酸性的咸水环境。

关键词 伽马蜡烷;新藿烷;重排甾烷;重排藿烷;原油;东坪地区;柴达木盆地

第一作者简介 包建平,男,1962年出生,教授,博士,油气地球化学,E-mail:bjp405@163.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

柴达木盆地是我国西部一个大型复合盆地,面积约为 $12 \times 10^4 \text{ km}^2$,油气资源丰富。柴达木盆地北缘发育侏罗系(J_1 和 J_2)湖沼相烃源岩,并形成了与此相关的一系列油气田如冷湖油田、南八仙油气田、马北油田及牛东油气田等^[1-7],而柴达木盆地西部则发育有咸水—盐湖环境形成的古近系—新近系烃源岩及相关油气聚集,这一地区也是该盆地目前的主要产油气区^[8-14]。由于柴北缘地区和柴西地区发育的烃源岩形成于完全不同的沉积环境,导致不同地区的烃源岩及所生原油会呈现完全不同的地球化学特征。如柴北缘地区的侏罗系淡水湖沼相烃源岩和相关原油具有姥植比高且变化幅度大(Pr/Ph 介于 $2.0 \sim 5.0$)、伽马蜡烷指数低、富含重排类生物标志物(如重排补身烷、重排甾烷和重排藿烷等)和新藿烷类化合物含量较高的特征^[15-24],而柴西地区古近系—新近系咸水湖相烃源岩和相关原油则以正构烷烃系列具有偶碳优势、姥植比低且变化幅度小(Pr/Ph 介于 $0.3 \sim 0.7$)、伽马蜡烷指数和升藿烷指数偏高、重排类生物

标志物和新藿烷类化合物含量明显偏低的特征^[25-34],显示沉积环境的性质控制着烃源岩和原油的地球化学特征。

牛东—东坪地区位于柴达木盆地北缘阿尔金山前,2012年在牛东鼻隆的侏罗系和东坪地区古潜山获得了高产油气流,显示该区具有良好的勘探前景^[35-36]。本文首次报道了东坪地区古近系路乐河组储层产出一类新的原油,其三萜烷类生物标志物呈现出一种特殊且与现有的认识相矛盾的组合特征,这一特征所隐含的地质—地球化学意义值得关注。

1 样品来源与实验分析

1.1 样品来源

东坪地区样品包括油砂和原油两类,其中油砂和原油样品分别取自或产自东坪103井和东坪4井路乐河组。为了明确新发现原油地球化学特征的特殊性,并探讨其可能来源,研究过程中在柴北缘地区冷湖油田的3、4和5号构造分别采集了3个、5个和9个共计17个原油样品,同时在柴西北区的咸水泉油田(4个原油)、小梁山油田(2个原油)、红沟子油田

(3个原油)、尖顶山油田(4个原油)、南翼山油田(7个原油)和油泉子油田(4个原油)共计采集了26个原油样品,它们分别代表侏罗系淡水湖沼相成因原油和古近系—新近系咸水湖相成因原油(图1),并作为对比研究的对象。

1.2 样品分析

样品分离:用二氯甲烷萃取油砂样品中的原油,后用正己烷沉淀原油中的沥青质,再采用硅胶/氧化铝柱层法把脱沥青质原油分离成饱和烃,芳香烃和非烃馏分。然后对饱和烃馏分进行色谱质谱分析。

饱和烃色谱质谱分析:仪器为惠普公司5890台式质谱仪,色谱柱为HP-5 ms石英弹性毛细柱(30 m × 0.25 mm × 0.25 μm),升温程序:50℃恒温2分钟,从50℃至100℃的升温速率为20℃/分钟,100℃至310℃的升温速率为3℃/分钟,310℃恒温15.5分钟。进样器温度300℃,载气为氦气,流速为1.04毫升/分钟,扫描范围为50~550 amu。检测方式为全扫描;电离能量为70 eV,离子源温度230℃。

2 生物标志物分布与组成特征

2.1 链烷烃系列的分布与组成特征

所研究原油样品中的链烷烃系列主要包括正构烷烃系列和类异戊二烯烷烃系列。如图2所示,无论是东坪地区原油,还是冷湖油田原油及柴西北区原油,其正构烷烃系列大多没有明显的碳数优势,但碳数分布范围存在一定差异,其中东坪地区的原油中正

构烷烃系列碳数分布最宽,介于 $nC_{11} \sim nC_{43}$,且高碳数化合物的丰度较高,表明其原始生烃母质较为特殊;其次是尖顶山油田的咸水湖相原油,其正构烷烃系列的碳数介于 $nC_{11} \sim nC_{37}$,与柴西地区典型咸水湖相烃源岩和相关原油具有较好的可比性^[25-27,30-34],这与咸水湖相烃源岩中原始生烃母质以低等生物为主的特征相吻合;而冷湖构造带上淡水湖沼相原油的碳数分布范围相对较窄,一般介于 $nC_{11} \sim nC_{35}$,且高碳数化合物丰度明显偏低,这与柴北缘地区侏罗系淡水湖沼相烃源岩和相关原油中正构烷烃系列的分布特征一致^[15-18,20,24],应该受控于此类烃源岩中的原始生烃母质。需要注意的是东坪103井油砂样品中 C_{15} 以前的轻组分因遭受部分损失而有所偏低,故对低分子量化合物的应用应该谨慎。

姥植比(Pr/Ph)是一个指示沉积环境氧化还原性的良好指标^[37]。但在咸水环境中,古细菌也是烃源岩和相关原油中植烷的可能来源^[38],并会导致姥植比明显偏低。在所分析的原油样品中,柴北缘地区与侏罗系淡水湖沼环境烃源岩相关的原油和柴西北区与古近系—新近系咸水湖相烃源岩相关的原油具有明显不同的姥植比,前者该比值基本都大于2.0,代表一种弱氧化—弱还原的沉积环境,这与该地区侏罗系烃源岩形成的地质背景相吻合,而后者都小于1.0,显示一种较为还原的沉积环境,这也与柴西地区古近系—新近系咸水湖相环境的地质背景一致,表明沉积环境的氧化还原性和古盐度高低是控制这两类原油

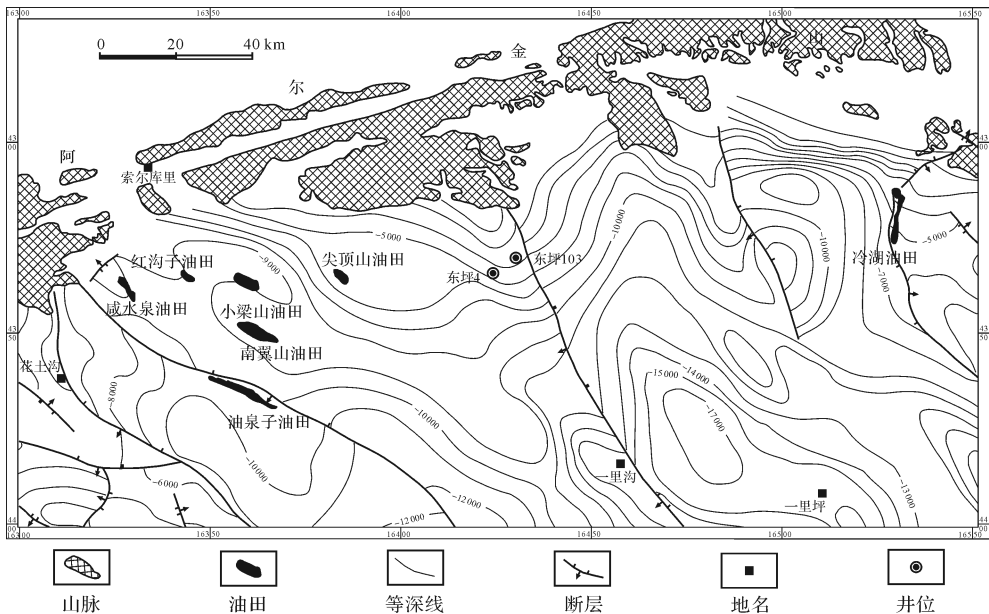


图1 本文研究原油样品在研究区的平面分布特征

Fig. 1 Distribution of crude oil samples in the study area of the Qaidam Basin

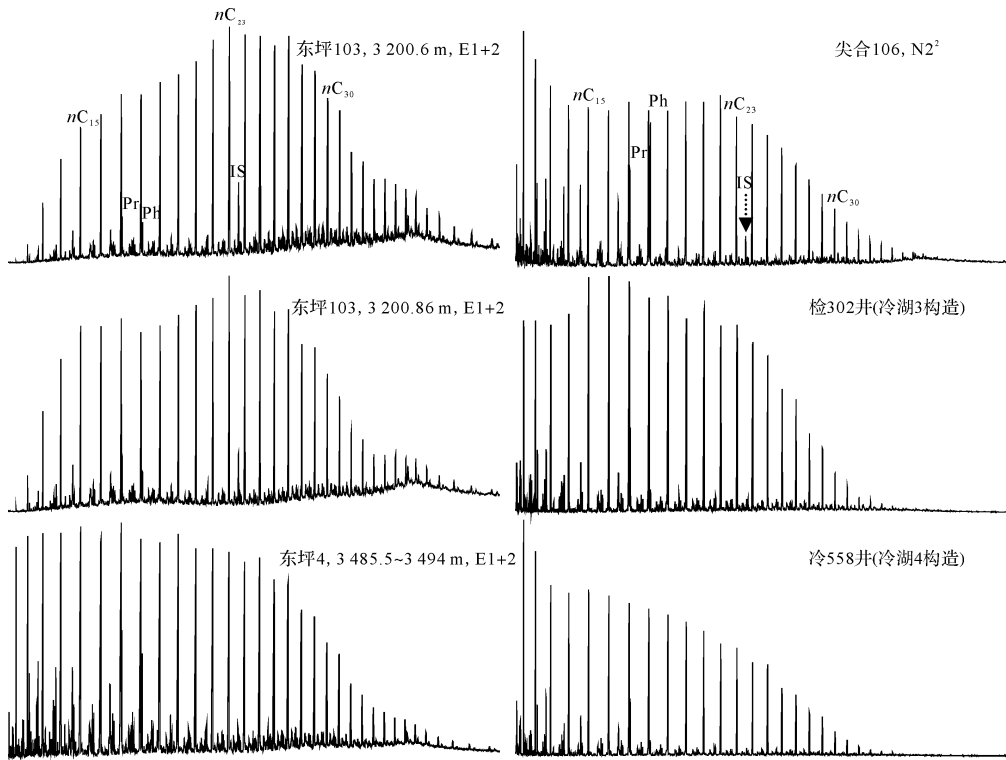


图2 所研究不同成因原油样品中链烷烃系列分布特征(m/z 85),其中 IS 为内标化合物($nC_{21}D_{44}$)

Fig.2 Distribution of chain alkanes in different crude oils from the study area (m/z 85), IS-internal standard compound ($nC_{21}D_{44}$)

中姥植比构成的主要因素。值得注意的是东坪地区原油的姥植比介于 1.0~1.5,略高于柴西北区原油,但明显低于柴北缘地区冷湖油田原油,这一现象暗示这类原油的烃源岩形成环境的氧化还原性和古盐度介于上述两类原油之间,且应该偏向于相对还原和盐度偏高的沉积环境。

原油中姥鲨烷和植烷与相邻正构烷烃的比值(Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18})也可以反映其成因和来源,而且不同成因的原油在相关图版上会呈现明显不同的

分布趋势。就本文所研究原油样品而言,尽管东坪地区原油样品中两比值明显低于柴西北区咸水湖相原油,但它们呈现出的变化趋势是一致的(图3),这一现象暗示着它们之间在成因上是有联系的,总体上属于咸水湖相原油。而柴北缘地区冷湖油田原油中两比值明显偏低,因而它们位于东坪地区原油和柴西北区原油的下方,彼此间没有交集。由此可见,咸水环境与淡水环境形成的烃源岩所生原油的 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 比值是存在显著差异的。

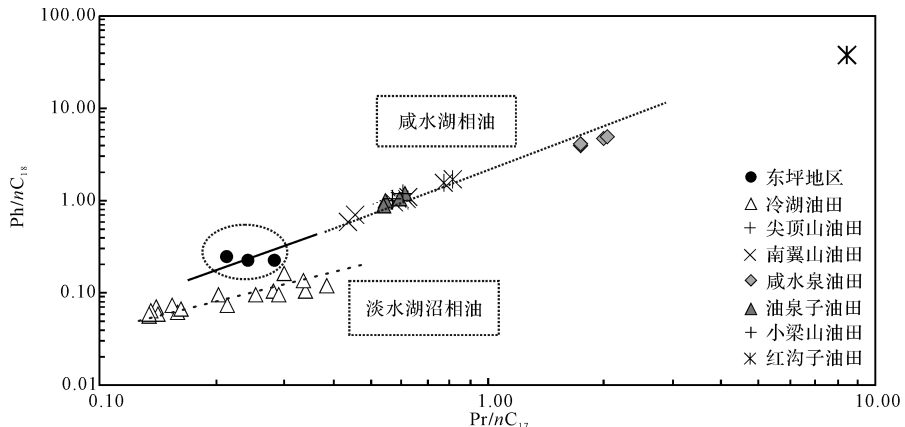


图3 研究区不同成因原油中 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 比值关系图

Fig.3 Plot between Pr/nC_{17} and Ph/nC_{18} ratios in different crude oils from the study area

2.2 萜烷系列的分布与组成特征

一般而言,原油中的萜烷类标志物包括 C_{14-16} 倍半萜烷系列、 C_{19-30} 三环萜烷系列和 C_{24} 四环萜烷、 C_{27-35} 各种藿烷类化合物和伽马蜡烷等,在不同成因和来源的原油中各类生物标志物具有特定的分布与组成特征,因而它们能提供丰富的地球化学信息。鉴于所研究的样品包含了油砂样品,因低分子量化合物的损失可能影响到其中 C_{14-16} 倍半萜烷的分布与组成特征,这里对此类标志物不予讨论。

在所分析的原油样品中,不同类型原油具有明显不同的萜烷分布与组成特征。如图4所示,柴西北区咸水湖相原油中的三环萜烷系列的碳数介于 C_{19-30} 之间,且 C_{19-26} 三环萜烷呈以 C_{23} 为主峰的近正态分布, C_{24} 四环萜烷 ($C_{24}TE$) 的丰度低于相邻的 C_{26} 三环萜烷 ($C_{26}T$), 其 $C_{24}TE/C_{26}T$ 比值均小于 0.50(表1、图5a), 显示咸水环境以藻类为主要原始生烃母质的特点^[39-41]。但柴北缘地区冷湖油田原油则呈现完全不同的分布面貌,其 C_{19-26} 三环萜烷系列各成员的相对丰度呈随碳数增加而下降的阶梯状分布,且基本缺乏 C_{26+} 的长链三环萜烷, C_{24} 四环萜烷的相对丰度远大于相邻的 C_{26} 三环萜烷,

其 $C_{24}TE/C_{26}T$ 比值介于 2.5~3.0(图5a), 显示淡水湖沼环境的特征。东坪地区的原油中,它们的三环萜烷系列和四环萜烷在碳数组成和分布面貌上与柴西北区咸水湖相原油的特征较为接近,其 $C_{24}TE/C_{26}T$ 比值介于 0.4~0.7(图5a), 似乎暗示它们之间在成因和来源上是相近的,它们也可能来源于咸水环境形成的烃源岩。

在三萜烷分布特征上,柴西北区咸水湖相原油中以 $C_{27-35}17\alpha(H)$ -藿烷系列为主,伽马蜡烷含量较高,但 C_{29} 降新藿烷 ($C_{29}Ts$) 和重排藿烷 ($diaC_{30}H$) 的丰度较低,其 $C_{29}Ts/C_{29}H$ 和 $diaC_{30}H/C_{30}H$ 比值分别小于 0.3 和 0.05, 而伽马蜡烷指数则介于 0.5~0.9(图5b, c, d), 这与咸水、偏碱性的还原环境不利于新藿烷和重排藿烷的形成,而有利于伽马蜡烷形成的地质背景是一致的^[42-44]。尽管在柴北缘地区冷湖油田原油中也是以 $C_{27-35}17\alpha(H)$ -藿烷系列为主,但 $C_{29}Ts$ 和 $diaC_{30}H$ 含量中等,伽马蜡烷含量很低,其 $C_{29}Ts/C_{29}H$ 和 $diaC_{30}H/C_{30}H$ 比值分别介于 0.4~0.7 和 0.2~0.4, 而伽马蜡烷指数小于 0.05(图5b, c, d), 这是该地区发育的侏罗系烃源岩形成于淡水湖沼环境的地质背景决定的^[17-18, 21]。

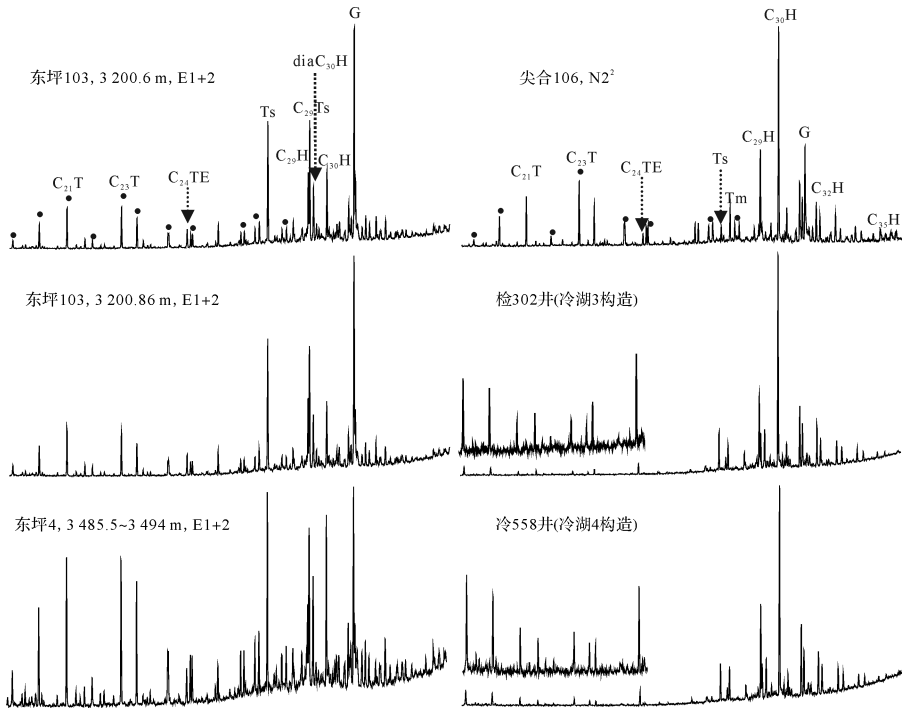


图4 研究区不同成因原油中萜烷类标志物的分布特征。其中:●: C_{19-30} 三环萜烷系列 ($C_{19-30}T$); $C_{24}TE$: C_{24} 四环萜烷; Ts 和 $C_{29}Ts$: C_{27} 三降和 C_{29} 降新藿烷; $C_{29}H-C_{35}H$: $C_{27-35}17\alpha(H)$ -藿烷系列; $diaC_{30}H$: C_{30} 重排藿烷; G : 伽马蜡烷

Fig.4 Distributions of C_{19-30} tricyclic terpanes, C_{24} tetracyclic terpane, hopanoids and gammacerane in different crude oils from the study area. ●: C_{19-30} tricyclic terpanes, $C_{24}TE$: C_{24} tetracyclic terpane, Ts and $C_{29}Ts$: C_{27} trinors-and nor-neohopane, $C_{29}H-C_{35}H$: $C_{27-35}17\alpha(H)$ -hopanes, G : gammacerane

表1 所研究原油中甾烷和各类萜烷生物标志物参数

Table 1 Biomarker parameters of steranes and various terpanes in the studied crude oils

井号	地区/油田	层位	C ₂₄ TE/C ₂₆ T	Ts/Tm	C ₂₉ Ts/C ₂₉ H	diaC ₃₀ H/C ₃₀ H	G/C ₃₀ H	C ₂₀ 20S/20S+20R
东坪4	东坪地区	E ₁₊₂	0.39	7.59	2.01	0.71	1.20	0.42
东坪103	东坪地区	E ₁₊₂	0.68	32.86	1.68	0.90	3.00	0.59
东坪103	东坪地区	E ₁₊₂	0.72	28.47	1.82	0.86	3.14	0.59
冷103	冷湖3	J	1.79	1.75	0.66	0.39	0.06	0.53
检302	冷湖3	J	2.71	1.48	0.50	0.22	0.04	0.50
检303	冷湖3	J	2.52	1.60	0.48	0.25	0.04	0.50
L558	冷湖4	E ₃	2.85	1.03	0.41	0.21	0.04	0.49
L582	冷湖4	E ₃	2.29	1.09	0.39	0.21	0.04	0.50
L586	冷湖4	E ₃	2.66	1.13	0.40	0.22	0.04	0.49
L587	冷湖4	E ₃	2.96	0.99	0.39	0.21	0.04	0.49
L601	冷湖4	Ev3	3.32	1.00	0.43	0.24	0.04	0.51
L3-5	冷湖5	N ₁	3.20	1.51	0.57	0.35	0.05	0.52
L3-32	冷湖5	N ₁	3.42	1.49	0.61	0.36	0.04	0.49
L9701	冷湖5	N ₁	2.82	1.50	0.59	0.40	0.05	0.48
L5-1	冷湖5	N ₁	2.84	1.51	0.52	0.34	0.04	0.52
L5-3	冷湖5	N ₁	3.26	1.53	0.56	0.39	0.05	0.49
L5-6	冷湖5	N ₁	2.68	1.49	0.52	0.33	0.06	0.48
L5-36	冷湖5	N ₁	3.04	1.37	0.55	0.32	0.03	0.51
L5-58	冷湖5	N ₁	3.37	1.45	0.57	0.35	0.05	0.52
6-24	冷湖5	N ₁	2.82	1.62	0.59	0.35	0.06	0.52
尖合106	尖顶山	N ₂ ²	0.30	0.49	0.25	0.07	0.61	0.37
尖合15	尖顶山	N ₂ ²	0.32	0.42	0.23	0.06	0.58	0.36
尖合5	尖顶山	N ₂ ²	0.36	0.37	0.22	0.06	0.56	0.38
尖合67	尖顶山	N ₂ ²	0.36	0.36	0.20	0.04	0.54	0.37
南浅608	南翼山	N ₂ ²	0.44	0.53	0.24	0.05	0.49	0.45
南浅802	南翼山	N ₂ ²	0.50	0.52	0.28	0.05	0.51	0.40
南浅11-11	南翼山	N ₂ ²	0.35	0.74	0.40	0.08	0.40	0.53
南浅5-5	南翼山	N ₂ ²	0.48	0.47	0.26	0.03	0.52	0.37
南浅评3	南翼山	N ₂ ²	0.47	0.50	0.28	0.04	0.50	0.31
南10	南翼山	N ₂ ²	0.16	1.74	0.41	0.20	0.45	0.58
南12	南翼山	N ₂ ²	0.44	0.54	0.28	0.04	0.49	0.43
咸深3	咸水泉	N ₂ ²	0.41	0.29	0.25	0.02	0.84	0.35
咸中4	咸水泉	N ₂ ²	0.39	0.28	0.19	0.02	0.85	0.35
咸19	咸水泉	N ₂ ²	0.41	0.28	0.22	0.02	0.88	0.34
咸27	咸水泉	N ₂ ²	0.41	0.28	0.25	0.01	0.85	0.36
油1-72	油泉子	N ₂ ²	0.47	0.55	0.29	0.03	0.54	0.39
油检2	油泉子	N ₂ ²	0.45	0.44	0.23	0.04	0.53	0.38
油1-17	油泉子	N ₂ ²	0.47	0.43	0.25	0.02	0.57	0.36
油3-82	油泉子	N ₂ ²	0.44	0.41	0.25	0.04	0.57	0.36
红中11	红沟子	N ₂ ²	0.32	0.49	0.29	0.04	0.74	0.44
红中13	红沟子	N ₂ ²	0.31	0.57	0.31	0.05	0.68	0.42
红沟5	红沟子	N ₂ ²	0.40	0.38	0.22	0.03	0.64	0.39
梁深3	小梁山	E ₃	0.43	0.44	0.22	0.02	0.50	0.39
梁深4	小梁山	E ₃	0.43	0.36	0.22	0.03	0.53	0.30

然而,东坪地区原油中的三萜类标志物的分布面貌十分特殊,主要表现为 C₂₇₋₃₅17 α (H)-藿烷系列丰度较低,而新藿烷(包括 Ts 和 C₂₉Ts)和伽马蜡烷异常丰富,重排藿烷含量较高,其 C₂₉Ts/C₂₉H 比值和伽马蜡烷指数分别介于 1.7~2.0 和 1.2~3.0, diaC₃₀H/C₃₀H 比值介于 0.7~0.9(图 5b,c,d),均明显高于柴西

北区咸水湖相原油和柴北缘地区淡水湖相原油而自成一体。显然,这一分布面貌和组成特征既不同于咸水环境,也不同于淡水湖沼环境形成的烃源岩和相关原油中此类标志物的组合特征,这一现象目前还罕见于文献,因而依据现有的认识很难解释三萜烷的这一特殊组合。因为现有的研究表明咸水、强还原环

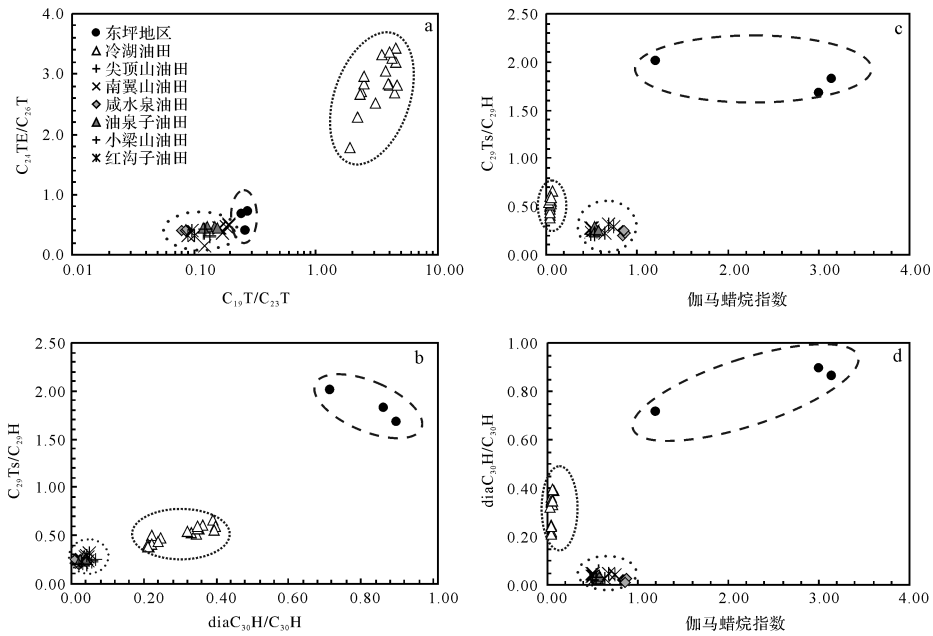


图5 研究区不同成因类型原油中萜烷参数间的关系

Fig.5 The relationship between different terpane parameters in different crude oils from the study area

境形成的地质样品富含伽马蜡烷,但贫重排藿烷和新藿烷^[42-43];而淡水、偏氧化环境形成的地质样品则相对富含重排藿烷和新藿烷,但贫伽马蜡烷^[44-46]。那么,按照现有认识,丰富的伽马蜡烷和高含量的重排藿烷和新藿烷不应该同时出现在同一地质样品中。换言之,东坪地区原油中出现了与现有认知相矛盾的三萜烷组合,这是一个有趣的地球化学现象,值得关注。

2.3 甾烷系列的分布与组成特征

C_{27-29} 甾烷的分布与组成特征不仅与原始生烃母质关系密切,而且还受控于沉积环境的性质如水体古盐度的高低和氧化还原性及烃源岩的岩性,其异构体比值还能判断原油的成熟度。一般而言, C_{27} 和 C_{28} 甾烷主要来源于低等生物藻类,而 C_{29} 甾烷与陆源有机质有关^[47-48]。此外,高盐度、强还原的沉积环境中形成的烃源岩与所生原油常贫重排甾烷,而淡水、偏氧化的沉积环境形成的烃源岩与所生原油常明显富含重排甾烷^[49-50]。

本文所研究原油中的甾烷分布与组成特征差异较大,如图6所示,柴北缘地区冷湖油田原油中 C_{29} 甾烷的丰度明显高于 C_{27} 甾烷,其 $C_{27}R/C_{29}R$ 和 $C_{28}R/C_{29}R$ 比值大多介于0.1~0.4,且重排甾烷的含量明显偏高, C_{27} 和 C_{29} 重排甾烷与规则甾烷的比值分别介于0.5~0.8和0.6~1.0(图7),这与它们来源于该地区发育的侏罗系淡水湖沼相烃源岩的地质背景相吻合,

因为这样的沉积环境才有利于重排甾烷的形成^[4,6-7,17-18,21-22];而柴西北区相关油田的原油中则明显富含 C_{27} 甾烷, C_{29} 甾烷含量相对较低,其 $C_{27}R/C_{29}R$ 和 $C_{28}R/C_{29}R$ 比值大多介于1.0~2.0和0.8~1.2,且重排甾烷含量很低, C_{27} 和 C_{29} 重排甾烷与规则甾烷的比值均小于0.20(图7),显然这一特征是由这些原油来源于该地区发育的咸水湖相烃源岩决定的,因为这样的沉积环境不利于重排甾烷的形成^[14,25-28,32-34]。

东坪地区原油的甾烷分布特征则较为特殊,如它们的 C_{27} 和 C_{28} 甾烷的丰度小于或与 C_{29} 甾烷的丰度相当,其 $C_{27}R/C_{29}R$ 和 $C_{28}R/C_{29}R$ 比值介于0.4~0.7(图7b),这一比值较柴北缘地区冷湖油田的淡水湖相原油高,但又明显低于柴西北区咸水湖相原油,由此表明低等生物藻类也是此类原油的重要原始生烃母质,但其重要程度则介于柴西北区原油与柴北缘地区原油之间。而较为特殊的是东坪地区此类原油中明显富含重排甾烷,其 C_{27} 和 C_{29} 重排甾烷与相应规则甾烷的比值介于0.5~0.6和0.6~1.2,这与柴北缘地区冷湖油田的原油相当,但明显高于柴西北区咸水湖相原油(图7a),这与其富含伽马蜡烷的现象显然是矛盾的。

按照现有的认识,高伽马蜡烷的咸水环境形成的烃源岩及相关原油应该贫重排甾烷、重排藿烷和新藿烷,如柴西地区的咸水湖相原油^[25-27,32],而贫伽马蜡烷的淡水湖沼环境形成的烃源岩和相关原油则富含

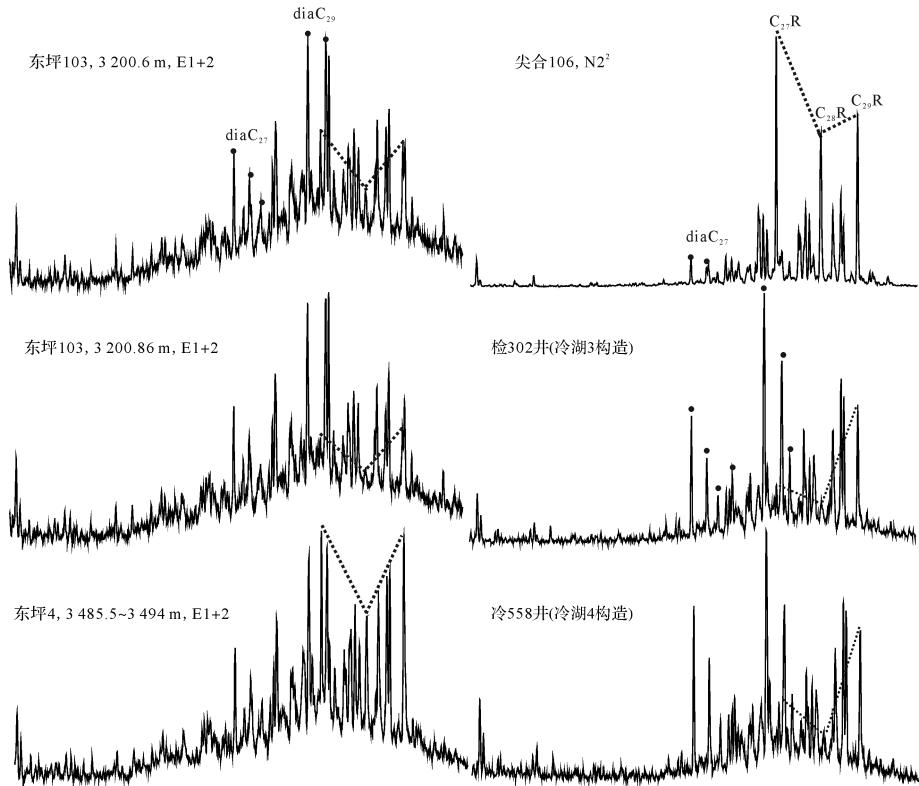


图6 研究区不同成因类型原油中甾烷系列的分布特征(“●”者为重排甾烷)

Fig.6 Distributions of steranes in different crude oils from the study area(“●”—diasteranes)

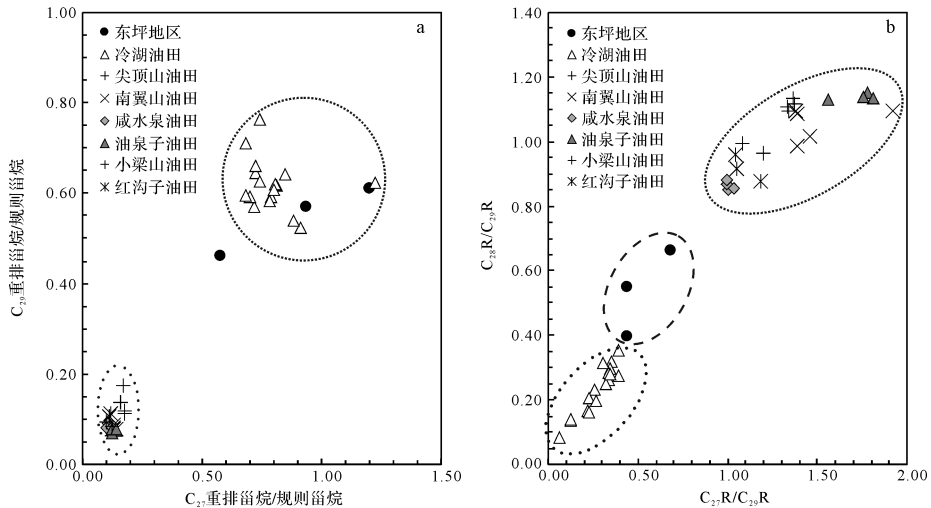


图7 研究区不同成因类型原油中重排甾烷组成(a)和甾烷碳数组成(b)关系图

Fig.7 Plots between the relative compositions of C₂₇ and C₂₉ diasteranes (a) and the carbon number of C₂₇₋₂₉ steranes (b) in different crude oils from the study area

重排甾烷、重排藿烷和新藿烷,如柴北缘地区冷湖构造带上的淡水湖沼相原油^[16-18,24]。但东坪地区原油中出现了高含量的重排甾烷、重排藿烷和新藿烷与丰富的伽马蜡烷并存的“异常”地球化学现象,这在地

质样品中十分罕见,目前还罕见于文献。那么,原油中出现如此特殊的生物标志物组合究竟是不同成因类型原油之间的混合所致,还是代表了一种目前还未被认识的客观地球化学现象,这是值得探究的。

3 东坪地区原油成因与来源分析

3.1 重排类标志物与成熟度间的关系

原油中重排甾烷的含量不但受烃源岩的沉积有机相带和岩性控制,同时也受有机质成熟度的影响,来源相近的原油中重排甾烷的相对丰度随成熟度升高而增加。 C_{29} 甾烷异构体比值是衡量原油成熟度常用指标,计算结果表明柴西北区相关油田的咸水湖相原油其 $C_{29} 20S/20S+20R$ 比值大多小于 0.40,基本属于低成熟油。而南翼山油田的少数原油中该比值大于 0.50,如南浅 11-11 和南 10 井原油,显示属于成熟原油。柴北缘地区冷湖油田的原油和东坪地区原油中该比值都大于 0.40,表明这些原油均属于成熟原油。那么,东坪地区原油中十分丰富的新藿烷、重排藿烷和重排甾烷是否与其成熟度偏高有关呢?

如图 8 所示,在 $C_{29} 20S/20S+20R$ 比值与相关标志物相对组成 (C_{27} 重排甾烷/规则甾烷、 Ts/Tm 、 $diaC_{30}H/C_{30}H$ 和 $C_{29}Ts/C_{29}H$) 间的关系图上并没有呈现出明显的相关性。如东坪地区原油与柴北缘地区冷湖油田原油中重排甾烷的含量是相近的,因而它们相聚成类,但与柴西北区重排甾烷明显偏低的咸水湖相原油存在本质区别(图 8a),这与成熟度的不同似乎没有内在联系。在重排藿烷和新藿烷相对含量上,东坪地区原油不但高于柴北缘地区冷湖油田淡水湖沼相原油,更是远高于柴西北区咸水湖相原油,因而

它们分布在图的上方(图 8b,c,d),显然这一差异也与成熟度相对高低无关。换言之,东坪地区原油中新藿烷和重排藿烷异常丰富这一现象应该是一个与其成熟度相对高低无关的客观地球化学现象,这可能与原油的成因有关。

当然,仔细比较可以发现柴西北区不同油田原油中新藿烷和重排藿烷相对丰度的变化与成熟度之间是存在明显正相关性的,而且不同化合物与成熟度间的相关关系也是不同的,如新藿烷相对组成与成熟度之间呈线性关系,而重排藿烷相对组成与成熟度间则呈指数关系,这也佐证了相近来源的原油中新藿烷和重排藿烷的相对丰度变化可以反映其成熟度的高低。但东坪地区原油的数据点均不在柴西北区咸水湖相原油相关性的趋势线上,表明它们的来源不尽相同。

3.2 特殊甾、萜烷组合与不同成因原油间的关系

众所周知,柴达木盆地主要存在两类原油,其一分布在柴北缘地区,它们来源于该地区发育的侏罗系淡水湖沼相烃源岩,相关原油所呈现出来的生物标志物组合特征与冷湖油田原油一致,表现为低伽马蜡烷和中等含量新藿烷、重排藿烷和重排甾烷^[16-18,24];其二分布在柴西地区,它们来源于该地区发育的古近系—新近系咸水—盐湖环境形成的烃源岩,相关原油具有高盐环境所特有的生物标志物组合特征,如伽马蜡烷含量高,而重排类标志物和新藿烷含量明显偏低^[25-27,32-33],这在柴西北区相关油田原油中得到了

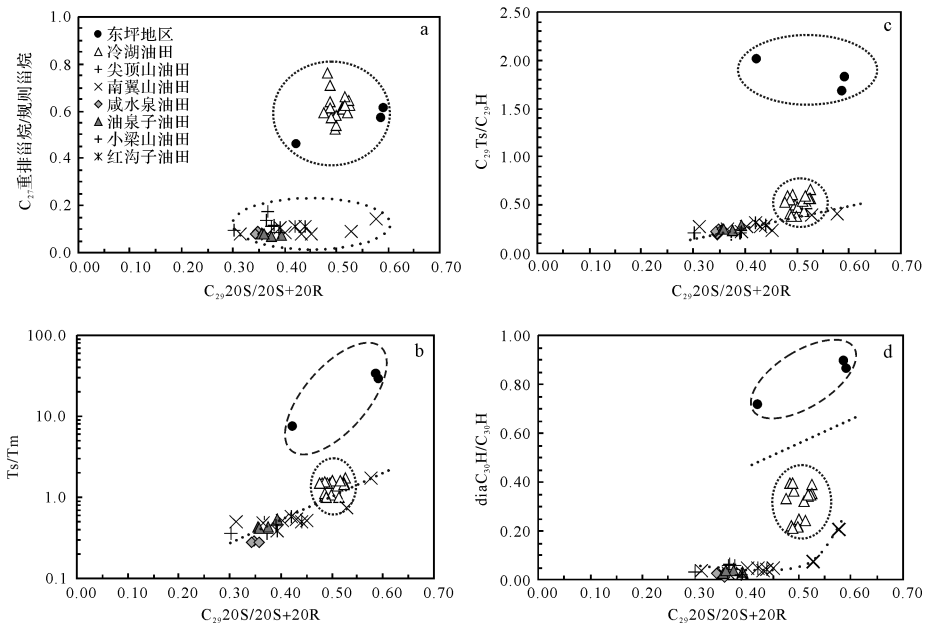


图 8 研究区不同类型原油中 $C_{29} 20S/20S+20R$ 与重排甾烷(a)、 C_{27} 和 C_{29} 新藿烷(b,c)和重排藿烷(d)相对组成间的关系

Fig.8 The relationship between $C_{29} 20S/20S+20R$ and C_{27} rearranged steranes/regular steranes (a), Ts/Tm (b),

$C_{29} Ts/C_{29} H$ (c), and $diaC_{30} H$ (d) in different crude oils from study area

证实。那么,东坪地区原油中出现的特殊生物标志物组合是不是研究区不同成因和来源的原油混合所致呢?

显然,如果东坪地区的原油是柴西地区咸水湖相原油和柴北缘地区淡水湖沼相原油之间的混源油,那么在相关生物标志物组成特征的关系图上它们应该分布在这两个端元油之间。但实际情况恰好相反,此类原油并不处于两个端元油之间,且在大多数情况下相关生物标志物的组成特征远高于这两个端元油而自成一体(图5b,c,d、图7a、图8a~d),即它不可能是柴西北区咸水湖相原油和柴北缘地区淡水湖沼相原油之间的混源油。

甾萜比(C_{27-29} 重排甾萜+规则甾萜/ C_{27-35} 藿萜+新藿萜和重排藿萜)是一个反映真核生物和原核生物细菌相对贡献的指标。在所分析的不同类型原油中,柴北缘地区冷湖油田淡水湖沼相原油中该比值介于0.3~0.5,表明原核生物细菌的贡献明显大于真核生物,而柴西北区咸水湖相原油中该比值则介于2.0~4.0,显示真核生物的贡献远高于原核生物细菌的贡献,这与淡水湖沼环境和咸水湖相环境中原始生烃母质的构成是一致的。但值得注意的是东坪地区原油中这一比值仅在0.2~0.4,与柴北缘地区的淡水湖沼相原油相近,这与高伽马蜡烷指数所代表的咸水环境中的原始生源构成并不吻合,显然用柴西北区咸水

湖相原油与柴北缘地区淡水湖沼相原油发生混合也无法解释这一现象。由此可见,这一系列特殊甾、萜烷组合清楚地表明东坪地区的原油不可能是柴西北区咸水湖相原油和柴北缘地区淡水湖沼相原油之间的混源油,它们应该有自身独立的来源。

3.3 生物标志物特殊组合与沉积环境间的关系

按照现有的认识,丰富的重排甾萜、重排藿萜和新藿萜系列大多出现在淡水湖沼环境形成的烃源岩和相关原油中,这也是由这些生物标志物的形成需要偏氧化沉积—成岩环境和偏酸性的介质条件以及黏土矿物的催化作用决定的,而与高盐度水体相伴随的强还原环境和偏碱性的介质条件是不利于此类标志物形成的,但此时会出现丰度较高的伽马蜡烷^[42-46]。那么,如何解释东坪地区原油所呈现出的特殊甾、萜烷组合?

姥植比(Pr/Ph)是一个常用的反映沉积环境氧化还原性的指标,在正常情况下,它与伽马蜡烷指数之间呈现负相关性^[51],而与新藿萜、重排藿萜和重排甾萜相对组成之间正相关^[45-46,49]。但柴达木盆地不同类型原油中相关生物标志物参数与姥植比间的关系较为复杂,它们之间的关系基本都不是简单的正相关或负相关那么简单,而大多呈现出较为复杂的“三角”关系(图9),这也从一个侧面说明东坪地区具有

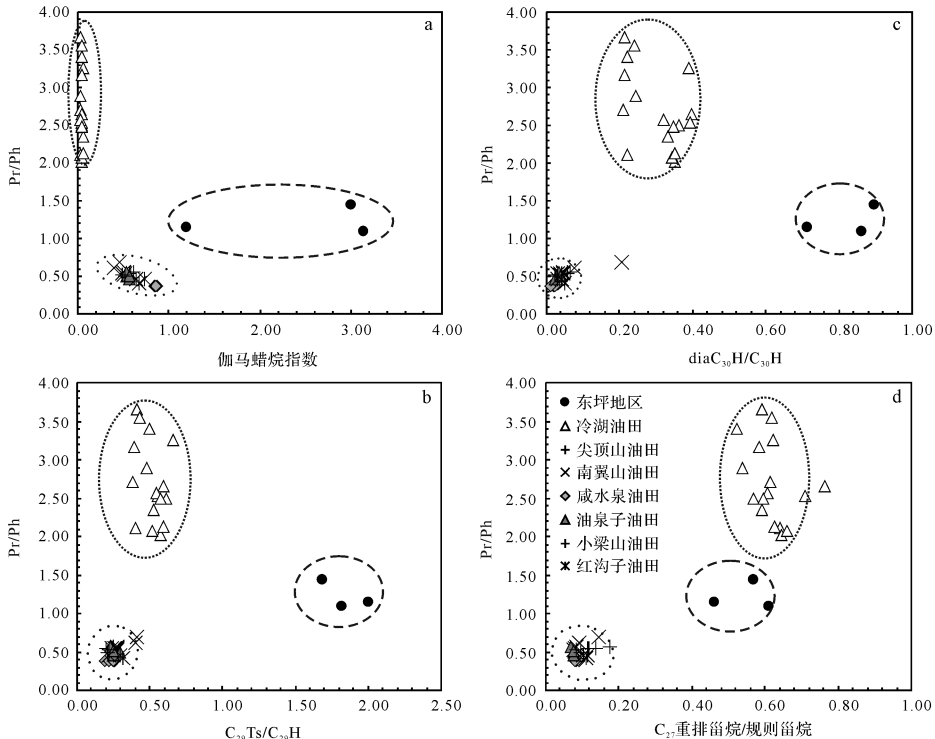


图9 研究区不同类型原油中 Pr/Ph 与相关甾、萜烷参数间的关系

Fig.9 The plots between Pr/Ph and related steranes and triterpanes parameters in different crude oils from study area

特殊甾、萘烷组合的原油应该具有自身独立的来源。上述现象揭示出影响地质样品中相关生物标志物相对组成的因素可能远较人们以往的认识来得复杂,只是有些地球化学现象由于受到钻遇地层和研究程度的限制还未被人们认识,但它们是客观存在的。

无独有偶,笔者在研究苏北盆地古近系泥页岩资源量时曾在古新统阜四段下部湖相烃源岩中遇到过类似的生物标志物组合,这些烃源岩也呈现出重排藿烷、新藿烷和重排甾烷与伽马蜡烷均十分丰富的现象^①,可见在一定的地质条件下是可以形成这一特殊生物标志物组合的,尽管目前还不清楚其内在原因。由此可见,东坪地区具有特殊甾、萘烷组合的原油是柴达木盆地一个新的原油类型,高含量伽马蜡烷表明这类原油与咸水环境形成的烃源岩有关,而伴随有丰富的重排类标志物和新藿烷这一现象可能暗示一种偏酸性的沉积—成岩条件,即这类原油可能来源于偏酸性的咸水环境形成的烃源岩,这与柴西地区偏碱性的咸水湖相环境是有区别的。

从区域构造位置和地质特征上看,东坪地区为阿尔金山前的一个鼻状隆起,尽管附近有侏罗系和新生界沉积地层,但厚度小,埋深浅,目前仍处于未成熟阶段,不具备生烃和供烃的石油地质条件^[36]。东坪地区的西南与发育有古近系—新近系咸水湖相烃源岩的区域相邻,而东南侧的坪东—一里坪凹陷则残留有侏罗系淡水湖沼相烃源岩^[36],因此从供烃的角度判断东坪地区是一个有利油气聚集的场所。气源对比结果表明该地区的天然气主要来源于坪东—一里坪凹陷中发育的侏罗系淡水湖沼相烃源岩^[35-36],而具有特殊生物标志物组合特征的原油可能来源于其西南发育有古近系—新近系咸水湖相烃源岩的烃源灶。此外,新发现原油在研究区的分布明显较其它成因类型的原油局限,推测其烃源岩的分布区域可能也十分有限,这可能与特有的生物标志物组合需要特定的沉积—成岩条件有关。

4 结论

东坪地区古近系路乐河组储层所产原油的 Pr/Ph 比介于 1.0~1.5,小于柴北缘地区淡水湖沼相原油 (Pr/Ph=2.0~5.0),但高于柴西北区咸水湖相原油 (Pr/Ph<1.0),在 Pr/nC₁₇与 Ph/nC₁₈关系图中东坪地区原油与柴西北区咸水湖相原油更为接近,总体上呈

现咸水湖相原油的特征。但是,东坪地区原油存在特殊的甾、萘烷组合,主要表现为丰富的伽马蜡烷(伽马蜡烷指数大于 1.0)与高含量的新藿烷(C₂₉Ts/C₂₉H>1.5)、重排藿烷(diaC₃₀H/C₃₀H>0.7)和重排甾烷(C₂₇重排甾烷/规则甾烷>0.4)同时并存,这一现象目前罕见于文献,因而无法从现有生物标志物地球化学知识中得到合理解释。研究区不同类型原油之间的系统对比结果表明这一特殊甾、萘烷组合是一个客观存在的地球化学现象,而不是源于不同类型原油之间的混合。因此,东坪地区原油是柴达木盆地一个新的原油类型,具有独立的来源,推测可能与偏酸性的咸水环境形成的烃源岩有关。

参考文献 (References)

- [1] 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. [Yuan Jianying, Chen Qilin, Chen Yingbin, et al. Petroleum geological character and favorable exploration domains of Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(5): 640-644.]
- [2] 薛光华,杨永泰. 柴达木盆地北缘油气分布规律研究[J]. 石油实验地质, 2002, 24(2): 141-146. [Xue Guanghua, Yang Yongtai. Study on the distribution rules of hydrocarbon in the northern margin of the Qaidam Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(2): 141-146.]
- [3] 曲江秀,高长海,查明. 柴北缘冷湖—南八仙构造带油气运移通道研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(3): 24-28. [Qu Jiangxiu, Gao Changhai, Zha Ming. Hydrocarbon migration pathway in Lenghu-Nanbaxian structural belt, the northern Qaidam Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(3): 24-28.]
- [4] 汪立群,庞雄奇,党玉琪,等. 柴北缘马海—大红沟凸起油气成藏模式与有利勘探目标[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(6): 696-702. [Wang Liqun, Pang Xiongqi, Dang Yuqi, et al. Reservoir patterns and favorable exploration targets in Mahai-Dahonggou salient in the northern edge of Qaidam Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(6): 696-702.]
- [5] 王昌桂,马力协. 柴达木盆地北缘油气勘探潜力[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(4): 350-352, 379. [Wang Changgui, Ma Lixie. Prospect for petroleum exploration in northern margin of Qaidam Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(4): 350-352, 379.]
- [6] 翟志伟,张永庶,杨红梅,等. 柴达木盆地北缘侏罗系有效烃源岩特征及油气聚集规律[J]. 天然气工业, 2013, 33(9): 36-42. [Zhai Zhiwei, Zhang Yongshu, Yang Hongmei, et al. Characteristics of effective source rocks in the Jurassic and hydrocarbon accumulation patterns in the areas near the northern margin of the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(9): 36-42.]

①包建平,朱翠山,等. 苏北盆地泥页岩系统资源量计算的关键参数研究[R]. 长江大学与江苏油田地质科学研究院, 2013, 内部报告

- [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[J]. 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[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(1): 143-149.]
- [8] 王力,金强. 柴达木盆地西部第三系烃源灶及其对油气聚集的控制作用[J]. 石油与天然气地质,2005,26(4):467-472. [Wang Li, Jin Qiang. Tertiary hydrocarbon kitchen in western Qaidam Basin and its control on hydrocarbon accumulation[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(4): 467-472.]
- [9] 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):125-129,135. [Jin Qiang, Zha Ming, Zhao Lei. Identification of effective source rocks in the Tertiary evaporate facies in the western Qaidam Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(1): 125-129, 135.]
- [10] 隋立伟,方世虎,孙永河,等. 柴达木盆地西部狮子沟—英东构造带构造演化及控藏特征[J]. 地学前缘,2014,21(1):261-270. [Sui Liwei, Fang Shihu, Sun Yonghe, et al. The tectonic evolution and accumulation controlling characteristics of Shizigou-Yingdong structural belt of western Qaidam Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2014, 21(1): 261-270.]
- [11] 付锁堂. 柴达木盆地西部油气成藏主控因素与有利勘探方向[J]. 沉积学报,2010,28(2):373-379. [Fu Suotang. Key controlling factors of oil and gas accumulation in the western Qaidam Basin and its implications for favorable exploration direction[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(2): 373-379.]
- [12] 刘军,刘成林,孙平,等. 柴达木盆地西部地区咸化湖盆天然气地球化学特征及成因类型判识指标:以古近系—新近系为例[J]. 地质通报,2016,35(2/3):321-328. [Liu Jun, Liu Chenglin, Sun Ping, et al. Geochemical characteristics of natural gas in saline basin of western Qaidam Basin: A case study of Paleogene-Neogen strata[J]. Geological Bulletin of China, 2016, 35(2/3): 321-328.]
- [13] 江小青,吕宗伦,孙柏年,等. 柴达木盆地西部小梁山凹陷烃源岩评价[J]. 天然气地球科学,2009,20(3):405-410. [Jiang Xiaoping, Lü Zonglun, Sun Bainian, et al. Evaluation of hydrocarbon source rocks in Xiaoliangshan sag, western Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(3): 405-410.]
- [14] 何金先,段毅,张晓丽,等. 柴西地区上干柴沟组上段咸水湖相烃源岩生烃条件研究[J]. 矿产与地质,2011,25(3):242-247. [He Jinxian, Duan Yi, Zhang Xiaoli, et al. Study on hydrocarbon generation conditions of saline lacustrine source rocks of the upper unit of the Upper Ganchaigou Formation in western Qaidam Basin[J]. Mineral Resources and Geology, 2011, 25(3): 242-247.]
- [15] 胡雄,李延钧,陈新领,等. 柴北缘马海地区油气全烃地球化学特征与成因[J]. 天然气地球科学,2005,16(5):612-616. [Hu Xiong, Li Yanjun, Chen Xinling, et al. Origin and whole-hydrocarbon geochemical characteristics of oil and gas from Mahai area, north edge of Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(5): 612-616.]
- [16] 曹占元,梁晓飞,张晓宝,等. 柴北缘鱼卡地区油砂有机地球化学特征研究[J]. 科学技术与工程,2015,15(24):132-137. [Cao Zhanyuan, Liang Xiaofei, Zhang Xiaobao, et al. The geochemical characterization of oil sand in Yuqia area, the northern margin of Qaidam Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(24): 132-137.]
- [17] 胡勇,刘平,曹海防. 柴北缘侏罗系烃源岩地球化学特征及其综合评价[J]. 大地构造与成矿学,2004,28(4):464-469. [Hu Yong, Liu Ping, Cao Haifang. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation capability of the Jurassic hydrocarbon source rock on the northern edge of Qaidam Basin[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2004, 28(4): 464-469.]
- [18] 刘义梅,丁卫星,黄洪升. 柴达木盆地北缘红山地区油源研究及意义[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2008,30(1):177-179. [Liu Yimei, Ding Weixing, Huang Hongsheng. Oil source and its significance of Hongshan region in north Qaidam Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology (Journal of Jianghan Petroleum Institute), 2008, 30(1): 177-179.]
- [19] 宋成鹏,张晓宝,汪立群,等. 柴达木盆地北缘天然气成因类型及气源判识[J]. 石油与天然气地质,2009,30(1):90-96. [Song Chengpeng, Zhang Xiaobao, Wang Liqun, et al. A study on genetic types and source discrimination of natural gas in the north margin of the Qaidam Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(1): 90-96.]
- [20] 张明峰,妥进才,吴陈君,等. 柴达木盆地北缘原油中单体正构烷烃的碳、氢同位素组成研究[J]. 沉积学报,2012,30(5):983-990. [Zhang Mingfeng, Tuo Jincai, Wu Chenjun, et al. Carbon and hydrogen isotopic composition of individual n-alkanes for crude oil from north margin of Qaidam Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(5): 983-990.]
- [21] 杨平,杨玉芹,马立协,等. 柴达木盆地北缘侏罗系沉积环境演变及其石油地质意义[J]. 石油勘探与开发,2007,34(2):160-164. [Yang Ping, Yang Yuqin, Ma Lixie, et al. Evolution of the Jurassic sedimentary environment in northern margin of Qaidam Basin and its significance in petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 160-164.]
- [22] 付玲,张子亚,张道伟,等. 柴达木盆地北缘侏罗系烃源岩差异性研究及勘探意义[J]. 天然气地球科学,2010,21(2):218-223. [Fu Ling, Zhang Ziya, Zhang Daowei, et al. Difference between middle and lower Jurassic source rocks in northern margin of Qaidam Basin and potential exploration significances[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(2): 218-223.]
- [23] 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.]
- [24] 徐文,包建平,朱建峰,等. 柴达木盆地北缘冷湖地区原油对比[J]. 世界地质,2012,31(2):357-364. [Xu Wen, Bao Jianping, Zhu Jianfeng, et al. Correlation of crude oil from Lenghu area in

- northern Qaidam Basin[J]. *Global Geology*, 2012, 31(2): 357-364.]
- [25] 朱扬明, 苏爱国, 梁狄刚, 等. 柴达木盆地西部第三系咸水湖相原油地球化学特征[J]. *地质科学*, 2004, 39(4): 475-485. [Zhu Yangming, Su Aiguo, Liang Digang, et al. Geochemical characteristics of tertiary saline lacustrine oils in the Qaidam Basin[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2004, 39(4): 475-485.]
- [26] 肖飞, 包建平, 朱翠山, 等. 柴达木盆地西部典型油田原油地球化学特征对比[J]. *地球科学与环境学报*, 2012, 34(4): 43-52. [Xiao Fei, Bao Jianping, Zhu Cuishan, et al. Comparison of the geochemical characteristics of crude oils from typical oilfields in western Qaidam Basin[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2012, 34(4): 43-52.]
- [27] 施洋, 包建平, 朱翠山, 等. 柴达木盆地西部七个泉与咸水泉油田原油地球化学特征对比研究[J]. *天然气地球科学*, 2010, 21(1): 132-138. [Shi Yang, Bao Jianping, Zhu Cuishan, et al. Comparative study on geochemistry between crude oils from Qiqequan and Xianshuiquan oilfields in western Qaidam Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(1): 132-138.]
- [28] 赵东升, 张敏, 张道伟, 等. 柴达木盆地西部地区古、新近系油源成熟度[J]. *沉积学报*, 2007, 25(2): 319-324. [Zhao Dongsheng, Zhang Min, Zhang Daowei, et al. Maturity of tertiary oil-source in west Qaidam Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(2): 319-324.]
- [29] 段毅, 王传远, 郑朝阳, 等. 柴达木盆地西部尕斯库勒油田原油地球化学特征及成因[J]. *岩石学报*, 2006, 26(1): 86-91. [Duan Yi, Wang Chuanyuan, Zheng Chaoyang, et al. Geochemical characteristics and genesis of crude oils from Gaskule oilfield in Western Qaidam Basin[J]. *Journal of Mineral Petrology*, 2006, 26(1): 86-91.]
- [30] 朱扬明, 苏爱国, 梁狄刚, 等. 柴达木盆地咸湖相生油岩正构烷烃分布特征及其成因[J]. *地球化学*, 2003, 32(2): 117-123. [Zhu Yangming, Su Aiguo, Liang Digang, et al. Distribution characterization and origin of n-alkanes in saline lacustrine source rocks of Qaidam Basin[J]. *Geochimica*, 2003, 32(2): 117-123.]
- [31] 宋振响, 周世新, 穆亚蓬, 等. 正构烷烃分布模式判断柴西主力烃源岩[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(2): 182-187, 192. [Song Zhenxiang, Zhou Shixin, Mu Yapeng, et al. Identification of chief hydrocarbon source rocks based on n-alkane distribution patterns in western Qaidam Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(2): 182-187, 192.]
- [32] 包建平, 朱翠山, 汪立群. 柴达木盆地西部原油地球化学特征对比[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(3): 353-359. [Bao Jianping, Zhu Cuishan, Wang Liqun. Geochemical characteristic comparison of crude oil samples from the western Qaidam Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(3): 353-359.]
- [33] 王强, 王飞宇, 陈琰, 等. 柴达木盆地西部油族划分及成因研究[J]. *地球化学*, 2014, 43(2): 122-130. [Wang Qiang, Wang Feiyu, Chen Yan, et al. The oil families and their genesis in the western Qaidam Basin[J]. *Geochimica*, 2014, 43(2): 122-130.]
- [34] 李洪波, 张敏, 张春明, 等. 柴达木盆地西部南区第三系烃源岩地球化学特征[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(4): 519-523. [Li Hongbo, Zhang Min, Zhang Chunming, et al. Geochemical characteristics of tertiary source rocks in the south area of western Qaidam Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(4): 519-523.]
- [35] 曹正林, 魏志福, 张小军, 等. 柴达木盆地东坪地区油气源对比分析[J]. *岩性油气藏*, 2013, 25(3): 17-20, 42. [Cao Zhenglin, Wei Zhifu, Zhang Xiaojun, et al. Oil-gas source correlation in Dongping area, Qaidam Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2013, 25(3): 17-20, 42.]
- [36] 周飞, 张永庶, 王彩霞, 等. 柴达木盆地东坪—牛东地区天然气地球化学特征及来源探讨[J]. *天然气地球化学*, 2016, 27(7): 1312-1323. [Zhou Fei, Zhang Yongshu, Wang Caixia, et al. Geochemical characteristics and origin of natural gas in Dongping-Niudong areas, Qaidam Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(7): 1312-1323.]
- [37] Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, et al. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation[J]. *Nature*, 1978, 272(5650): 216-222.
- [38] Chappe B, Albrecht P, Michaelis W. Polar lipids of archaeobacteria in sediments and petroleum[J]. *Science*, 1982, 217(4554): 65-66.
- [39] Moldowan J M, Seifert W K, Gallegos E J. Identification of an extended series of tricyclic terpanes in petroleum[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1983, 47(8): 1531-1534.
- [40] de Grand S M B, Aquino Neto F R, Mello M R. Extended tricyclic terpanes in sediments and petroleum[J]. *Organic Geochemistry*, 1993, 20(7): 1039-1047.
- [41] Azevedo D A, Aquino Neto F R, Simoneit B R T, et al. Novel series of tricyclic aromatic terpanes characterized in Tasmanian tasmanite[J]. *Organic Geochemistry*, 1992, 18(1): 9-16.
- [42] Venkatesan M I. Tetrahymanol: its widespread occurrence and geochemical significance[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1989, 53(11): 3095-3101.
- [43] ten Haven H L, de Leeuw J W, Sinnighe Damsté J S, et al. Application of biological markers in the recognition of palaeohypersaline environments[M]//Fleet A J, Kelts K, Talbot M R. Lacustrine petroleum source rocks. London: Blackwell, 1988: 123-130.
- [44] Moldowan J M, Fago F J, Carlson R M K, et al. Rearranged Hopanes in sediments and petroleum[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1991, 55(11): 3333-3353.
- [45] Philp R P, Gilbert T D. Biomarker distributions in Australian oils predominantly derived from terrigenous source material[J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(1/2/3): 73-84.
- [46] Volkman J K, Alexander R, Kagi R I, et al. A Geochemical reconstruction of oil generation in the Barrow Sub-Basin of western Australia[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1983, 47(12): 2091-2105.
- [47] Huang W Y, Meinschein W G. Sterols as ecological indicators[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1979, 43(5): 739-745.
- [48] Mackenzie A S, Disko U, Rullkötter J. Determination of hydrocar-

bon distributions in oils and sediment extracts by gas chromatography-high resolution mass spectrometry [J]. *Organic Geochemistry*, 1983, 5(2): 57-63.

[49] Moldowan J M, Sundararaman P, Schoell M. Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany [J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(4/5/6): 915-926.

[50] Mello M R, Telnaes N, Gaglianone P C, et al. *Organic geochemi-*

cal characterisation of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins [J]. *Organic Geochemistry*, 1988, 13(1/2/3): 31-45.

[51] 包建平, 马安来, 李贤庆. 盐湖盆地未熟—低熟油; 地球化学研究 [M]. 北京: 地质出版社, 2006: 94-106. [Bao Jianping, Ma Anlai, Li Xianqing. *Geochemistry on immature and low mature oils in hypersaline lacustrine basin* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2006: 94-106.]

A New Kind of Crude Oils and the Geochemical Characteristics in the Dongping Area, Qaidam Basin

BAO JianPing¹, WANG ZhiFeng¹, ZHU CuiShan¹, WANG LiQun², CHEN Yan², ZHOU Fei²

1. Key Laboratory of Oil & Gas Resource and Exploration Technology, Geochemistry Department, Yangtze University, Wuhan, 430100, China

2. Exploration & Development Institute, Qinghai Oilfield of CNPC, Dunhuang, Gansu 736202, China

Abstract: Based on compositions of various biomarkers, the crude oils from northern Qaidam Basin have relatively higher Pr/Ph ratios (>2.0), moderate contents of rearranged steranes ($\text{diaC}_{27}/\text{reC}_{27}=0.5-0.7$), rearranged hopane ($\text{diaC}_{30}\text{H}/\text{C}_{30}\text{H}=0.2-0.4$) and neohopane ($\text{C}_{29}\text{Ts}/\text{C}_{29}\text{H}=0.4-0.7$), and lower gammacerane (gammacerane index <0.05), consistent with depositional environments of Lower Jurassic source rocks. However, the crude oils from the north oilfields in western Qaidam Basin have the characteristics of lower Pr/Ph ratios (<0.8), lower contents of rearranged steranes ($\text{diaC}_{27}/\text{reC}_{27}<0.1$), rearranged hopane ($\text{diaC}_{30}\text{H}/\text{C}_{30}\text{H}<0.05$) and neohopane ($\text{C}_{29}\text{Ts}/\text{C}_{29}\text{H}=0.2-0.4$), and abundant gammacerane (gammacerane index $=0.4-0.8$), which may relate to saline source rocks. The crude oils from the Dongping area have a completely different biomarker assemblage from the two kinds of crude oils mentioned above in the study area, that is, abundant gammacerane (gammacerane index $=1.2-3.0$) coexists with high rearranged steranes ($\text{diaC}_{27}/\text{reC}_{27}>0.4$), rearranged hopane ($\text{diaC}_{30}\text{H}/\text{C}_{30}\text{H}>0.7$) and neohopane ($\text{C}_{29}\text{Ts}/\text{C}_{29}\text{H}>1.5$). It is very difficult to be explained by the distributions of gammacerane, rearranged steranes, rearranged hopanes and neohopanes in geological samples, because occurrence and formation of abundant gammacerane, rearranged biomarkers and neohopanes require completely different geological conditions. Furthermore, the relative compositions of various biomarkers in different crude oils from the study area suggest that this unusual biomarker assemblage in crude oils from the Dongping area is not from mixing of different crude oils, but an objective geological phenomenon, although its generation condition and geochemical significance remain unknown at present. Therefore, the crude oils having unusual biomarker assemblage are a new kind of crude oils in the Qaidam Basin, and their source rocks are probably deposited in an acid and saline environment.

Key words: gammacerane; neohopanes; rearranged steranes; rearranged hopanes; crude oils; Dongping area; Qaidam Basin