塔里木盆地库车坳陷南斜坡海陆相来源油识别与混源油贡献定量评价：以牙哈构造带为例

蒋俊[1,2]，平宏伟[3*]，吴少军[1,2]，赵凤全[1,2]，王晓雪[1,2]，袁瑞[1,2]，
鲁中灯[3]，邓晓睿[1,2]，宋煜[1,2]

1. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田公司，新疆 库尔勒 841000；
2. 中国石油天然气集团有限公司超深层复杂油气藏勘探开发技术研发中心，新疆 库尔勒 841000；
3. 中国地质大学（武汉）资源学院石油地质系，武汉 430074

第一作者，E-mail：jjun-tlm@petrochina.com.cn

* 通信作者，E-mail：howping@qq.com

2024-12-04 收稿；2025-04-23 修回；2025-04-29 接受

基金项目：国家自然科学基金项目(42072176; 42272169)

中图分类号：P618.13　　文章编号：2096-8523(2025)04-0201-16　　doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240749

摘　要：库车坳陷南斜坡牙哈地区是塔里木盆地重要的油气富集区，然而其原油来源仍不明确。选取了牙哈地区 13 个原油样品对其进行了有机地球化学分析，并采用端元油模拟混合的方法揭示了混源油中海陆相油混源贡献。依据原油生物标志化合物特征，牙哈地区原油可以大致分为 3 类：陆相油、海相油以及混合油。陆相油主要来自陆相源岩，姥鲛烷和植烷比值(Pr/Ph)介于 1.20 ~ 2.35，平均值为 1.74，三环萜烷(TT)以 C_{20}TT 和 C_{21}TT 为主峰，存在高丰度的 C_{30} 早洗脱重排藿烷(X 化合物)等重排类化合物，正构烷烃碳同位素值介于−28‰ ~ −32‰。海相油是多期海相油的混合，Pr/Ph 介于 0.74 ~ 0.92，平均值为 0.81，三环萜烷以 C_{23}TT 和 C_{24}TT 为主峰，存在高丰度的长链三环萜烷，正构烷烃碳同位素值均轻于−32‰。此外，海相油中均检测到 25-降藿烷类化合物，指示海相原油早期遭受了强烈的生物降解。混合油兼具海相和陆相油的生物标志化合物和碳同位素特征。除牙哈 401 和牙哈 3 井计算的原油绝对成熟度值偏低外(牙哈 401 井镜质体反射率 R_c 为 0.54%，牙哈 3 井 R_c 为 0.57%)，研究区内其他原油的成熟度总体分布比较均匀，R_c 介于 0.86% ~ 1.11%，平均值为 0.97%。二端元混合贡献计算结果表明，研究区混合油中海相油占比均超过 60%，其中桥古 1 井海相油占比可达到 90% 以上。油源分析表明研究区的陆相油主要来源于三叠系黄山街组，海相油来源于寒武系玉尔吐斯组。研究成果表明库车坳陷南斜坡传统陆相油区依然存在发现海相油气的潜力，对拓展南斜坡下一步油气勘探领域具有重要指导意义。

关键词：牙哈地区；生物标志化合物；碳同位素；混源贡献；玉尔吐斯组；源油识别；库车坳陷

库车坳陷位于塔里木盆地北部，油气资源丰富，相继发现克拉 2、克拉 3、大北、吐孜洛克、迪那以及克拉苏等气田[1-2]。目前，随着油气勘探向南推进，库车坳陷南斜坡成为塔里木盆地油气增储上产的重要战略接替区[3]。库车坳陷南斜坡前期以中−新生界构造、地层−岩性圈闭勘探为主，自西向东依次发现了却勒 1、玉东 1、玉东 2、英买 46、英买 32 和牙哈等具有“小而肥”特点的油气藏，提交油气资源储量

著录信息：蒋俊，平宏伟，吴少军，等. 塔里木盆地库车坳陷南斜坡海陆相来源油识别与混源油贡献定量评价：以牙哈构造带为例［J］. 地质科技通报，2025，44(4)：201-216.

JIANG Jun, PING Hongwei, WU Shaojun, et al. Identification of oil sources from marine-continental faces source rooks and quantitative evaluation of mixed-source oil contributions in the southern slope of Kuqa Depression, Tarim Basin: A case study of the Yaha structure zone［J］. Bulletin of Geological Science and Technology, 2025, 44(4): 201-216.

© Editorial Office of Bulletin of Geological Science and Technology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.　https://dzkjtb.cug.edu.cn

为 1.29 亿 t, 其中探明油气当量 0.51 亿 t, 探明率仅为 39%, 勘探程度低[3]。

库车坳陷发育三叠系黄山街组(T_3h)、塔里奇克组(T_3t), 侏罗系阳霞组(J_1y)、克孜勒努尔组(J_2kz)及恰克马克组(J_2q)等多套陆相烃源岩[4-5]。前人研究表明库车南斜坡已发现的中–新生界油气主要来自三叠系-侏罗系陆相源岩[6-9], 同时, 在南斜坡古生界发现一系列的海相油气田, 如英买 2 油藏、哈拉哈塘、塔河及轮古东等油气田[6, 10]。因此, 库车南斜坡存在中新生界和古生界 2 套成藏系统, 具有海相–陆相烃源岩双源供烃特征, 是海相和陆相两大油气系统的聚集区。而前期主要围绕陆相油勘探, 多聚焦于研究区构造演化[11-12]、储盖组合[13-15] 和陆相油气系统原油来源、运移、成藏条件及成藏过程研究[3, 7, 9, 16-17]。近几年, 随着托探 1 井寒武系潜山陆相油以及雄探 1 井古生界海相油的发现, 在库车南斜坡寻找海相油气已经成为下一个重要的勘探方向。然而, 前期对海陆相叠合区海相成藏系统研究较少, 亟需开展南斜坡海陆相油精细识别以及混源贡献研究, 从而为建立南斜坡油气运聚模式、指导下一步油气勘探提供基础。

本研究以库车南斜坡牙哈构造带为例, 通过对研究区 13 个原油样品开展详细的生物标志化合物和正构烷烃单体烃碳同位素测试, 确定了原油的热成熟度, 并依据生物标志化合物和碳同位素特征对原油的来源进行了分析。同时, 采用端元油模拟混合的方法, 对混合油中海陆相油贡献进行了计算, 旨在为深入理解库车坳陷南斜坡油气成藏过程和成藏模式提供支撑。

1　地质背景

库车坳陷东西延伸约 400 km, 南北宽度为 50 ~ 90 km, 总面积约 4 万 km^2, 位于天山褶皱带南麓, 经历了古生代被动大陆边缘、中生代台内坳陷和新生代天山逆掩–冲断 3 个重要的地质变革期(图 1)[12]。库车坳陷南斜坡构造上属于库车前陆盆地的前缘隆起带, 北接秋里塔格构造带, 西接阿瓦提凹陷, 南部毗邻满加尔凹陷(图 1)。在海西–印支期的逆冲推覆作用下, 库车南斜坡形成了“北高南低”的古构造格局; 喜马拉雅期, 南天山隆起并形成了库车冲断带, 在重力均衡作用下, 库车坳陷持续沉降, 形成了现今“北低南高”的构造格局[15]。上新世–更新世南天山南缘的快速隆升形成了多排冲断–褶皱变形构造, 使库车坳陷具备良好的源储盖配置, 从而造就了库车富油气区带。

库车坳陷目前已钻遇地层自上而下包括第四系(Q)、上新统库车组(N_2k)、中–上新统康村组($N_{1\text{-}2}k$)和中新统吉迪克组(N_1j)、始–渐新统苏维依组($E_{2\text{-}3}s$)和古–始新统库姆格列木群($E_{1\text{-}2}KM$)、下白垩统巴什基奇克组(K_1bs)、下白垩统巴西改组(K_1b)、下白垩统舒善河组(K_1s)、下白垩统亚格列木组(K_1y)、侏罗系(J)、三叠系(T)、二叠系(P)、志留系(S)、奥陶系(O)[14](图 2)。垂向上发育多套不整合, 受古地貌控制, 白垩系披覆沉积于不同的古老地层之上, 古近系角度不整合于白垩系巴什基奇克组之上, 形成以白垩系的舒善河组、巴西改组、巴什基奇克组为主, 辅以古近系底部部分砂岩段的陆相油气藏和志留系、

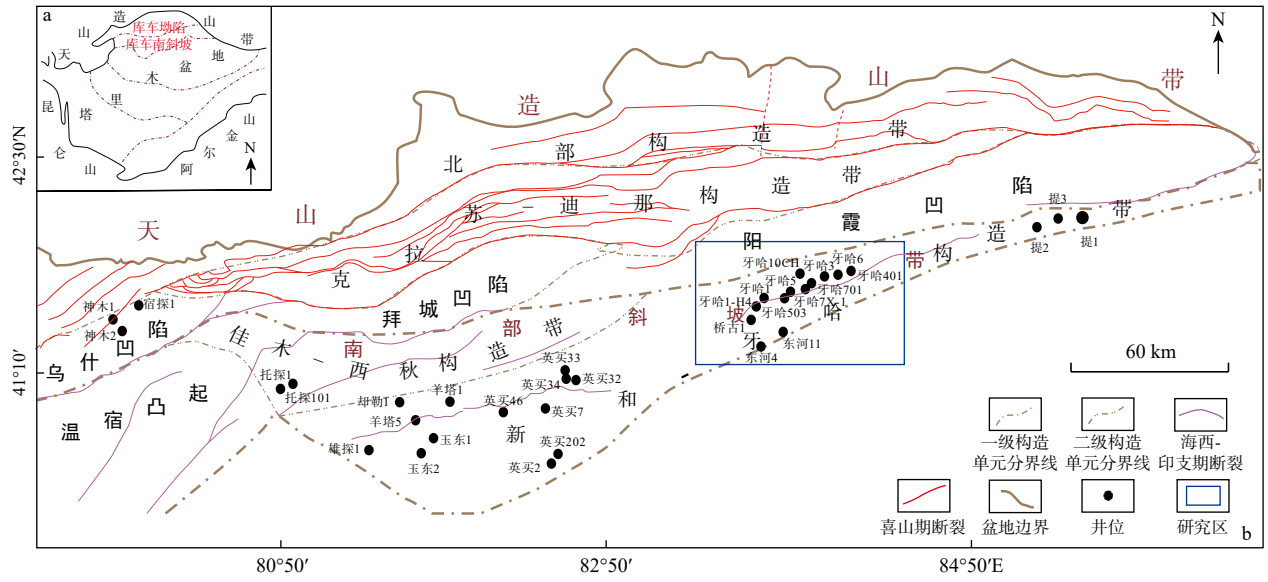


图 1　库车坳陷南斜坡位置示意图 (a) 和构造单元图 (b)[3]

Fig. 1　Location map (a) and structural unit map (b) of the south slope of Kuqa Depression

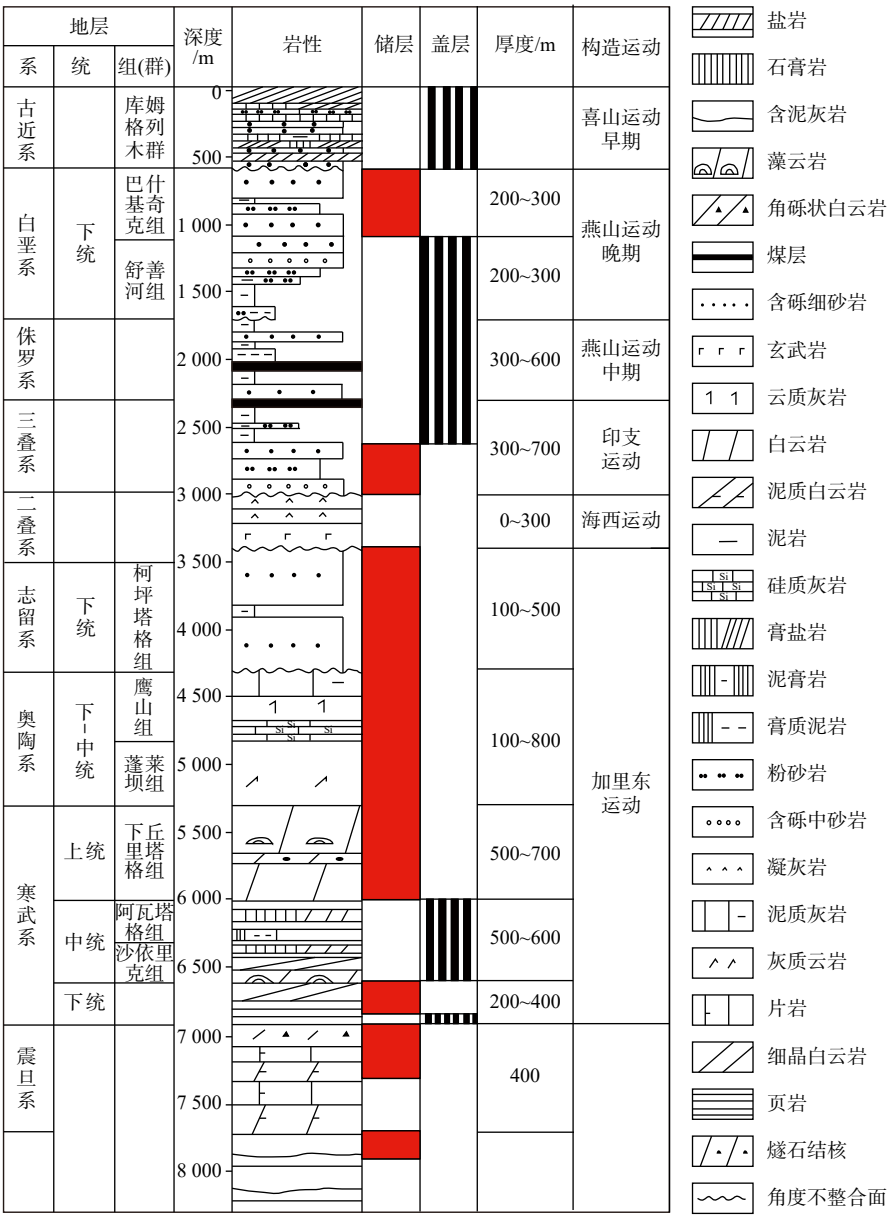


图 2　库车坳陷南斜坡地层综合柱状图[14]

Fig. 2　Stratigraphic histogram of the south slope of Kuqa Depression

寒武系-奥陶系古风化壳潜山的海相油气藏[3]。

2　样品与方法

本次研究对牙哈地区寒武系、石炭系、古近系以及白垩系等多套储层 13 个原油样品进行了原油族组分分离、饱和烃和芳烃气相色谱−质谱(gas chromatography-mass spectrometry, 简称 GC-MS)测定、饱和烃气相色谱−同位素比质谱(gas chromatography-isotope ratio mass spectrometry, 简称 GC-IRMS)测定, 样品信息见表 1 ~ 3。

原油样品首先使用正己烷沉淀沥青质, 将去沥青质样品转入充填有硅胶和氧化铝(体积比 3 ∶ 2)的固相层析柱中进行族组分分离; 层析柱中依次加入正己烷、正己烷+二氯甲烷(体积比为 2 ∶ 1)混合溶剂和二氯甲烷+甲醇(体积比为 97 ∶ 3)混合溶剂, 洗脱出饱和烃、芳香烃和非烃组分。使用 TSQ8000 Evo 型气相色谱-质谱联用仪对饱和烃、芳烃组分进行测定。饱和烃组分测定使用的色谱柱型号为 HP-5MS (60 m×0.32 mm×0.25 μm), 恒流模式进样, 载气为纯度 99.999% 的氦气。升温程序为初始 80 ℃, 保持 1 min, 再以 20 ℃/min 升至 120 ℃, 并以 3 ℃/min 升至 310 ℃, 保持 30 min。芳烃组分测定使用的色谱柱型号为 HP-5MS(30 m×0.32 mm×0.25 um), 进样口温度 300 ℃, 电离能量为 70 eV, 采用无分流模式进样, 升温程序为初始 80 ℃, 恒定 1 min, 再以 3 ℃/min 升

表 1　牙哈地区原油物性及族组分数据

Table 1　Physical properties and grouped composition content of crude oil in the Yaha area

井号	深度/m	层位	密度/(g·cm^{-3})	饱和烃	芳烃	胶质	沥青质	闭合度/%
				w_B/%				
牙哈1	5459.5 ~ 5466	E	/	62.93	16.51	4.67	3.43	87.54
牙哈5	5801.5 ~ 5807	Є	0.76	72.02	17.10	1.55	0.52	91.90
牙哈10CH	6633.79 ~ 6706	Є	0.83	71.92	20.00	1.54	0.77	94.23
牙哈3	5160 ~ 5166	E	0.82	79.32	8.46	0.75	0.19	88.72
牙哈6	5175.5 ~ 5179	K	/	52.34	16.82	3.74	16.82	89.72
牙哈401	5067 ~ 5075	E	/	73.52	13.94	0.70	0.35	88.50
桥古1	5730 ~ 5809.96	Є	/	55.20	19.00	14.34	1.08	89.61
牙哈1-H4	6172 ~ 6260	Є	/	65.12	22.48	2.84	0.52	90.96
牙哈503	5846.58 ~ 5900	Є	0.84	59.76	23.67	3.85	0.89	88.17
牙哈7X-1	5814 ~ 5826	Є	0.83	62.53	22.74	2.33	0.78	88.37
东河4	6068 ~ 6085	C	/	46.24	13.62	1.79	31.18	92.83
东河11	5828 ~ 5883	C	/	40.71	29.49	6.73	14.10	91.03
牙哈701	5942 ~ 5951	Є	0.87	40.23	32.42	7.03	6.25	85.94

注: E. 古近系; Є. 寒武系; K. 白垩系; C. 石炭系; 下同

表 2　牙哈地区原油饱和烃地球化学参数

Table 2　Geochemistry parameters of saturated hydrocarbon in crude oil from the Yaha area

井号	深度/m	层位	Pr/Ph	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}	C_{19}TT/C_{23}TT	(C_{28}+C_{29}) TT/(C_{19}+C_{20}) TT	C_{30}DH/C_{30}H	G/C_{30}H	ααα20RC$_{27}$/C_{29}S	C_{29}ααα20S/(20S+20R)	C_{29}αββ/(ααα+αββ)
牙哈1	5459.5 ~ 5466	E	2.12	0.28	0.14	0.71	0.77	0.16	0.18	0.43	0.40	0.46
牙哈5	5801.5 ~ 5807	Є	1.83	0.20	0.11	0.62	0.79	0.22	0.19	0.32	0.44	0.44
牙哈10CH	6633.79 ~ 6706	Є	1.80	0.19	0.11	0.91	0.68	0.35	0.14	0.35	0.52	0.51
牙哈3	5160 ~ 5166	E	1.71	0.20	0.12	0.51	0.89	0.20	0.23	0.41	0.44	0.44
牙哈6	5175.5 ~ 5179	K	1.20	0.33	0.29	0.31	1.01	0.14	0.24	0.31	0.43	0.45
牙哈401	5067 ~ 5075	E	1.68	0.21	0.12	0.38	0.93	0.31	0.34	0.20	0.44	0.44
桥古1	5730 ~ 5809.96	Є	1.19	0.21	0.21	0.35	1.40	0.26	0.22	0.53	0.57	0.53
牙哈1-H4	6172 ~ 6260	Є	1.60	0.25	0.16	0.47	1.06	0.38	0.09	0.39	0.59	0.53
牙哈503	5846.58 ~ 5900	Є	1.57	0.27	0.18	0.35	1.25	0.29	0.16	0.35	0.53	0.52
牙哈7X-1	5814 ~ 5826	Є	1.57	0.16	0.11	0.84	0.65	0.34	0.08	0.41	0.54	0.42
东河4	6068 ~ 6085	C	0.74	0.26	0.41	0.15	1.27	0.07	0.13	0.48	0.59	0.50
东河11	5828 ~ 5883	C	0.74	0.34	0.51	0.16	1.95	0.08	0.16	0.40	0.58	0.53
牙哈701	5942 ~ 5951	Є	0.92	0.32	0.39	0.16	3.15	0.07	0.28	0.71	0.43	0.41

注: Pr. 姥鲛烷; Ph. 植烷; TT. 三环萜烷; DH. 重排藿烷; H. 藿烷; G. 伽马蜡烷; R. C_{31}H的构型; S. 甾烷; 下同

至 300℃，保留 35 min。用 $C_{24}D_{50}$ 和 5α-雄甾烷制备标准样品，以特定浓度溶解于正辛烷中，用于原油中正构烷烃和生物标志化合物的浓度测定[22]。

稳定碳同位素的测试依据 SPIKER 等[23] 的方法。碳同位素组成以 $\delta^{13}C$ 表示[24]。$\delta^{13}C$ 测定的重复样品精度为±0.1‰。正构烷烃单体烃碳同位素采用 Agilent 7890 GC 气相色谱与 Thermo Scientific Delta Plus V 同位素比值质谱仪相连进行测定，该 GC 配备 60 m×0.25 mm 毛细管柱(0.25 μm DB-5 相)。

3　原油热成熟度

C_{29}ααα20S/(20S + 20R) 和 C_{29}αββ/(ααα + αββ) 甾烷异构化参数常用于评估低成熟度原油的热成熟度[25]。如图 3a 所示，牙哈 6、牙哈 3、牙哈 401、牙哈 701、牙哈 7X-1 及牙哈 1 井原油 C_{29} 甾烷异构化指标均未达到平衡，C_{29}ααα20S/(20S + 20R)和 C_{29} αββ/(ααα + αββ)值分别介于 0.40 ~ 0.49 和 0.40 ~ 0.54，平均值分别为 0.45 和 0.46，表明其热成熟度相对较低，换算的等效镜质体反射率 R_c 为 0.70% ~ 0.75%[26]。而其他井原油 C_{29} 甾烷异构化指标基本达到平衡，表明原油热成熟度相对较高(R_c≥0.75%)，达到成熟至高成熟阶段[27-28]。

与生物标志化合物相比，芳烃中的热稳定物质(例如萘、菲和二苯并噻吩)提供了更可靠的热成熟度指标[19-20, 29-30]。一般来说，萘系化合物的相对分子

表 3　牙哈地区原油芳烃热成熟度参数

Table 3　Thermal maturity parameters of aromatics in crude oil from the Yaha area

井号	深度/m	层位	MPI_1	MPR	MPR_1	4-MDBT/1-MDBT	F_1	F_2	R_{c1}	R_{c2}	R_{c3}	R_c
牙哈1	5459.5 ~ 5466	E	0.50	1.24	0.87	5.36	0.47	0.25	0.70	1.03	0.89	0.87
牙哈5	5801.5 ~ 5807	Є	0.69	1.45	0.36	10.20	0.52	0.27	0.82	1.10	1.01	0.98
牙哈10CH	6633.79 ~ 6706	Є	0.78	1.66	1.24	8.59	0.55	0.29	0.87	1.16	1.10	1.04
牙哈3	5160 ~ 5166	E	0.10	0.76	0.41	5.64	0.29	0.16	0.46	0.82	0.44	0.57
牙哈6	5175.5 ~ 5179	K	0.45	1.79	1.32	4.31	0.57	0.31	0.67	1.19	1.14	1.00
牙哈401	5067 ~ 5075	E	0.14	0.63	0.37	4.08	0.27	0.15	0.49	0.74	0.38	0.54
桥古1	5730 ~ 5809.96	Є	0.77	1.29	0.91	8.93	0.48	0.25	0.86	1.05	0.91	0.94
牙哈1-H4	6172 ~ 6260	Є	0.60	1.31	0.92	6.07	0.48	0.26	0.76	1.06	0.92	0.91
牙哈503	5846.58 ~ 5900	Є	0.66	1.38	0.99	8.60	0.50	0.27	0.79	1.08	0.97	0.95
牙哈7X-1	5814 ~ 5826	Є	0.87	1.67	1.25	9.87	0.56	0.29	0.96	1.21	1.17	1.11
东河4	6068 ~ 6085	C	0.69	1.08	0.73	5.06	0.42	0.24	0.81	0.97	0.79	0.86
东河11	5828 ~ 5883	C	0.69	1.11	1.27	4.84	0.43	0.24	0.98	1.17	1.11	1.09
牙哈701	5942 ~ 5951	Є	0.14	1.01	1.03	2.98	0.39	0.22	0.85	1.05	0.99	0.96

注：MPI_1=1.5(2-MP+3-MP)/(P+1-MP+9-MP)；MPR=(2-MP/1-MP)；MPR_1=(2-MP+3-MP)/(1-MP+9-MP)；F_1=(2-MP+3-MP)/(2-MP+3-MP+1-MP+9-MP)[18]；F_2=2-MP/(2-MP+3-MP+1-MP+9-MP)[18]；R_{c1}=0.6MPI_1+0.4[19]；R_{c2}=0.99lgMPR+0.94[20]；R_{c3}=0.594 6lnMPR_1+0.972 8[21]；MPI_1. 甲基菲指数；P. 菲；MP. 甲基菲；1-MP. 1-甲基菲；2-MP. 2-甲基菲；3-MP. 3-甲基菲；9-MP. 9-甲基菲；MPR, MPR_1. 甲基菲比值；F_1, F_2. 甲基菲分布系数；R_c. 原油绝对成熟度换算的原油等效镜质体反射率的平均值；R_{c1}, R_{c2}, R_{c3}. 不同成熟度参数换算的原油等效镜质体反射率；4-MDBT/1-MDBT. 甲基二苯并噻吩参数比值；下同

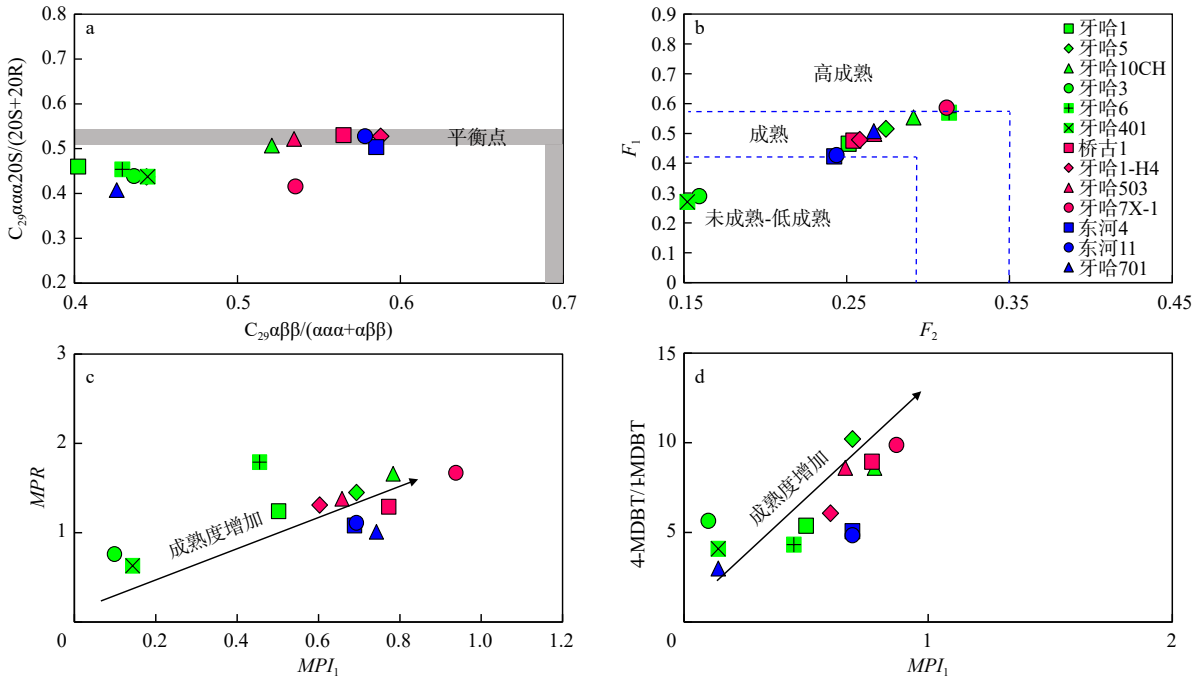


图 3　指示牙哈地区原油热成熟度的生物标志化合物和芳烃参数散点图

Fig. 3　Scatter plot of biomarker and aromatic hydrocarbon parameters indicating the thermal maturity of crude oil in the Yaha area

质量较低，在原油族组分分离过程中，原油中的萘系化合物比菲类化合物更容易挥发。因此，在指示原油成熟度时，芳烃中菲系化合物成熟度参数比萘系化合物的更加准确。KVALHEIM 等[18]提出了使用甲基菲分布系数(F_1 和 F_2)来评估有机物的热演化。RADKE[20]提出了基于菲(P)和甲基菲(MP)的相对丰度以及甲基菲的比值等参数(如 MPI_1 和 MPR)来估算原油的绝对成熟度。陈琰等[21]提出了新的 MPR 比值来确定库车坳陷陆相油的热成熟度。根据上述参数计算结果显示，除牙哈 401 和牙哈 3 井原油处于未成熟-低成熟阶段外，牙哈地区其他井原油总体处于成熟-高成熟阶段，F_1 和 F_2 值分别介于 0.42 ~ 0.59 和 0.24 ~ 0.31，平均值分别为 0.50 和 0.27(图 3b)。图 1，3c 显示牙哈地区原油的 MPR 和

MPI_1 值自北向南也呈现出逐渐升高的趋势，指示研究区原油的热成熟度自北向南逐渐增加，与甲基二苯并噻吩参数比值(4-MDBT/1-MDBT)所指示的原油成熟度相一致(图 3d)。热成熟度计算结果显示，除牙哈 401 和牙哈 3 井计算的绝对成熟度值偏低外(牙哈 3 井平均热成熟度 R_c 为 0.57%；牙哈 401 井 R_c 为 0.54%)，研究区内其他原油的成熟度总体分布比较均匀，R_c 介于 0.86% ~ 1.11% 之间，指示原油处于生油窗阶段，原油中的三环萜烷仍具有丰富的地质和地球化学意义(表 3 和图 4)。

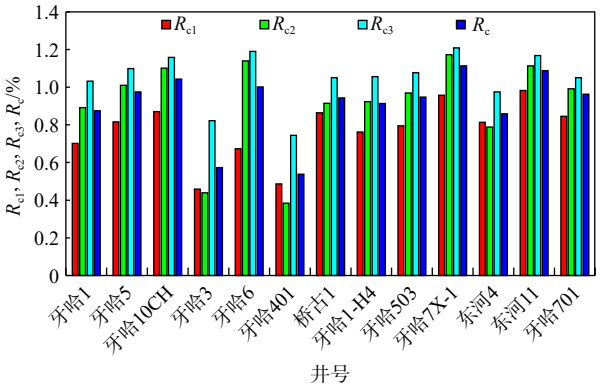


图 4　牙哈地区芳烃绝对成熟度参数分布直方图

Fig. 4　Distribution histogram of absolute aromatic hydrocarbon maturity parameters in the Yaha area

4　海陆相原油地球化学识别

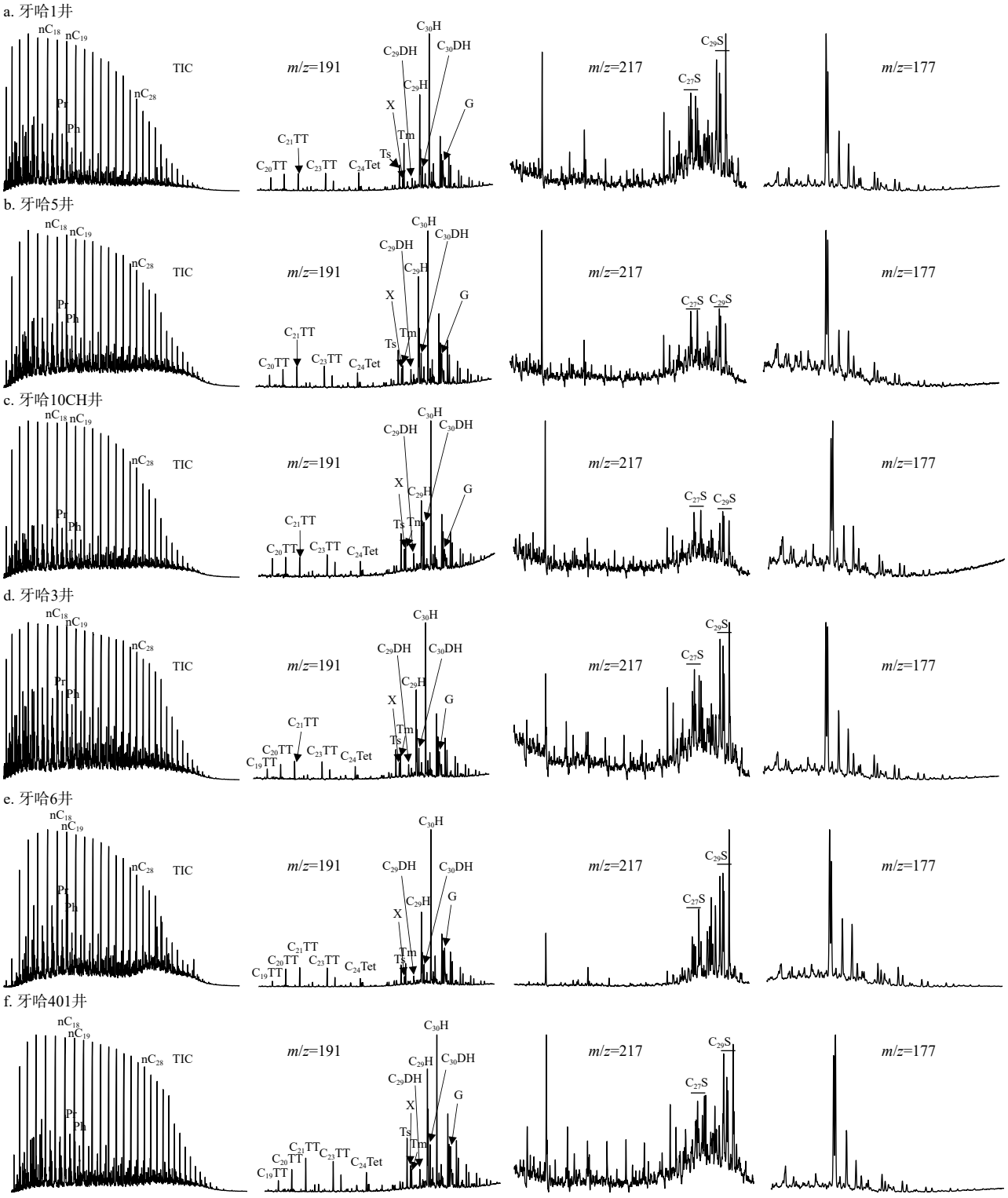
4.1　生物标志化合物特征

根据原油的生物标志化合物特征，该地区的原油可以分为 3 种类型，分别为陆相原油、海相原油以及两者混合原油。

陆相原油主要分布在牙哈地区的北部，典型井为牙哈 1、牙哈 5 以及牙哈 401 井(图 5)。该类原油姥植比(Pr/Ph)高，介于 1.20 ~ 2.35，平均值为 1.74，指示原油生成于弱氧化-弱还原的沉积环境，正构烷烃以中-高相对分子质量化合物占优，呈现出双峰型的分布特征。三环萜烷类化合物以 C_{20}TT 和 C_{21}TT 为主峰，显示出典型的陆相原油特征，且在质荷比 m/z=191 质量色谱图中仅能检测出极低含量的 C_{25}TT，长链的 C_{28}TT、C_{29}TT 以及 C_{30}TT 均不可见，结合相对高的姥植比可能指示该类原油形成于水体相对较浅的浅陆相环境，成烃母质以高等植物为主并混有少量的低等水生藻类[31]。此外，该类原油普遍含有重排类化合物，例如 C_{30} 早洗脱重排藿烷(X 化合物)、C_{29} 重排藿烷、C_{30} 重排藿烷以及 C_{27} 重排甾烷。一般而言，重排类化合物在陆相酸性的黏土质沉积环境中较为常见，因此常用来指示原油的陆相来源[32]。相较于原油中的五环三萜类化合物，甾烷类化合物的热稳定性较差，很容易受到热成熟度的影响。通常来说，当原油的热成熟度 R_c 高于 0.75%时，C_{27}、C_{28} 以及 C_{29} 规则甾烷的分布特征就会发生改变甚至反转，不可用于识别原油母质的来源[33-35]。原油热成熟度分析表明，牙哈地区北部牙哈 3 和牙哈 401 井原油的成熟度较低，R_c 均低于 0.6%，指示甾烷未受到热应力的影响，可用于原油母质类型的判别。上述原油中，C_{27}、C_{28} 以及 C_{29} 规则甾烷呈现反“L”型的分布特征，高丰度的 C_{29} 规则甾烷指示原油生烃母质为高等植物等陆相有机质。

研究区海相原油主要分布在牙哈地区南部，代表井为东河 4、东河 11 以及牙哈 701 井(图 1)。该类原油姥植比最低，均小于 1，介于 0.74 ~ 0.92，平均值为 0.81，指示生成于偏还原的沉积环境(图 6)。正构烷烃呈现出前峰型分布特征，以低相对分子质量化合物为主。三环萜烷类化合物以 C_{23}TT 和 C_{24}TT 为主峰，且具有高丰度的 C_{25}TT 以及长链三环萜烷(如 C_{28}TT、C_{29}TT 和 C_{30}TT)。相较于陆相原油，该类原油重排类化合物含量低，甾烷中含有高丰度的孕甾烷和升孕甾烷类化合物[36]。在 m/z=177 质量色谱图中普遍可以检测到 25-降藿烷类化合物，指示该类原油曾经遭受了强烈的生物降解[37-38]。正构烷烃和 25-降藿烷共存说明上述原油是至少经历了两期海相油充注形成的混合油，早期油经历了强烈的生物降解[39]。

研究区混合原油主要分布在牙哈地区中部，位于陆相原油和海相原油之间(图 1)。该类原油姥植比相对低于陆相原油，介于 1.19 ~ 1.60，平均值为 1.47 (图 7)。这类原油既有典型的海相原油特征，又含有诸多陆相原油的指相性化合物，例如，三环萜烷以 C_{23}TT 和 C_{24}TT 化合物为主峰，同时含有较高丰度的 C_{20}TT 和 C_{21}TT，既含有指示陆相来源的 C_{30} 早洗脱重排藿烷、C_{29} 重排藿烷、C_{30} 重排藿烷，又含有高丰度的长链三环萜烷，如 C_{28}TT、C_{29}TT 以及 C_{30}TT。原油正构烷烃分布特征与海相原油特征极为类似，均以中-低碳数化合物为主，呈现前峰型的分布特征。值得注意的是，混合油中普遍含有 25-降藿烷类化合物，这进一步说明该类原油受到了早期强烈生物降解的海相油混染。在不考虑成熟度差异的情况下，上述原油应是海湖两源且至少是 3 期充注的混合油。



TIC. 总离子流图; *m/z*. 质荷比; Tet. 四环萜烷; X. C30 早洗脱重排藿烷; Ts. 18α(H)-22, 29, 30-三降藿烷; Tm. 17α(H)-22, 29, 30-三降藿烷; 下同

图 5　牙哈地区陆相原油生物标志化合物 GC-MS 谱图

Fig. 5　GC-MS chromatograms of terrestrial crude oil in the Yaha area

为了更好地区分研究区原油的来源, 建立了适用于该地区的原油分类图版。从 25-降藿烷/C_{30} 重排藿烷−(C_{28}+C_{29})/C_{19} 三环萜烷与 Pr/Ph−C_{21}TT/C_{23}TT 交汇图(图 8)来看, 研究区原油也可以分为陆相油、海相油和混合油 3 种类型, 与生物标志化合物特征所区分的原油类型相一致。陆相油中由于未检出 25-降藿烷, 因此 25-降藿烷/C_{30} 重排藿烷比值均为 0, (C_{28}+C_{29})/C_{19} 三环萜烷比值较低, 介于 1.39 ~ 2.69,

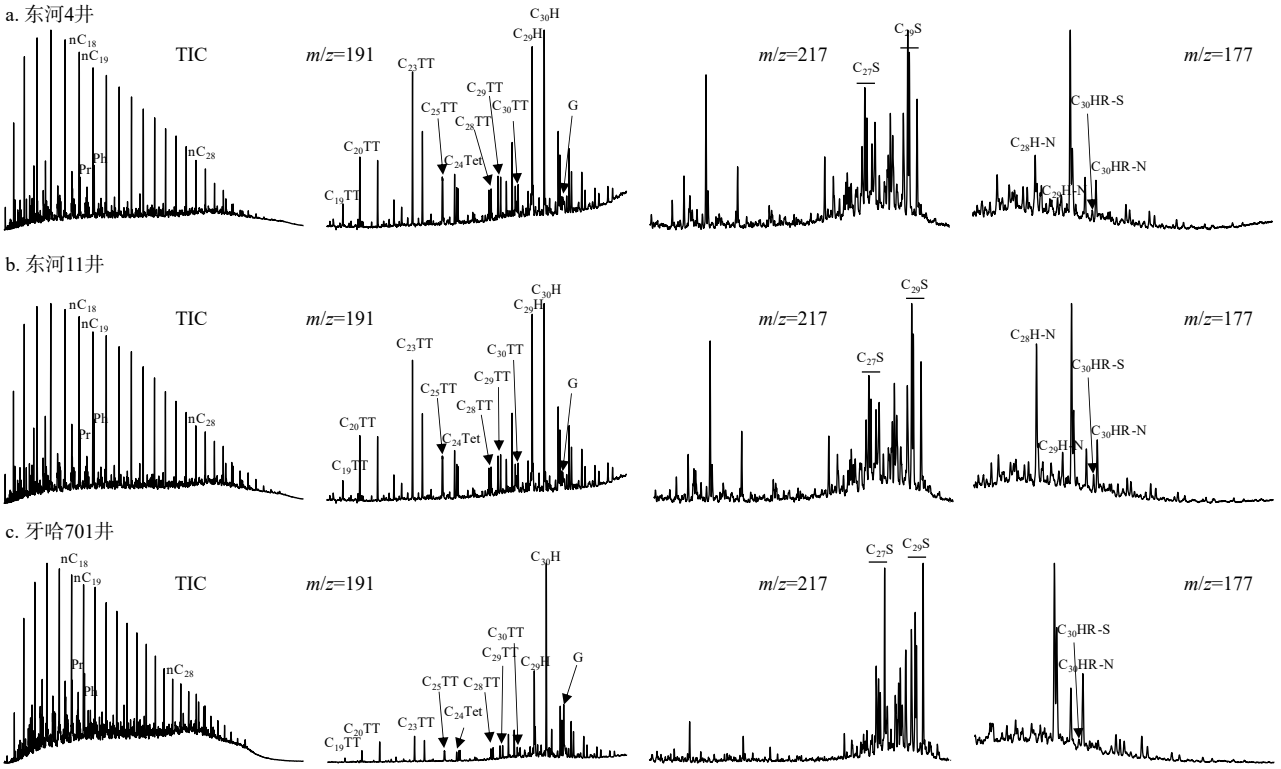


图 6　牙哈地区海相原油生物标志化合物 GC-MS 谱图（HR-N，HR-S，H-N. 降藿烷，下同）

Fig. 6　GC-MS chromatograms of marine crude oil in the Yaha area

平均值为 2.01。海相油中 25-降藿烷/C_{30} 早洗脱重排藿烷比值最高，介于 3.26 ~ 5.70，平均值为 4.48，(C_{28}+C_{29})/C_{19} 三环萜烷比值介于 7.05 ~ 12.03，平均值为 8.81。混合油中 25-降藿烷/C_{30} 重排藿烷和 (C_{28}+C_{29})/C_{19} 三环萜烷比值均介于陆相和海相油之间，分别为 1.16 ~ 2.20 和 3.12 ~ 3.76，平均值分别为 1.68 和 3.56。海相油→混合油→陆相油 C_{21}TT/C_{23}TT 值呈现逐渐升高的趋势，与 Pr/Ph 值的变化趋势相同，指示沉积水体逐渐变浅，氧化性增强。

4.2　单体烃碳同位素特征

原油的碳同位素组成常用来揭示原油来源[40-41]，但热成熟度对碳同位素有一定影响。研究表明低热演化阶段(R_c<1.0%)，热成熟度对原油族组分碳同位素影响基本可以忽略，在 1.0%<R_c<1.3% 阶段，饱和烃和芳烃碳同位素变化均小于 1 ‰，但在较高热演化阶段(1.3%≤R_c≤1.7%)原油中饱和烃和芳香烃碳同位素变重，高达到 2‰[42]。研究区原油热成熟度 R_c 均小于 1.3%，因此利用原油碳同位素可以有效指示其来源。原油正构烷烃和轻烃单体烃碳同位素组成是目前最常用的同位素分析手段，在揭示油源方面尤为有效[43-44]。总体来看，研究区陆相原油的轻烃最为富集重碳同位素，甲基环己烷(MCYC6)最重可达到−15‰，随后依次为混合原油和海相原油(图 9)。但是从其海陆相原油的分布区间看，二者的轻烃碳同位素组成差异较小，不利于我们对其进行有利的区分。相较于原油中的轻烃类化合物，不同来源原油的正构烷烃单体烃碳同位素显示出更好的区分度(图 9b)，且由陆相油→混合油→海相油其碳同位素值也表现出依次变轻的特征。研究区陆相原油正构烷烃单体烃碳同位素值总体介于−28‰ ~ −32‰，且随着正构烷烃碳数的增加，碳同位素值呈现出先变重后变轻的特征。相同的单体烃碳同位素变化趋势揭示牙哈地区北部的陆相原油均来源于同一套烃源岩。相比之下，海相原油单体烃碳同位素值表现出偏轻的特征，其值总体轻于−33‰，最小可以达到−35‰，与寒武系玉尔吐斯组烃源岩的分布范围相一致[45-46]。混合油正构烷烃单体烃碳同位素值波动较大，其分布范围与陆相油重叠，难以区分，例如，牙哈 1-H4 井和牙哈 7X-1 井混合油中正构烷烃碳同位素值普遍偏重，介于−26 ‰ ~ −28 ‰，更加接近于研究区内的陆相原油，而牙哈 503 井和桥古 1 井原油碳同位素值普遍偏轻，介于−30‰ ~ −34‰，指示其中可能混合了更大比例的海相原油。我们认为主要由于海相和陆相 2 个端元油中正构烷烃含量差异以及混合比例差异致使其混合后碳同位素特征仍然表现为陆相油特征。

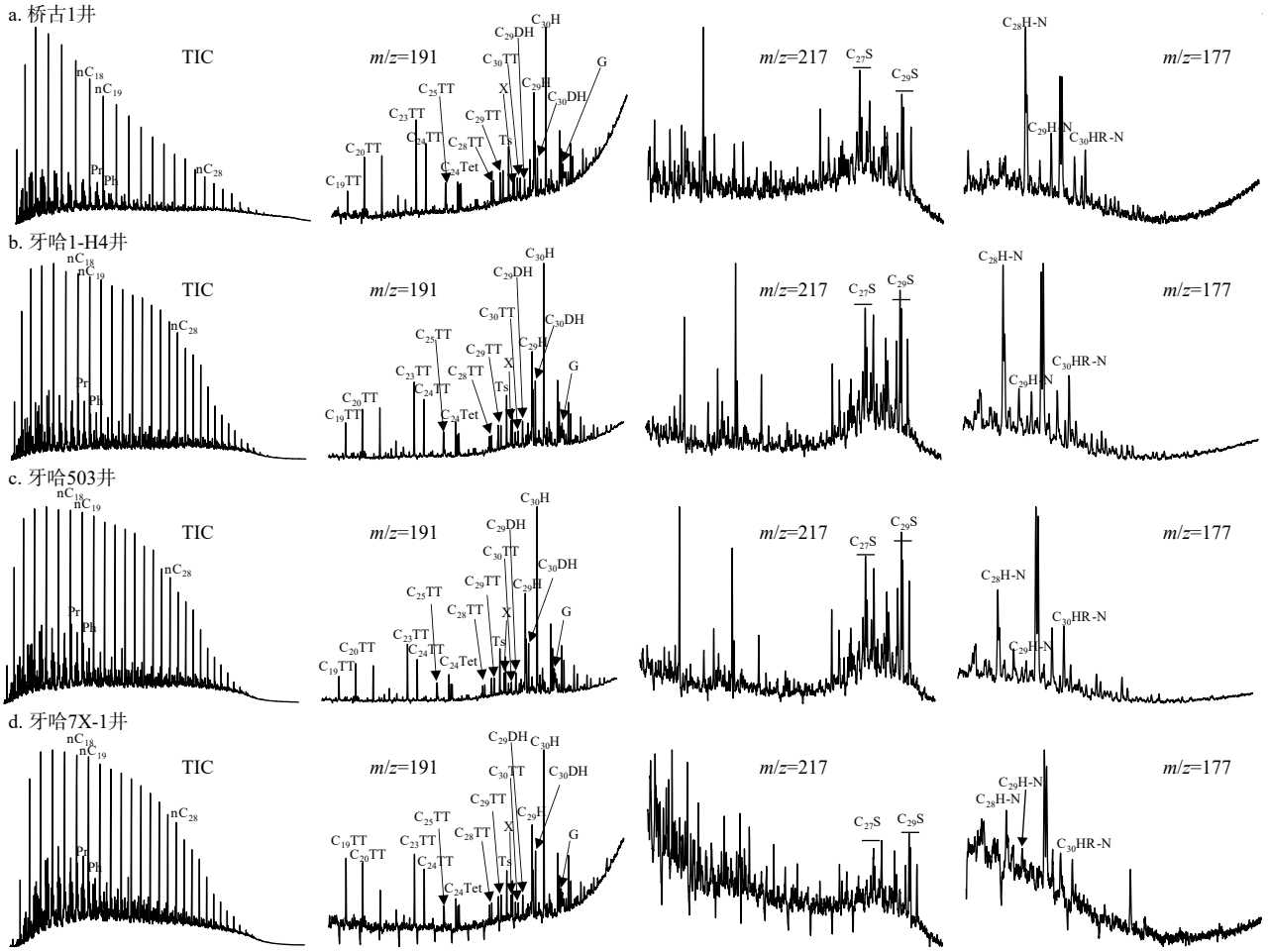


图 7　牙哈地区混合原油生物标志化合物 GC-MS 谱图

Fig. 7　GC-MS chromatograms of mixed crude oil in the Yaha area

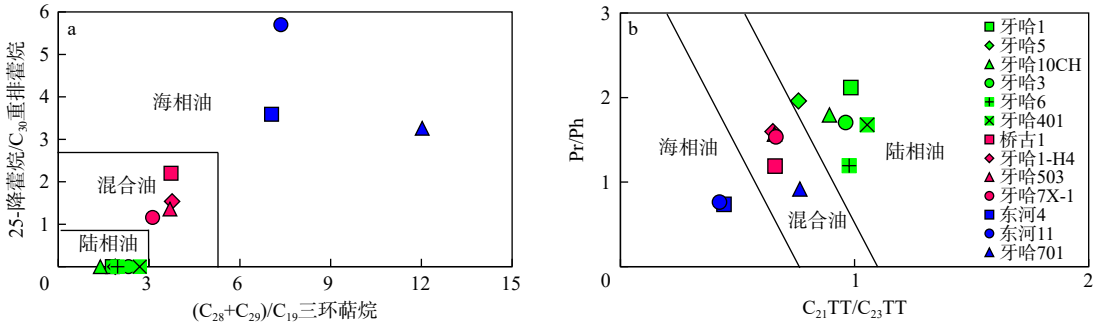


图 8　海陆相油的生物标志化合物参数交汇图

Fig. 8　Intersection diagram of biomarker parameters of marine and terrestrial oils

5　混合油中海相来源油的地质证据

研究区所有已分析的陆相油样品中均未检出25-降藿烷类化合物，仅在海相原油中发现 25-降藿烷，南斜坡区陆相油充注时间较晚（23 Ma 之后）[3, 7]，为晚期快速沉降期充注，不具备强烈降解形成 25-降藿烷的条件，因此，混合油中 25-降藿烷化合物的检出说明其中混有了海相油。此外，研究区寒武系普遍发育沥青（图 10），加之存在 25-降藿烷系列化合物，这些特征与台盆区海相油气成藏过程非常类似，即海相油气于加里东晚期成藏，海西早期破坏，海西晚期-喜山期油气再充注。塔里木盆地海相油中含高丰度的 C_{30}TT 化合物[10]，而研究区陆相油中 C_{30}TT 均未检出或者含量极低。高丰度 C_{30}TT 在混合油中的检出也支持混合油中混有了海相原油。综上，认为牙哈地区混合油为陆相和海相来源油的混合。

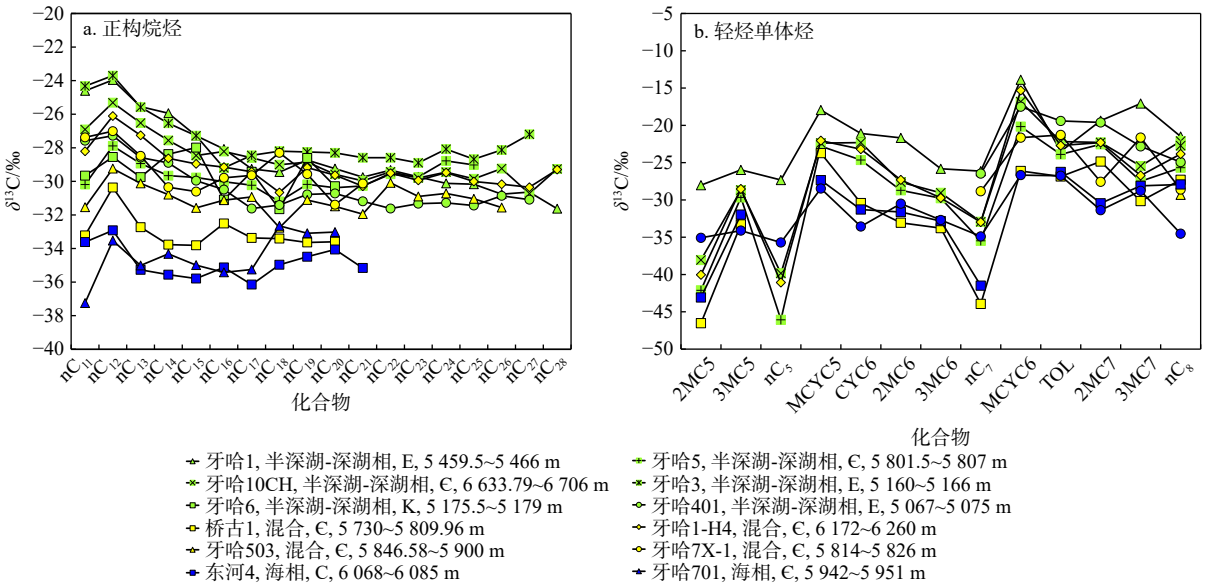
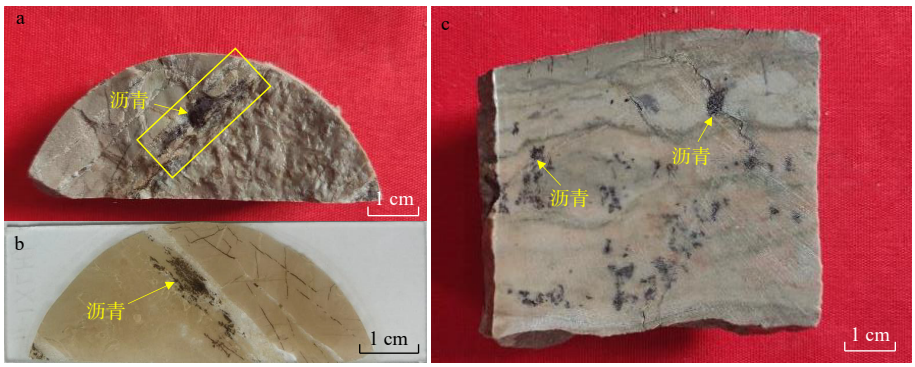


图 9　牙哈地区原油正构烷烃和轻烃单体烃碳同位素分布

Fig. 9　Carbon isotope distribution of n-alkanes and light hydrocarbons in crude oil from the Yaha area



a. 5 872.05 m; b. a 图中方框位置的切片制成的流体包裹体薄片; c. 5 828.41 m

图 10　牙哈 7X-1 井寒武系岩心溶蚀孔洞中见大量沥青

Fig. 10　Abundant bitumen observed in the dissolution vugs of Cambrian rock cores in Well Yaha 7X-1

6　混源油贡献计算

6.1　基于生物标志化合物浓度的二元计算

确定混合油中不同端元的混合贡献至关重要，本研究主要以正构烷烃和生物标志化合物质量分数以及正构烷烃单体烃碳同位素 2 种方法计算混合比例。首先，分别以研究区内海相油和陆相油正构烷烃和生物标志化合物质量分数的平均值，作为海相和陆相端元油的正构烷烃和生物标志化合物质量分数，并将海陆相端元油按照一定比例进行混合，以揭示牙哈地区混源油中海陆相原油的占比[47-48]。正构烷烃配比结果显示，牙哈地区混源油中海相油占比高于陆相油(图 11a)。研究区内牙哈 1-H4 井混源油中海陆相原油占比相当，均约占 50%。牙哈 503 井混源油中海相油占比略有提高，约为 60%。相比于牙哈 1-H4 和牙哈 503 井，桥古 1 和牙哈 7X-1 井中海相油占比最高，均可达到 90%，陆相油占比均小于 10%。

为了减少混源油占比计算的误差，选取了部分生物标志化合物进行混合计算，如 C_{30} 早洗脱重排藿烷、C_{29} 重排藿烷和 C_{30} 重排藿烷。如图 11b 所示，使用生物标志化合物浓度进行混源油配比计算结果与使用正构烷烃浓度配比结果基本一致。牙哈 1-H4、牙哈 7X-1 以及牙哈 503 井混源油中海相油占比约为 60% ~ 70%，其中牙哈 7X-1 原油海相油贡献低于正构烷烃浓度配比结果。此外，桥古 1 井混源油中海相油占比仍能达到 90%。总的来看，研究区混源油中海相油占比较高，致使其生物标志化合物具有典型的海相原油特征。

6.2　基于正构烷烃碳同位素的二元计算

混源油中正构烷烃碳同位素值波动较大，牙哈

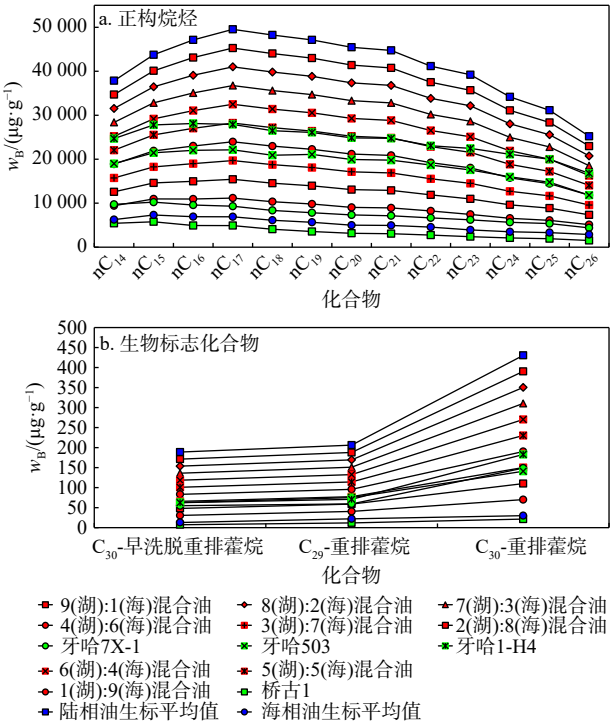


图 11　基于正构烷烃和生物标志化合物质量分数的混源油配比计算

Fig. 11　Ratio calculation of mixed crude oil based on n-alkane and biomarker concentrations

1-H4 和牙哈 503 井的碳同位素值较重，总体介于−28‰～−30‰。相比之下，桥古 1 井正构烷烃碳同位素值总体低于−32‰。混源油正构烷烃碳同位素值最大可相差 4‰以上，指示原油的混合比例以及正构烷烃浓度的差异直接对其产生影响[49-50]。如图 12 所示，利用正构烷烃碳同位素进行混源油配比计算得到的混源油中具有极高的海相油占比。除牙哈 1-H4 和牙哈 503 之外，其余混合油中海相油占比均高于 90%。值得注意的是，当陆相油和海相油进行同位素混合后，尽管海相油占比高于 90%，其碳同位素值仍然更接近于陆相油的碳同位素范围，主要由于陆相油中正构烷烃浓度很高，导致 2 种油混合后正构烷烃碳同位素依然表现陆相特征。桥古 1 井海相原油占比极大，仅混有微量的陆相油，致使其正构烷烃碳同位素值更接近于研究区的海相端元油。

7　油源对比及勘探意义

利用原油生物标志化合物特征揭示油来源往往要考虑原油遭受热应力以及次生改造作用的强度，因此在进行油源对比分析过程中其原始信息往往会被掩盖甚至误读，原油正构烷烃碳同位素值相较于生

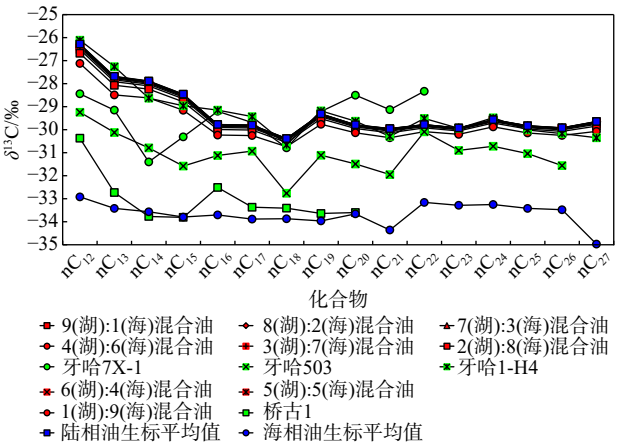
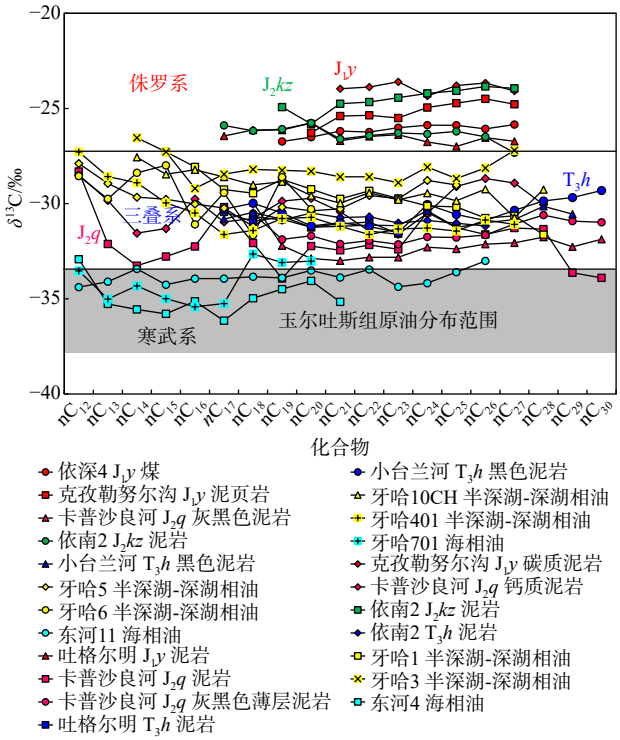


图 12　基于正构烷烃碳同位素值的混源油配比计算

Fig. 12　Ratio calculation of mixed crude oil based on carbon isotope values of n-alkanes

物标志物受热成熟度影响小，是有效的油源对比指标[51-52]。如图 13 所示，本研究对陆相原油来源的潜在烃源岩（侏罗系阳霞组、恰克马克组、克孜勒努尔组以及三叠系黄山街组）正构烷烃碳同位素值的分布范围进行了分析。总体来看，侏罗系阳霞组和克孜勒努尔组烃源岩正构烷烃碳同位素值普遍重于三



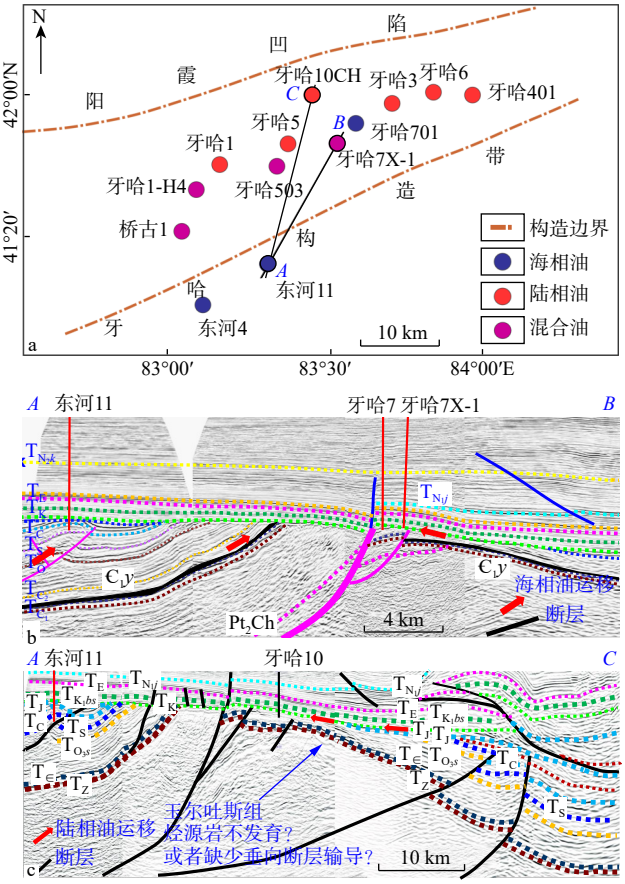
J1y. 阳霞组；J2kz. 克孜勒努尔组；J2q. 恰克马克组；T3h. 黄山街组

图 13　侏罗系、三叠系和寒武系烃源岩及原油正构烷烃碳同位素分布

Fig. 13　Carbon isotope distribution of source rocks and n-alkanes in crude oil from Jurassic, Triassic, and Cambrian

叠系黄山街组，其值均大于−26‰，可归因于侏罗系主体的成煤环境。侏罗系恰克马克组烃源岩相较于黄山街组具有更轻的正构烷烃碳同位素，其值介于−28‰ ~ −32‰，指示其水体深度加深，沉积环境的还原性增强。研究区北部牙哈 3 和牙哈 401 井原油的成熟度最低，未受热蚀变的影响，其正构烷烃碳同位素值的分布更能准确地揭示其原油来源。牙哈 3 井和牙哈 401 井原油正构烷烃碳同位素介于−28‰ ~ −32‰，与三叠系黄山街组烃源岩抽提物中正构烷烃碳同位素分布范围相一致，指示牙哈地区陆相油主体来自于黄山街组，并可能混有少量侏罗系恰克马克组的原油。研究区海相原油正构烷烃碳同位素值介于−32‰ ~ −37‰，与寒武系玉尔吐斯组烃源岩偏轻的干酪根碳同位素分布相一致[53]，说明研究区内的海相原油均产自寒武系玉尔吐斯组烃源岩。

综合原油的生物标志化合物和碳同位素分布特征，对研究区内海陆相原油的分布位置进行了平面标注。从图 14a 可以看出，研究区内靠近阳霞凹陷的原油为陆相原油，产自陆相的沉积环境，包括牙哈 1、牙哈 5、牙哈 10CH、牙哈 3、牙哈 6 以及牙哈 401 这 6 口井。位于牙哈构造带南部的东河 4 和东河 11 井原油为海相原油。位于二者中间的桥古 1、牙哈 1-H4、牙哈 503 和牙哈 7X-1 井原油为海陆相混合油。此外，在靠近牙哈 7X-1 井附近的牙哈 701 井原油也为纯的海相原油。从东河 11−牙哈 7X-1 地震剖面来看，牙哈构造带及其南部可能均发育寒武系玉尔吐斯组烃源岩，玉尔吐斯组生成的油气可以沿断裂充注到牙哈构造带古生界潜山成藏，同时来自三叠系和侏罗系烃源岩生成的原油沿着白垩系底部不整合面侧向充注到古生界潜山中，从而形成海陆相混合油(图 14b)。而牙哈 10CH 井寒武系为什么没有海相油贡献？我们认为可能存在 2 个原因：①牙哈 7X-1 井往北寒武系烃源岩可能不发育；②缺少油源断层向上输导(图 14c)。牙哈地区海相和海陆相混合油的成功识别为库车南斜坡下一步油气勘探拓展了思路，有望在南斜坡古生界潜山油气勘探取得持续突破。下一步的重点是确定海相烃源岩的分布范围。



T. 地层界限；N_2k. 上新统库车组；N_1j. 中新统吉迪克组；C_1y. 下寒武统玉尔吐斯组；K_1bs. 下白垩统巴什基奇克组；O_3s. 上奥陶统桑塔木组；S. 志留系；O. 奥陶系；C_1. 下寒武统；C_2. 中寒武统；Pt_2Ch. 中元古界长城系；J. 侏罗系；Z. 震旦系

图 14　牙哈地区海陆相原油平面分布 (a) 和东河 11-牙哈 7X-1 井成藏剖面图 (b) 及东河 11-牙哈 10CH 井油运移剖面图 (c)

Fig. 14　Spatial distribution(a), accumulation profile of Well Donghe11 and Well Yaha7X-1(b) and oil migration profile of Well Donghe11 and Well Yaha10(c) of marine and continental crude oil in the Yaha area

8　结　论

(1)研究区牙哈 3 和牙哈 401 井原油的成熟度最低，多芳烃参数计算的原油绝对成熟度 R_c 平均值分别为 0.57% 和 0.54%。其余原油样品的成熟度大致相当，R_c 介于 0.86 ~ 1.11% 之间，平均值为 0.97%，指示原油处于生油窗早−中期阶段。

(2)依据原油的生物标志化合物和碳同位素特征可将研究区内原油分成 3 类，分别为陆相油、海相油和混合油。陆相油产自陆相环境，含有高丰度的重排类化合物。海相原油除含有高丰度长链三环萜烷外，还检测到明显的 25-降藿烷类化合物。混合油既含有高含量的重排类化合物又含有高丰度长链三环萜烷以及 25-降藿烷。

(3)基于正构烷烃、生物标志化合物含量以及正构烷烃碳同位素的二元配比结果显示，研究区内混合油中海相油占比均可高于 50%，其中桥古 1 井海

相油占比最高，可达到 90% 以上。研究区陆相油主要来自于三叠系黄山街组陆相烃源岩，海相油产自寒武系玉尔吐斯组烃源岩。

所有作者声明不存在利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献：

[1] 智凤琴，张荣虎，余朝丰. 库车坳陷东部阳霞凹陷侏罗系石油地质条件与勘探方向 [J]. 海相油气地质，2023，28(2)：186-195.
ZHI F Q, ZHANG R H, YU C F. Jurassic petroleum geological conditions and exploration direction in Yangxia Sag, eastern Kuqa Depression[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2023, 28(2): 186-195.（in Chinese with English abstract）

[2] 周兴熙，贾进华，周东延，等. 库车坳陷乌什凹陷东部成藏作用初步研究 [J]. 石油勘探与开发，2006，33(2)：184-188.
ZHOU X X, JIA J H, ZHOU D Y, et al. Gas pool forming process in Wushi Sag of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(2): 184-188.（in Chinese with English abstract）

[3] 王清华，杨海军，蔡振忠，等. 塔里木盆地库车南斜坡托探 1 井油气勘探重大突破及意义 [J]. 中国石油勘探，2023，28(5)：28-42.
WANG Q H, YANG H J, CAI Z Z, et al. Major breakthrough and significance of petroleum exploration in Well Tuotan 1 on the south slope of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 28-42.（in Chinese with English abstract）

[4] 王飞宇，杜治利，张水昌，等. 塔里木盆地库车坳陷烃源灶特征和天然气成藏过程 [J]. 新疆石油地质，2009，30(4)：431-439.
WANG F Y, DU Z L, ZHANG S C, et al. Source kitchen and natural gas accumulation in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 30(4): 431-439.（in Chinese with English abstract）

[5] 赵孟军，张宝民. 库车前陆坳陷形成大气区的烃源岩条件 [J]. 地质科学，2002，37(增刊 1)：35-44.
ZHAO M J, ZHANG B M. Source rocks for a giant gas-accumulating area in the Kuqa Foreland Depression[J]. Scientia Geologica Sinica, 2002, 37(S1): 35-44.（in Chinese with English abstract）

[6] 朱光有，刘星旺，朱永峰，等. 塔里木盆地哈拉哈塘地区复杂油气藏特征及其成藏机制 [J]. 矿物岩石地球化学通报，2013，32(2)：231-242.
ZHU G Y, LIU X W, ZHU Y F, et al. The characteristics and the accumulation mechanism of complex reservoirs in the Hanilcatam area, Tarim Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2013, 32(2): 231-242.（in Chinese with English abstract）

[7] 张慧芳，王祥，张科，等. 塔里木盆地乌什–温宿地区油源对比与成藏演化 [J]. 天然气地球科学，2022，33(1)：24-35.
ZHANG H F, WANG X, ZHANG K, et al. Oil-source correlation and accumulation evolution in Wushi-Wensu area of Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(1): 24-35.（in Chinese with English abstract）

[8] 赵海涛，孙琦，李文浩，等. 塔北隆起英买力地区白垩系油气成藏规律：以英买 46 井区为例 [J]. 中国矿业大学学报，2022，51(1)：137-147.
ZHAO H T, SUN Q, LI W H, et al. Cretaceous hydrocarbon accumulation rules of the Yingmaili area in the Tabei uplift: A case study of the Yingmai 46 well block[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2022, 51(1): 137-147.（in Chinese with English abstract）

[9] 刘春，陈世加，赵继龙，等. 库车南斜坡中–新生界油气运移地球化学示踪 [J]. 地质学报，2020，94(11)：3488-3502.
LIU C, CHEN S J, ZHAO J L, et al. Geochemical tracer of hydrocarbon migration path of Middle-Cenozoic in the south slope of the Kuqa Foreland Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2020, 94(11): 3488-3502.（in Chinese with English abstract）

[10] 李素梅，庞雄奇，杨海军，等. 塔里木盆地海相油气源与混源成藏模式 [J]. 地球科学，2010，35(4)：663-673.
LI S M, PANG X Q, YANG H J, et al. Generation, migration and accumulation model for the marine oils in the Tarim Basin[J]. Earth Science, 2010, 35(4): 663-673.（in Chinese with English abstract）

[11] 刘军，王鹏程，陈军，等. 地震沉积学技术在库车坳陷南斜坡白垩系砂体尖灭线识别中的应用 [J]. 石油物探，2018，57(5)：788-794.
LIU J, WANG P C, CHEN J, et al. Identification of the Cretaceous sandbody pinchout line in the south slope of Kuqa Depression, China, via seismic sedimentology[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2018, 57(5): 788-794.（in Chinese with English abstract）

[12] 郑民，彭更新，雷刚林，等. 库车坳陷乌什凹陷构造样式及对油气的控制 [J]. 石油勘探与开发，2008，35(4)：444-451.
ZHENG M, PENG G X, LEI G L, et al. Structural pattern and its control on hydrocarbon accumulations in Wushi Sag, Kuche Depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(4): 444-451.（in Chinese with English abstract）

[13] 宋金鹏，郇志鹏，田盼盼，等. 超深致密砂岩储层特征及影响因素：以库车坳陷阳霞凹陷侏罗系为例 [J]. 断块油气田，2021，28(5)：592-597.
SONG J P, HUAN Z P, TIAN P P, et al. Features and influence factors of ultra-deep tight sandstone reservoirs: A case study of Jurassic in Yangxia Sag, Kuqa Depression[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(5): 592-597.（in Chinese with English abstract）

[14] 赫英福，周成刚，李强，等. 库车地区阳霞凹陷侏罗系层序地层特征 [C]//中国石油学会石油物探专业委员会. 第二届中国石油物探学术年会论文集(下册). 新疆库尔勒：中国石油集团东方地球物理勘探有限责任公司塔里木物探研究院，2024：293-296.
HE Y F, ZHOU C G, LI Q, et al. Sequence stratigraphic characteristics of Jurassic in Yangxia Sag, Kuqa area[C]//Society of Petroleum Geophysicists. Proceedings of the Second Annual Conference on Petroleum Geophysical Exploration in China. Korla Xinjiang: Tarim Geophysical Research Institute, CNPC Bureau of Geophysical Prospecting INC, 2024: 293-296.（in Chinese）

[15] 于志超，刘可禹，赵孟军，等. 库车凹陷克拉 2 气田储层成岩作用和油气充注特征 [J]. 地球科学，2016，41(3)：533-545.

YU Z C, LIU K Y, ZHAO M J, et al. Characterization of diagenesis and the petroleum charge in Kela 2 gas field, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Earth Science, 2016, 41(3): 533-545. (in Chinese with English abstract)

[16] 包建平, 朱翠山, 张秋茶, 等. 库车坳陷前缘隆起带上原油地球化学特征 [J]. 石油天然气学报, 2007, 29(4): 40-44.
BAO J P, ZHU C S, ZHANG Q C, et al. Geochemical characteristics of crude oil from frontal uplift in Kuqa Depression[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(4): 40-44. (in Chinese with English abstract)

[17] 刘建良, 刘可禹, 姜振学, 等. 库车前陆盆地玉东地区白垩系油气成藏过程 [J]. 石油学报, 2018, 39(6): 620-630.
LIU J L, LIU K Y, JIANG Z X, et al. Cretaceous hydrocarbon accumulation process in Yudong area, Kuqa foreland basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(6): 620-630. (in Chinese with English abstract)

[18] KVALHEIM O M, CHRISTY A A, TELNÆS N, et al. Maturity determination of organic matter in coals using the methylphenanthrene distribution[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1987, 51(7): 1883-1888.

[19] RADKE M, LEYTHAEUSER D, TEICHMÜLLER M. Relationship between rank and composition of aromatic hydrocarbons for coals of different origins[J]. Organic Geochemistry, 1984, 6: 423-430.

[20] RADKE M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils[J]. Marine and Petroleum Geology, 1988, 5(3): 224-236.

[21] 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 Y, BAO J P, LIU Z Q, 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. (in Chinese with English abstract)

[22] LU Z D, CHEN Z L, PING H W, et al. A small-scale silica gel column chromatography method for separating carbazole compounds from highly mature crude oil[J]. Journal of Chromatography A, 2024, 1713: 464536.

[23] SPIKER E C, HATCHER P G. The effects of early diagenesis on the chemical and stable carbon isotopic composition of wood[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1987, 51(6): 1385-1391.

[24] CRAIG H. Isotopic standards for carbon and oxygen and correction factors for mass-spectrometric analysis of carbon dioxide[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1957, 12(1/2): 133-149.

[25] LU Z D, PING H W, CHEN H H, et al. Geochemical characteristics of Ordovician crude oils in the FI17 strike-slip fault zone of the Fuman oilfield, Tarim Basin: Implications for ultra-deep hydrocarbon accumulation in the Tarim Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 163: 106800.

[26] BEIN A, SOFFER Z. Origin of oils in Helez region, Israel: Implications for exploration in the eastern Mediterranean[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(1): 65-75.

[27] 倪春华, 包建平, 梁世友. 渤海湾盆地渤中凹陷原油成熟度的多参数综合评价 [J]. 石油实验地质, 2009, 31(4): 399-402.
NI C H, BAO J P, LIANG S Y. Overall evaluation by multi-parameters on maturity of crude oil from the Bozhong Sag, the Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(4): 399-402. (in Chinese with English abstract)

[28] 张小琴, 李威, 王飞龙, 等. 辽东湾地区古近系烃源岩生物标志物特征及其地质意义 [J]. 岩性油气藏, 2022, 34(1): 73-85.
ZHANG X Q, LI W, WANG F L, et al. Biomarker characteristics and geological significance of Paleogene source rocks in Liaodong Bay[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(1): 73-85. (in Chinese with English abstract)

[29] RADKE M, WELTE D H, WILLSCH H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type[J]. Organic Geochemistry, 1986, 10(1/2/3): 51-63.

[30] SIVAN P, DATTA G C, SINGH R R. Aromatic biomarkers as indicators of source, depositional environment, maturity and secondary migration in the oils of Cambay Basin, India[J]. Organic Geochemistry, 2008, 39(11): 1620-1630.

[31] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. Biomarkers: Assessment of petroleum source-rock age and depositional environment[M]. Cham: Springer International Publishing, 2017: 1-11.

[32] 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.

[33] PETERS K E, MOLDOWAN J M. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum[J]. Organic Geochemistry, 1991, 17(1): 47-61.

[34] MA A L, JIN Z J, ZHU C S, et al. Cracking and thermal maturity of Ordovician oils from Tahe oilfield, Tarim Basin, NW China[J]. Journal of Natural Gas Geoscience, 2017, 2(4): 239-252.

[35] FARRIMOND P, TAYLOR A, TELNÆS N. Biomarker maturity parameters: The role of generation and thermal degradation[J]. Organic Geochemistry, 1998, 29(5/6/7): 1181-1197.

[36] 黄第藩, 张大江, 李晋超. 论4-甲基甾烷和孕甾烷的成因 [J]. 石油勘探与开发, 1989, 16(3): 8-15.
HUANG D F, ZHANG D J, LI J C. On origin of 4-methyl steranes and pregnanes[J]. Petroleum Expoloration and Development, 1989, 16(3): 8-15. (in Chinese with English abstract)

[37] CONNAN J. Biodegradation of crude oils in reservoirs[M]. Amsterdam: Elsevier, 1984: 299-335.

[38] LI N X, HUANG H P, JIANG W L, et al. Biodegradation of 25-norhopanes in a Liaohe Basin (NE China) oil reservoir[J]. Organic Geochemistry, 2015, 78: 33-43.

[39] PING H W, LI C Q, CHEN H H, et al. Overpressure release: Fluid inclusion evidence for a new mechanism for the formation of heavy oil[J]. Geology, 2020, 48(8): 803-807.

[40] ZHANG Y D, SUN Y G, CHEN J P. Stable carbon isotope evidence for the origin of C28 steranes in lacustrine source rocks from the Qikou Sag, Bohai Bay Basin, eastern China[J]. Organic Geochemistry, 2020, 145: 104028.

[41] WANG L, SONG Z G, CAO X X, et al. Compound-specific car-

bon isotope study on the hydrocarbon biomarkers in lacustrine source rocks from Songliao Basin[J]. Organic Geochemistry, 2015, 87: 68-77.

[42] CLAYTON J L, BOSTICK N H. Temperature effects on kerogen and on molecular and isotopic composition of organic matter in Pierre shale near an igneous dike[J]. Organic Geochemistry, 1986, 10(1/2/3): 135-143.

[43] ANDRUSEVICH V E, ENGEL M H, ZUMBERGE J E, et al. Secular, episodic changes in stable carbon isotope composition of crude oils[J]. Chemical Geology, 1998, 152(1/2): 59-72.

[44] ZIMMERMANN J, WANNER P, HUNKELER D. Compound-specific carbon isotope analysis of volatile organic compounds in complex soil extracts using purge and trap concentration coupled to heart-cutting two-dimensional gas chromatography-isotope ratio mass spectrometry[J]. Journal of Chromatography A, 2021, 1655: 462480.

[45] WANG Z M, XIAO Z Y. A comprehensive review concerning the problem of marine crudes sources in Tarim Basin[J]. Chinese Science Bulletin, 2004, 49(1): 1-9.

[46] ZHANG S C, HUANG H P. Geochemistry of Palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1. oil family classification[J]. Organic Geochemistry, 2005, 36(8): 1204-1214.

[47] ZHAN Z W, ZOU Y R, PAN C C, et al. Origin, charging, and mixing of crude oils in the Tahe oilfield, Tarim Basin, China[J]. Organic Geochemistry, 2017, 108: 18-29.

[48] ZHAN Z W, TIAN Y K, ZOU Y R, et al. De-convoluting crude oil mixtures from Palaeozoic reservoirs in the Tabei uplift, Tarim Basin, China[J]. Organic Geochemistry, 2016, 97: 78-94.

[49] ZHOU C X, YU S, HUANG W Y, et al. Oil maturities, mixing and charging episodes in the cratonic regions of the Tarim Basin, NW China: Insight from biomarker and diamondoid concentrations and oil bulk properties[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 126: 104903.

[50] 陈中红, 柴智. 原油混合后成熟度参数的差异性及其地质意义: 以塔北隆起托甫台地区奥陶系为例 [J]. 岩性油气藏, 2022, 34(5): 38-49.
CHEN Z H, CHAI Z. Difference of maturity parameters of mixed crude oil and its geological significance: A case study of Ordovician in Tuofutai area, Tabei uplift[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(5): 38-49. (in Chinese with English abstract)

[51] 陈致林, 李素娟, 王忠. 低-中成熟演化阶段芳烃成熟度指标的研究 [J]. 沉积学报, 1997, 15(2): 192-197.
CHEN Z L, LI S J, WANG Z. Study on maturity index of aromatic hydrocarbons in low-medium maturity evolution stage[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1997, 15(2): 192-197. (in Chinese with English abstract)

[52] 马安来, 金之钧, 朱翠山. 塔里木盆地塔河油田奥陶系原油成熟度及裂解程度研究 [J]. 天然气地球科学, 2017, 28(2): 313-323.
MA A L, JIN Z J, ZHU C S. Maturity and oil-cracking of the Ordovician oils from Tahe oilfield, Tarim Basin, NW China[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(2): 313-323. (in Chinese with English abstract)

[53] ZHU G Y, CHEN F R, WANG M, et al. Discovery of the Lower Cambrian high-quality source rocks and deep oil and gas exploration potential in the Tarim Basin, China[J]. 2018, 102(10): 2123-2151.

Summary for “塔里木盆地库车坳陷南斜坡海陆相来源油识别与混源油贡献定量评价：以牙哈构造带为例”

Identification of oil sources from marine-continental faces source rooks and quantitative evaluation of mixed-source oil contributions in the southern slope of Kuqa Depression, Tarim Basin: A case study of the Yaha structure zone

JIANG Jun[1, 2], PING Hongwei[3*], WU Shaojun[1, 2], ZHAO Fengquan[1, 2], WANG Xiaoxue[1, 2], YUAN Rui[1, 2], LU Zhongdeng[3], DENG Xiaorui[1, 2], SONG Yu[1, 2]

1. Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla Xinjiang 841000, China;
2. R&D Center for Ultra-Deep Complex Reservoir Exploration and Development, CNPC, Korla Xinjiang 841000, China;
3. Department of Petroleum Geology, School of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China

First author, E-mail: jjun-tlm@petrochina.com.cn

* Corresponding author, E-mail: howping@qq.com

Abstract: [**Objective**] The Yaha area on the southern slope of the Kuqa sub-basin is a significant hydrocarbon-rich region in the Tarim Basin; however, the origin of its crude oil remains unclear. [**Methods**] This study analyzed 13 crude oil samples from the Yaha area using organic geochemical techniques and employed an end-member oil mixing model to quantify the contributions of marine and terrestrial sources in the mixed oils. [**Results**] Biomarker characteristics indicate that the crude oils in the Yaha area can be broadly classified into three types: Terrestrial oils, marine oils, and mixed oils. Terrestrial oils primarily derive from lacustrine source rocks, with pristane/phytane (Pr/Ph) values ranging from 1.20 to 2.35 (averaging 1.74). The tricyclic terpanes (TT) are dominated by C_{20}TT and C_{21}TT, with a high abundance of rearranged compounds such as C_{30} early-eluting rearranged hopanes (compound X). The n-alkane carbon isotope values range from −28‰ to 32‰. Marine oils are a mixture of multi-stage marine source rock contributions, exhibiting Pr/Ph values between 0.74 and 0.92 (average of 0.81), with peak C_{23}TT and C_{24}TT compounds and a high abundance of long-chain tricyclic terpanes. Their n-alkane carbon isotope values are generally lighter than −32‰. Additionally, the presence of 25-norhopane compounds in the marine oils indicates significant early-stage biodegradation.. Mixed oils display biomarker and isotopic features characteristic of both marine and terrestrial oils. Except for the lower absolute maturity values observed in wells Yaha5, Yaha 401, and Yaha 3 (Well Yaha 3: 0.57% *R*c; Well Yaha 401: 0.54% R_c), the overall maturity distribution across the study area is relatively uniform, ranging from 0.86 to 1.11% R_c, with an average of 0.97% R_c. Two-end-member mixing calculation suggests that marine oils account for over 60% of the mixed oils in the study area, with marine the contribution in Well Qiaogu 1 exceeding 90%. Source analysis indicates that the terrestrial oils primarily originate from the Triassic Huangshanjie Formation, while the marine oils are derived from the Cambrian Yuertusi Formation. [**Conclusion**] These findings demonstrate that the continental oil prospects on the southern slope of the Kuqa sub-basin remain promising for discovering marine oil and gas resources. This has significant implications for expanding future oil and gas exploration in the southern slope of the Kuqa Depression.

Key words: Yaha area; biomarker; carbon isotope; mixed source contribution; Yuertusi Formation; oil source identification; Kuqa Depression

Received: 2024-12-04; Revised: 2025-04-23; Accepted: 2025-04-29

doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240749