

塔里木盆地顺北地区上奥陶统恰尔巴克组烃源岩 有机地球化学特征及勘探意义

何 帅^{1,2,3}, 马安来¹, 云 露⁴, 曹自成⁴, 李贤庆^{2,3}, 黄 诚⁴, 张国松¹, 胡 松¹, 王铁一¹, 彭威龙¹,
朱志立¹, 崔福田^{1,2,3}

[1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102260; 2. 中国矿业大学(北京)煤炭精细勘探与智能开发全国重点实验室, 北京 100083;
3. 中国矿业大学(北京)地球科学与测绘工程学院, 北京 100083; 4. 中国石化西北油田分公司, 新疆乌鲁木齐 830011]

摘要:塔里木盆地顺北地区上奥陶统恰尔巴克组烃源岩是近期勘探新发现的烃源岩层系, 研究恰尔巴克组地球化学特征对下一步油气勘探具有重要意义。对顺北地区6口钻井烃源岩样品进行了地球化学实验分析测试, 对烃源岩有机质丰度、类型和热演化特征进行地球化学综合研究, 研究结果表明:①6口钻井上奥陶统恰尔巴克组烃源岩主要为灰黑色泥岩、深灰色灰质泥岩和深灰色泥质灰岩。灰黑色泥岩总有机碳含量(TOC)为0.20%~2.81%, 平均值为1.59%, 岩石热解生烃潜量(S_1+S_2)为0.43~12.05 mg/g, 平均值为5.59 mg/g。深灰色灰质泥岩TOC为0.46%~2.24%, 平均值为1.47%, S_1+S_2 为0.18~1.97 mg/g, 平均值为0.91 mg/g。深灰色泥质灰岩TOC为0.22%~3.41%, 平均值为1.72%, S_1+S_2 为1.37~18.56 mg/g, 平均值为9.04 mg/g。SB5井、SB7井和SB71X井区有机质丰度最高。②恰尔巴克组烃源岩形成于弱还原偏咸水的海相沉积环境中, 母质来源以低等水生藻类为主。大部分样品氢指数(HI)介于289~512 mg/g, 平均值为416 mg/g, 为腐殖-腐泥型(II₁)有机质, 具有较高的生烃潜力。③SB7井恰尔巴克组烃源岩等效镜质体反射率(R_o)介于0.55%~0.88%, 平均值为0.72%, 为低成熟-中等成熟阶段; SB71X井恰尔巴克组烃源岩 R_o 介于0.53%~0.70%, 平均值为0.62%, 为低成熟阶段; SB5井恰尔巴克组烃源岩 R_o 介于0.85%~0.95%, 平均值为0.90%, 达到中等成熟阶段。④恰尔巴克组烃源岩厚度为20~25 m, 主要分布在顺北地区5号断裂带和7号断裂带台内洼地。

关键词:生物标志化合物; 分子地球化学; 烃源岩; 恰尔巴克组; 奥陶系; 顺北地区; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Organic geochemical characteristics and exploration significance of the Upper Ordovician Qrebake Formation source rocks, Shunbei area, Tarim Basin

HE Shuai^{1,2,3}, MA Anlai¹, YUN Lu⁴, CAO Zicheng⁴, LI Xianqing^{2,3}, HUANG Cheng⁴, ZHANG Guosong¹, HU Song¹,
WANG Tiejie¹, PENG Weilong¹, ZHU Zhili¹, CUI Futian^{1,2,3}

[1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102260, China; 2. State Key Laboratory for Fine Exploration and Intelligent Development of Coal Resources, China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing 100083, China;
3. College of Geoscience and Surveying Engineering, China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing 100083, China;
4. Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China]

Abstract: Source rocks in the Upper Ordovician Qrebake Formation in the Shunbei area of the Tarim Basin have been newly discovered in recent exploration. Investigating their geochemical characteristics holds great significance for future hydrocarbon exploration. Using comprehensive geochemical experiments, analyses, and tests on source rock samples from six wells in the Shunbei area, we explore their organic matter abundance, types, and thermal maturity in the Upper Ordovician Qrebake Formation. The results indicate that the selected source rocks consist primarily of grayish-black mudstones, dark gray calcareous mudstones, and dark gray argillaceous limestones. The grayish-black mudstones,

收稿日期: 2024-10-22; 修回日期: 2024-12-27。

第一作者简介: 何帅(2001—), 男, 硕士研究生, 油气地质和地球化学。E-mail: 2592724745@qq.com。

通信作者简介: 马安来(1969—), 男, 博士、研究员, 油气地球化学与成藏机理。E-mail: maal.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(42272167, U24B6001); 中国石油化工股份有限公司科技部项目(P23167, P21085-8); 中央高校基本科研业务费专项(2022YJSM03)。

among others, exhibit total organic carbon (*TOC*) content ranging from 0.20 % to 2.81 % (average: 1.59 %) and Rock-Eval pyrolysis-based hydrocarbon generative potential (S_1+S_2) from 0.43 to 12.05 mg/g (average: 5.59 mg/g). The dark gray calcareous mudstones show *TOC* content varying from 0.46 % to 2.24 % (average: 1.47 %) and S_1+S_2 from 0.18 to 1.97 mg/g (average: 0.91 mg/g). In contrast, the dark gray argillaceous limestones manifest *TOC* content ranging from 0.22 % to 3.41 % (average: 1.72 %) and S_1+S_2 from 1.37 to 18.56 mg/g (average: 9.04 mg/g). Notably, wells SB5, SB7, and SB71X present source rocks of the highest organic matter abundance. Source rocks in the Qrebake Formation are formed in a weakly reducing, brackish marine sedimentary environment, with parent materials originating primarily from low aquatic algae. Most samples exhibit hydrogen index (*HI*) values ranging between 289 and 512 mg/g (average: 416 mg/g), suggesting humic-sapropelic organic matter (Type II₁) with high hydrocarbon generative potential. Source rocks from well SB7 present vitrinite equivalent reflectance ($R_{o,eq}$) ranging from 0.55 % to 0.88 % (average: 0.72 %), indicating low-to-moderate maturity. In well SB71X, the $R_{o,eq}$ ranges from 0.53 % to 0.70 % (average: 0.62 %), suggesting low-maturity source rocks. Meanwhile, source rocks from well SB5 display $R_{o,eq}$ between 0.85 % and 0.95 % (average: 0.90 %) of moderate maturity. Source rocks in the formation measure from 20 to 25 m in thickness, distributed primarily in the intra-platform depressions in the Nos. 5 and 7 fault zones in the Shunbei area.

Key words: biomarker, molecular geochemistry, source rock, Qrebake Formation, Ordovician, Shunbei area, Tarim Basin

引用格式:何帅,马安来,云露,等. 塔里木盆地顺北地区上奥陶统恰尔巴克组烃源岩有机地球化学特征及勘探意义[J]. 石油与天然气地质,2025,46(1):246–260. DOI:10.11743/ogg20250117.

HE Shuai, MA Anlai, YUN Lu, et al. Organic geochemical characteristics and exploration significance of the Upper Ordovician Qrebake Formation source rocks, Shunbei area, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 246–260. DOI: 10.11743/ogg20250117.

塔里木盆地面积广阔,海相油气资源丰富。近年来,随着油气勘探的深入,塔北和塔中地区已发现轮南-塔河、塔中、顺北、富满等多个大、中型油气田^[1]。然而,关于台盆区海相主力烃源岩层位是寒武系还是中-上奥陶统的争议仍未解决^[2-7]。由于主力烃源岩的层位、分布范围直接影响到台盆区海相油气勘探方向^[8],烃源岩一直是勘探工作的重点关注对象。

基于烃源岩和原油的生物标志化合物分析,塔里木盆地台盆区大部分原油生物标志化合物组成主要呈现出“六低一高”(低甲藻甾烷、低24-降重排胆甾烷、低4-甲基甾烷、低伽马蜡烷、低24-降胆甾烷、低C₂₈规则甾烷和高重排甾烷含量)的分布特征^[9-12],与中-上奥陶统烃源岩相似,而不同于寒武系烃源岩。随着塔中隆起寒武系盐下中深1井的油气突破,中国石油勘探界普遍认为台盆区油气主要来源于寒武系烃源岩,这也促使学术界采用一些新的油-源对比参数进行研究,如硫同位素和芳基类异戊二烯烷烃等^[13-14];朱光有等^[15-16]对柯坪露头剖面下寒武统玉尔吐斯组烃源岩进行地球化学分析,指出其发育优质烃源岩;熊冉等^[17]采用地球物理方法预测了玉尔吐斯组烃源岩的平面分布。

近年来,随着塔里木盆地油气勘探向深层-超深层拓展,中国石化西北油田分公司和中国石油塔里木油田分公司在阿满地区分别发现了顺北油田和富满油

田。除下寒武统玉尔吐斯组烃源岩外,杨海军等^[18]认为富满地区上奥陶统吐木休克组(中国石化命名为恰尔巴克组)具有良好的生烃潜力,其中满深72井吐木休克组烃源岩厚度约为14 m。顺北油田向西推进的勘探过程中,发现7号断裂带原油的地球化学特征[如相对偏高的姥鲛烷/植烷(*Pr/Ph*)含量比值、较高的重排甾烷/规则甾烷含量比值及较重的全油碳同位素]不同于主体断裂带原油^[19],表明7号断裂带的烃源层位和(或)有机相与主体断裂带存在一定的差异。因此,亟需开展针对7号断裂带及主体断裂带烃源岩的系统研究。

本文选取顺北地区不同断裂带钻井的上奥陶统良里塔格组和恰尔巴克组样品,通过扫描分析总有机碳含量(*TOC*)高于0.5 %的恰尔巴克组烃源岩,开展分子地球化学研究,以确定其沉积环境和母质来源。同时,利用测井方法预测未实测 *TOC* 钻井中恰尔巴克组烃源岩的厚度,并在实钻井地层分层的基础上预测奥陶系恰尔巴克组烃源岩的分布范围。

1 研究区概况

塔里木盆地面积约为 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[20],构造历史复杂,发育多个构造单元。本研究的顺北地区位于塔里木盆地顺托果勒地区北部,夹持于满加尔坳陷、阿瓦提坳陷与沙雅隆起之间的低隆起(图1a,b),该地区奥陶

系自下而上为蓬莱坝组(O_p)、鹰山组(O_{1-2y})、一间房组(O_{2yj})、恰尔巴克组(O_{3q})、良里塔格组(O_{3l})和桑塔木组(O_{3s})(图1c),位于奥陶纪“西台东盆”格局中的“西台”地区。

2 样品与实验方法

本研究系统采集了顺北1号、5号、7号和9号断裂带6口井中44个上奥陶统良里塔格组和74个恰尔巴克组的灰岩、泥岩、泥灰岩样品。样品热解结果详见表1,采样井位如图1所示。针对采集的含泥质泥晶灰岩、泥岩、泥灰岩等烃源岩样品,开展了一系列地球化学实验分析。

2.1 TOC和热解分析

TOC的测定采用TP4-04-03 CS230 硫碳分析仪,依据《沉积岩中总有机碳的测定》(GB/T 19145-2022)对岩石样品进行分析。检测条件:温度范围20~28℃,温度变化率小于2℃/h;相对湿度小于70%;分

析气体流速为3 L/min。
岩石热解分析使用TP3-10-02 Rock eval 7 热解仪,依据《岩石热解分析》(GB/T 18602-2012)对岩石样品进行热解分析。检测条件:温度范围300~650℃,升温速率为25℃/min。

2.2 抽提及组分分离

根据TOC分析结果,筛选TOC高于0.5%的样品,选取SB7井、SB5井和SB71X井中的7个岩屑样品,采用索氏抽提法测定样品的氯仿沥青“A”含量,实验依据《岩石中抽提物含量测定》(SY/T 5118-2021)行业标准,将氯仿沥青“A”进一步分离为沥青质、饱和烃、芳烃和非烃4个组分。

2.3 色谱-质谱分析

饱和烃组分的色谱-质谱分析在Agilent 8890气相色谱-质谱仪上完成。色谱-质谱条件:HP-5MS色谱柱(30 m×0.25 mm×0.25 μm);恒流模式进样,载气为氦气。升温程序:初温60℃,保持1 min;以6℃/min

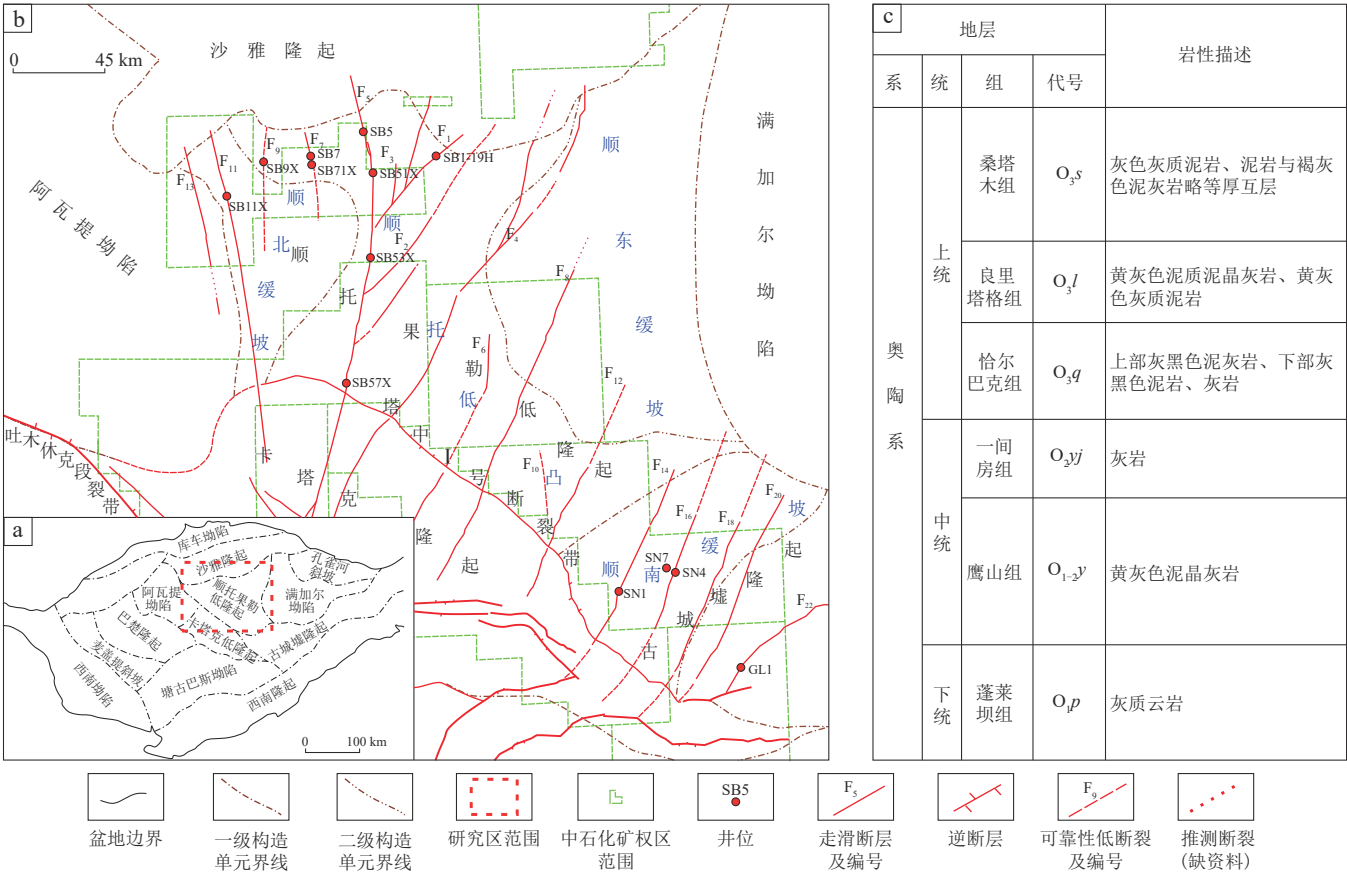


图1 塔里木盆地顺北地区构造位置(a)、二级构造单元划分和走滑断裂分布(b)及地层简表(c)

Fig. 1 Tectonic location map (a), mapping of the division of second-order structural units and distribution of strike-slip faults (b), and stratigraphic chart (c) of the Shunbei area, Tarim Basin

表 1 塔里木盆地顺北地区奥陶系良里塔格组和恰尔巴克组烃源岩 TOC 及热解数据Table 1 TOC content and pyrolysis data of source rocks in the Ordovician Lianglitage and Qrebake formations, Shunbei area, Tarim Basin

井号	岩性	层位	样品数/个	$TOC/\%$	$(S_1+S_2)/(mg/g)$	$T_{max}/^{\circ}C$	$HI/(mg/g)$	$OI/(mg/g)$
SB7	黄灰色含泥质泥晶灰岩	O_3l	5	(0.29 ~ 0.44)/0.36	(0.64 ~ 0.88)/0.71	(434 ~ 439)/437	(133 ~ 203)/178	(92 ~ 170)/141
	灰黑色泥岩	O_3q	15	(0.20 ~ 2.81)/1.59	(0.43 ~ 12.05)/5.59	(433 ~ 446)/442	(138 ~ 436)/297	(31 ~ 194)/84
SB5	黄灰色泥质灰岩	O_3l	6	(0.19 ~ 0.22)/0.20	—	—	—	—
	深灰色泥质灰岩	O_3q	19	(0.22 ~ 3.41)/1.72	(1.37 ~ 18.56)/9.04	(445 ~ 449)/447	(289 ~ 512)/416	(13~54)/32
SB53X	黄灰色泥质灰岩	O_3l	11	(0.25 ~ 0.58)/0.32	—	—	—	—
		O_3q	12	(0.27 ~ 0.93)/0.44	—	—	—	—
SB71X	黄灰色灰质泥岩	O_3l	6	(0.18 ~ 0.25)/0.22	—	—	—	—
	深灰色灰质泥岩	O_3q	18	(0.46 ~ 2.24)/1.47	(0.18 ~ 1.97)/0.91	(431 ~ 440)/437	(8 ~ 152)/65	(50~138)/68
SB9X	灰色泥质灰岩	O_3l	13	(0.20 ~ 0.31)/0.25	—	—	—	—
		O_3q	3	(0.15 ~ 0.18)/0.17	—	—	—	—
SB1-19H	黄灰色泥质灰岩	O_3l	3	(0.21 ~ 0.42)/0.32	—	—	—	—
	灰质泥岩	O_3q	7	(0.24 ~ 0.31)/0.29	—	—	—	—

注:表中数据格式为(最小值~最大值)/平均值; S_1+S_2 为岩石热解生烃潜量; T_{max} 为烃源岩最高热解峰温; HI 为氢指数, $HI=S_2/TOC \times 100$, OI 为氧指数。

升温至 310 $^{\circ}C$,保持 20 min。

芳烃组分的色谱-质谱分析在 Agilent 5975C MSD 气相色谱-质谱仪上完成。色谱-质谱条件:HP-5MS 色谱柱(30 m $\times$ 0.25 mm $\times$ 0.25 μm);进样口温度 300 $^{\circ}C$,无分流模式进样。升温程序:初温 60 $^{\circ}C$,保持 5 min;以 3 $^{\circ}C/min$ 升温至 310 $^{\circ}C$,保持 12 min。

2.4 氯仿沥青“A”含量及组分碳同位素分析

氯仿沥青“A”含量和组分碳同位素分析在 DELTA V plus 稳定同位素质谱仪上完成,依据《地质样品有机地球化学分析方法》(GB/T 18340.2-2010)第 2 部分对岩石样品开展检测。

3 烃源岩评价

3.1 有机质丰度

有机质丰度是烃源岩生烃潜力评价的指标之一,通常采用 TOC 、岩石热解生烃潜量(S_1+S_2)和氯仿沥青“A”含量等进行表征。本文选用 TOC 与 S_1+S_2 关系图版判断烃源岩的生烃潜力^[21]。如表 1 所示,顺北地区 7 号断裂带中的 SB7 井良里塔格组黄灰色含泥质泥晶灰岩的 S_1+S_2 为 0.64 ~ 0.88 mg/g,平均值为 0.71 mg/g, TOC 为 0.29 % ~ 0.44 %,平均值为 0.36 %;恰尔巴克组灰黑色泥岩的 S_1+S_2 为 0.43 ~ 12.05 mg/g,平均值为 5.59 mg/g, TOC 为 0.20 % ~ 2.81 %,平均值为 1.59 %。SB71X 井良里塔格组深灰色灰质泥岩的 TOC 为

0.18 % ~ 0.25 %,平均值为 0.22 %,恰尔巴克组深灰色灰质泥岩 S_1+S_2 为 0.18 ~ 1.97 mg/g,平均值为 0.91 mg/g, TOC 为 0.46 % ~ 2.24 %,平均值为 1.47 %。5 号断裂带中的 SB5 井良里塔格组黄灰色泥质灰岩 TOC 为 0.19 % ~ 0.22 %,平均值为 0.20 %,恰尔巴克组烃源岩 S_1+S_2 为 1.37 ~ 18.56 mg/g,平均值为 9.04 mg/g, TOC 为 0.22 % ~ 3.41 %,平均值为 1.72 %。由此可见,SB7 井、SB71X 井和 SB5 井的良里塔格组岩屑样品不属于优质烃源岩,而 SB7 井、SB71X 井、SB5 井中的恰尔巴克组岩屑样品表现为好-很好的优质烃源岩,绝大多数样品的 TOC 高于 1 %,生烃潜量较高(图 2)。

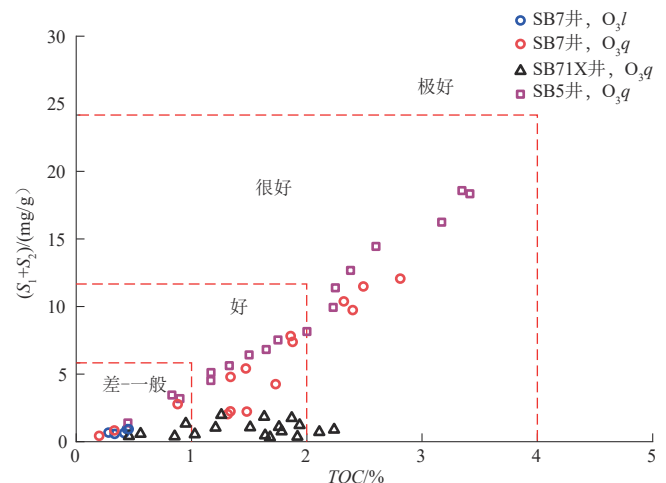


图 2 塔里木盆地顺北地区良里塔格组和恰尔巴克组烃源岩 TOC 与 S_1+S_2 关系图版

Fig. 2 Crossplot of TOC content vs. S_1+S_2 for source rocks in the Qrebake Formation, Shunbei area, Tarim Basin

图3为顺北7井上奥陶统岩屑TOC、热解数据的综合地球化学剖面图,显示恰尔巴克组烃源岩主要发育在下段的灰黑色、黑色泥岩和泥灰岩中,深度范围为

7 568 ~ 7 598 m, TOC 为 0. 20 % ~ 2. 81 %, 平均值为 1. 59 %; S₁+S₂为 0. 43 ~ 12. 05 mg/g, 平均值为 5. 59 mg/g。烃源岩主要发育在恰尔巴克组的中、下段,而上段不发

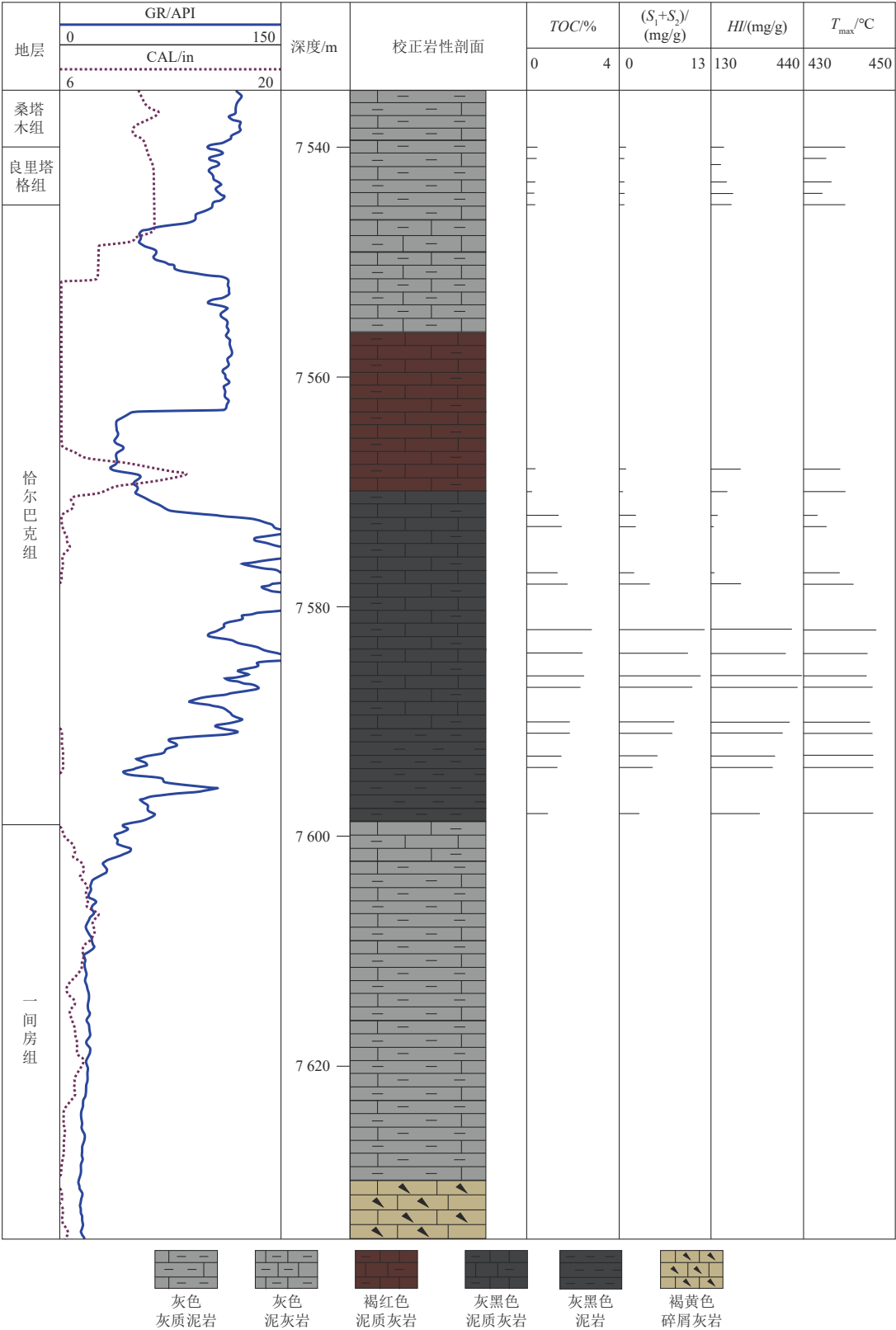


图3 塔里木盆地顺北地区顺北7井上奥陶统烃源岩有机地球化学剖面

Fig. 3 Organic geochemical profile of the Upper Ordovician source rocks from well SB7 in the Shunbei area, Tarim Basin

育烃源岩(图3),其他2口钻井的有机地球化学剖面与顺北7井基本一致。

3.2 有机质类型

有机质类型影响着烃源岩的生油或生气潜力^[22-25]。利用烃源岩最高热解峰温($T_{\max}$)-氢指数(HI)关系图和HI-氧指数(OI)关系图对顺北地区5号和7号断裂带上恰尔巴克组岩屑样品进行有机质类型分析(图4a,b)。结果显示:SB5井恰尔巴克组大部分样品有机质类型为腐殖-腐泥型(II_1 型),HI值介于289~512 mg/g,平均值为416 mg/g,具有较好的生油潜力;SB7井恰尔巴克组样品有机质类型主要为腐殖-腐泥型(II_1 型);SB71X井恰尔巴克组样品有机质类型少部分为腐泥-腐殖型(II_2 型),大部分为腐殖型(III 型),HI值介于8~152 mg/g,平均值为65 mg/g,以生气为主,SB71X井恰尔巴克组干酪根为 III 型,推测与海相腐殖组分的高含量有关。

根据干酪根碳同位素比值划分烃源岩类型的标准^[26],对7个上奥陶统恰尔巴克组烃源岩样品的分析表明:SB5井干酪根碳同位素值为-29.7‰~-29.6‰,平均值为-29.7‰,为 II_1 型有机质;SB7井干酪根碳同位素值为-30.0‰~-29.7‰,平均值为-29.9‰,为 II_1 型有机质;SB71X井干酪根碳同位素值为-26.0‰~-25.6‰,平均值为-25.8‰,为 III 型有机质。

3.3 有机质成熟度

根据岩屑热解结果分析,研究区SB7井良里塔格组烃源岩等效镜质体反射率(R_o)介于0.52%~0.60%,平均值为0.56%,为低成熟;SB7井恰尔巴克组烃源岩 R_o 介于0.55%~0.88%,平均值为0.72%,为低成熟-中等成熟;SB71X井恰尔巴克组烃源岩 R_o 介于0.53%~0.70%,平均值为0.62%,为低成熟;SB5井恰尔巴克组烃源岩 R_o 介于0.85%~0.95%,平均值为0.90%,为中等成熟。

此外,有机质成熟度也可以根据 $T_{\max}$ 来判定^[27-28],研究区SB7井良里塔格组烃源岩 $T_{\max}$ 介于434~439℃,平均值为437℃,为低成熟;SB7井恰尔巴克组烃源岩 $T_{\max}$ 介于433~446℃,平均值为442℃,为低成熟-中等成熟;SB71X井恰尔巴克组烃源岩 $T_{\max}$ 介于431~440℃,平均值为437℃,为低成熟;SB5井实测恰尔巴克组烃源岩 $T_{\max}$ 介于445~449℃,平均值为447℃,为中等成熟。综合分析表明,随着烃源岩成熟度的增加,其生烃潜量总体上呈现逐渐增大的趋势。

4 烃源岩分子地球化学特征

4.1 沉积环境

本文选取SB7井、SB5井和SB71X井7个TOC高于

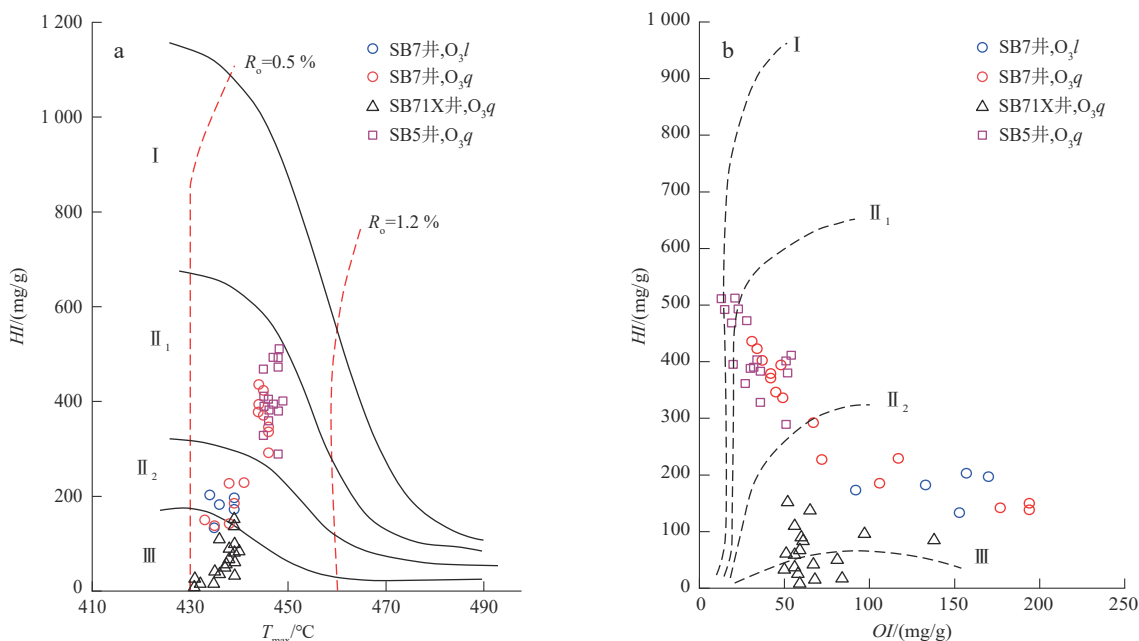


图4 塔里木盆地顺北地区良里塔格组和恰尔巴克组烃源岩有机质类型 $T_{\max}$ -HI(a)和OI-HI(b)关系图版

Fig. 4 Crossplots of $T_{\max}$ vs. HI (a) and OI vs. HI (b) to illustrate the organic matter types of source rocks in the Qrebahe Formation, Shunbei area, Tarim Basin

0.5%的恰尔巴克组烃源岩样品,对抽提物中的饱和烃和芳烃进行分子标志物分析,以研究恰尔巴克组烃源岩的沉积环境、母质来源及成熟度^[29]。

姥鲛烷(Pr)与植烷(Ph)的相对含量通常作为氧化-还原环境的重要指标^[30-32]。研究区恰尔巴克组烃源岩样品的Pr/Ph含量比值为0.39~1.16,平均值为1.06(表2);大部分样品的Pr/Ph值接近1.10,表明恰尔巴克组烃源岩形成于弱还原-弱氧化的环境中。此外,Pr/ nC_{17} (姥鲛烷/正十七烷)与Ph/ nC_{18} (植烷/正十八烷)含量比值关系图可用于表征烃源岩的沉积环境和母质来源^[33-34]。研究区恰尔巴克组烃源岩样品的Pr/ nC_{17} 值为0.27~0.71,平均值为0.49,Ph/ nC_{18} 值为0.29~2.27,平均值为1.28。从Pr/ nC_{17} 与Ph/ nC_{18} 关系图(图5)可以看出,研究区恰尔巴克组烃源岩沉积于还原环境,具有明显的海相有机质特征。

五环三萜烷中的伽马蜡烷(Ga)在地质样品中广泛分布,在高盐度的海相和非海相沉积物中大量存在,常用于指示水体分层以及氧化-还原沉积环境^[35-38]。研究区检测一定含量的Ga,伽马蜡烷指数(Ga/ $C_{30}H$,H为藿烷)介于0.29~0.63,平均值为0.53,表明研究区烃源岩沉积的水体环境偏咸,属于微咸水沉积环境(图6)。

Pr/Ph、二苯并噻吩/菲(DBT/P)^[39]、三环萜烷($C_{23}TT$)、Ga/ $C_{30}H$ 以及 $\sum nC_{21}/\sum nC_{22+}$ 等是常用的烃源岩沉积环境判别指标。研究区恰尔巴克组烃源岩的DBT/P含量比值为0.02~0.05,整体较低。从关系图中看出,除SB71X-19和SB71X-21样品Pr/Ph比值较低外,其余样品位于或接近海相页岩区域(图7),表明研究区烃源岩沉积于海相环境。SB71X井 T_{max} -HI关系图版指示的Ⅲ型干酪根属性,推测可能与样品中海相腐殖组分含量较高有关。

从萜烷质量色谱图(m/z 191)特征来看(图8b,e,

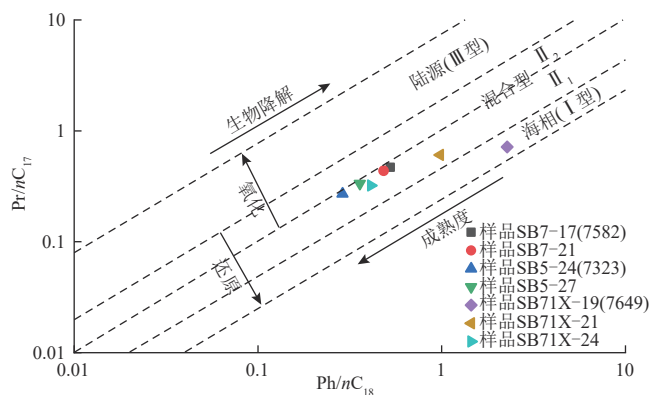


图5 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组烃源岩Pr/ nC_{17} 与Ph/ nC_{18} 关系图版

Fig. 5 Crossplot of Pr/ nC_{17} ratio vs. Ph/ nC_{18} ratio for source rocks of the Qrebake Formation, Shunbei area, Tarim Basin

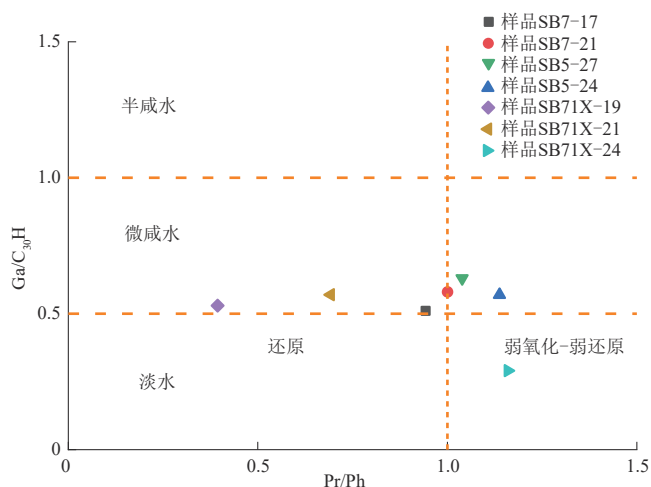


图6 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组烃源岩Pr/Ph与Ga/ $C_{30}H$ 关系图版

Fig. 6 Crossplot of Pr/Ph ratio and Ga/ $C_{30}H$ ratio for source rocks in the Qrebake Formation, Shunbei area, Tarim Basin

h), SB7井、SB5井和SB71X井恰尔巴克组烃源岩以 C_{23} 三环萜烷($C_{23}TT$)为主峰,这进一步表明顺北地区恰尔

表2 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组烃源岩抽提物生物标志化合物参数

Table 2 Biomarker compound parameters of source rock extracts from the Qrebake Formation, Shunbei area, Tarim Basin

样品编号	深度/m	Pr/Ph	Pr/ nC_{17}	Ph/ nC_{18}	$\sum nC_{21}/\sum nC_{22+}$	C_{27} 甾烷	C_{28} 甾烷	C_{29} 甾烷	Ga/ $C_{30}H$	C_{29} 甾烷 20S/(20S+20R)	C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$
SB7-17	7 582	0.94	0.47	0.53	0.75	36.42	22.80	40.78	0.51	0.42	0.36
SB7-21	7 590	1.00	0.44	0.48	0.47	33.29	20.93	45.78	0.58	0.36	0.35
SB5-24	7 323	1.14	0.27	0.29	1.37	39.70	18.99	41.31	0.57	0.33	0.38
SB5-27	7 331	1.04	0.33	0.36	0.78	41.96	21.96	36.09	0.63	0.40	0.34
SB71X-19	7 649	0.39	0.72	2.27	1.02	29.63	21.57	48.80	0.53	0.43	0.40
SB71X-21	7 651	0.69	0.61	0.98	0.97	28.81	18.12	53.08	0.57	0.39	0.38
SB71X-24	7 654	1.16	0.32	0.41	2.32	33.64	19.34	47.03	0.29	0.44	0.34

注:Pr为姥鲛烷;Ph为植烷;Ga为伽马蜡烷;H为藿烷。

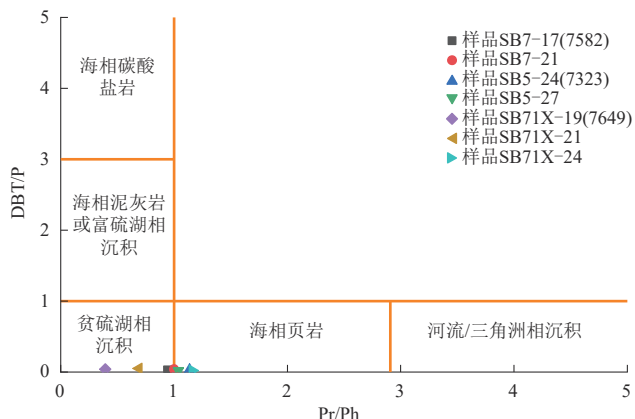


图7 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组烃源岩Pr/Ph与DBT/P关系图版

Fig. 7 Crossplot of Pr/Ph ratio and DBT/P ratio for source rocks in the Qreba Formation, Shunbei area, Tarim Basin

恰尔巴克组烃源岩样品形成于海相沉积环境中,其有机质主要来源于低等藻类植物。

4.2 生物母质来源

从饱和烃质量色谱图(m/z 85)分析可知(图8a, d, g),顺北地区恰尔巴克组烃源岩岩屑样品SB7-17, SB5-24和SB71X-19中正构烷烃分布完整,为 nC_{13} — nC_{36} 。正构烷烃以低碳数化合物为主,主峰分别为 nC_{16} , nC_{17} 和 nC_{16} 。正构烷烃分布奇偶优势值(OEP)为0.70~1.02,奇偶优势不明显,其中 nC_{25} , nC_{27} 和 nC_{29} 的丰度较低,说明藻类和浮游生物等水生生物对母质的来源贡献最大。 $\sum nC_{21}/\sum nC_{22+}$ 含量比值为0.50~2.62,平均值为1.56,说明顺北地区恰尔巴克组烃源岩中的母质来源以低等水生藻类为主。正构烷烃的双峰型分布可能与恰尔巴克组烃源岩中含有一定的海相腐殖组分有关。

规则甾烷系列化合物也可以用来反映烃源岩的母质来源, C_{29} 规则甾烷来源于高等植物, C_{27} 规则甾

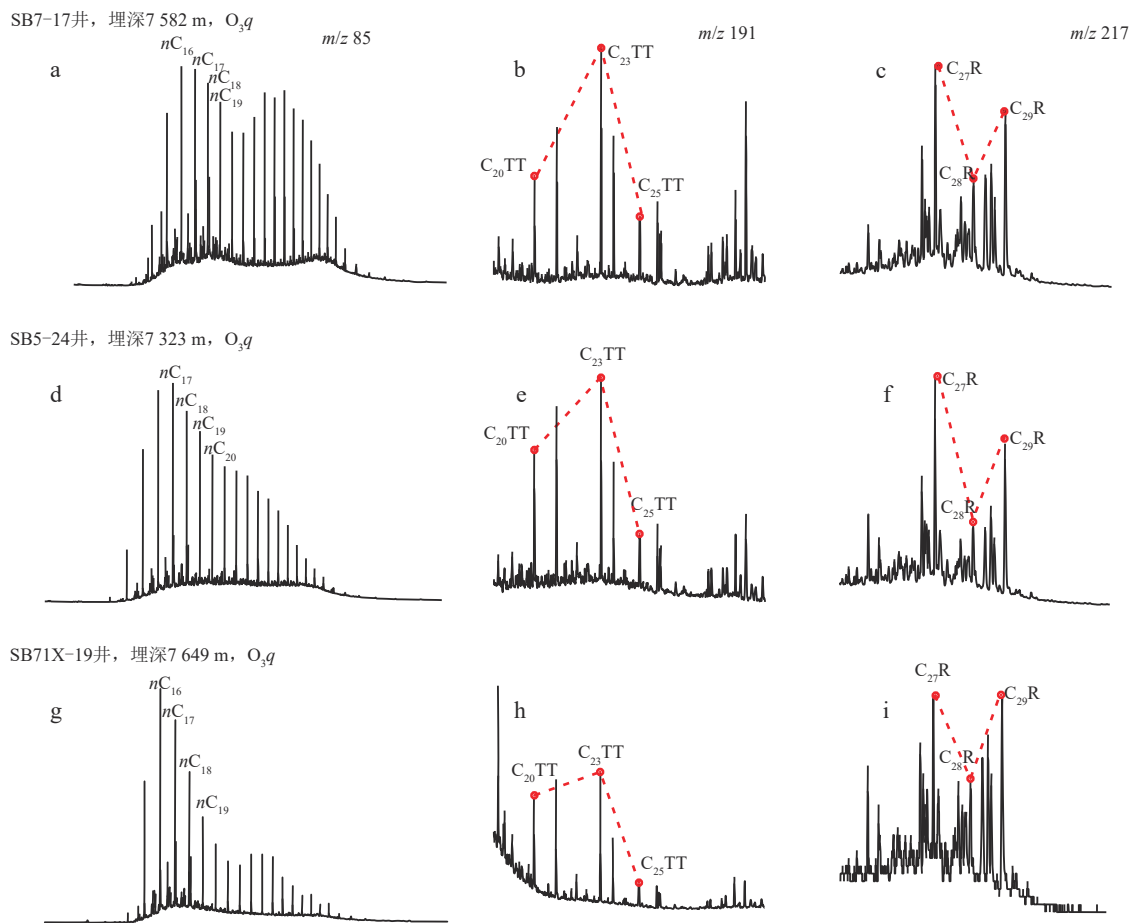


图8 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组烃源岩饱和烃质量色谱

Fig. 8 Mass chromatograms of saturated hydrocarbons in source rocks of the Qreba Formation, Shunbei area, Tarim Basin

a. SB7井,埋深7 582 m, m/z 85; b. SB7井,埋深7 582 m, m/z 191; c. SB7井,埋深7 582 m, m/z 217; d. SB5井,埋深7 323 m, m/z 85; e. SB5井,埋深7 323 m, m/z 191; f. SB5井,埋深7 323 m, m/z 217; g. SB71X井,埋深7 649 m, m/z 85; h. SB71X井,埋深7 649 m, m/z 191; i. SB71X井,埋深7 649 m, m/z 217

(nC_{16} 为饱和烃的主峰碳;TT为三环萜烷;R为规则甾烷。)

烷主要来自低等水生生物和藻类^[40-41]。顺北地区SB5井、SB7井和SB71X井恰尔巴克组样品中 C_{27} 规则甾烷含量介于28.81%~41.96%，平均值为35.39%， C_{28} 规则甾烷含量介于18.15%~22.80%，平均值为20.48%， C_{29} 规则甾烷含量介于36.09%~53.08%，平均值为44.59%。总体而言，甾烷含量分布呈现 C_{29} 甾烷 $>C_{27}$ 甾烷 $>C_{28}$ 甾烷的不对称的“V”字型特征(图8c,f,i)。图5和图9表明研究区恰尔巴克组烃源岩母质来源于水生藻类与高等陆源植物的混合生源。然而,由于奥陶纪高等植物尚未演化形成,图9中显示的混合生源实质上是低等水生藻类和海相腐殖组分混源形成。从正构烷烃分布来看,部分样品中具有双峰态的分布模式,进一步支持上述观点。

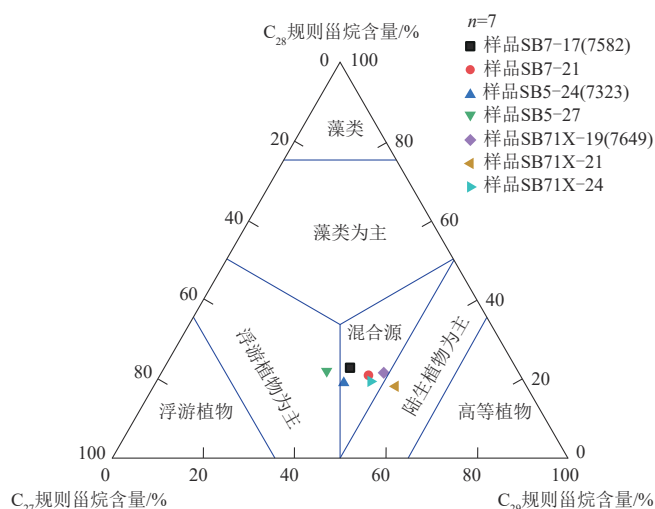


图9 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组烃源岩规则甾烷含量分布三角图

Fig. 9 Ternary diagram showing the regular sterane contents in source rocks of the Qreba Formation, Shunbei area, Tarim Basin

4.3 成熟度

生物标志物参数中 C_{29} 甾烷异构化参数 $20S/(20S+20R)$ 和 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 常被用来评价烃源岩热成熟度^[42-43]。研究区烃源岩 C_{29} 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 含量比值为0.33~0.44,平均值为0.38, C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 含量比值为0.34~0.40,平均值为0.37(表2)。根据上述2个参数,研究区恰尔巴克组烃源岩成熟度介于低成熟-中等成熟阶段,与热解实验结果所表征的成熟度一致。

芳烃中菲系列化合物具有热稳定性高、分布广泛的特点,主要用于研究原油和烃源岩的成熟度^[44]。Radke等^[45]根据Ⅲ型干酪根及煤样中菲及甲基菲的相对丰度,计算甲基菲指数(MPI_1 和 MPI_2),并通过 MPI_1 计算等效镜质体反射率($R_{o,eq}$)。Kvalheim等^[46]通过研究,提出利用甲基菲含量比值(F_1 和 F_2)来判别烃源岩的成熟度。包建平等^[47]在Kvalheim研究的基础上,利用 F_1 和 F_2 的范围表示成熟度。研究区恰尔巴克组烃源岩的芳烃参数显示: F_1 值为0.41~0.52,平均值为0.47; F_2 值为0.23~0.30,平均值为0.27(表3)。 F_1 与 F_2 关系图表明研究区恰尔巴克组烃源岩成熟度位于成熟阶段,与岩石热解参数以及饱和烃生物标志物参数的成熟度结果基本一致(图10)。

5 烃源岩分布预测

为了预测未实测TOC钻井的烃源岩厚度,通常采用测井手段,利用 $\Delta\log R$ 方法进行预测。需要指出的是研究区测井曲线资料齐全的钻井较少,且多数钻井电阻率异常,完整的测井曲线主要包括AC,GR和U曲线,常规的 $\Delta\log R$ 方法难以直接用于烃源岩

表3 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组烃源岩芳烃甲基菲参数

Table 3 Methylphenanthrene parameters of aromatic hydrocarbons in source rocks of the Qreba Formation, Shunbei area, Tarim Basin

样品编号	深度/m	MPI_1	MPI_2	$R_{o,eq}/\%$	F_1	F_2
SB7-17	7 582	0.25	0.23	0.55	0.45	0.25
SB7-21	7 590	0.22	0.19	0.53	0.47	0.26
SB5-24	7 323	0.13	0.12	0.48	0.43	0.24
SB5-27	7 331	0.22	0.20	0.53	0.41	0.23
SB71X-19	7 649	0.25	0.20	0.55	0.50	0.30
SB71X-21	7 651	0.29	0.24	0.58	0.52	0.30
SB71X-24	7 654	0.19	0.15	0.51	0.48	0.28

注: $MPI_1=1.5 \times (2-MP+3-MP)/(P+1-MP+9-MP)$; $MPI_2=3 \times (2-MP)/(P+1-MP+9-MP)$; $R_{o,eq}=0.6 \times MPI_1+0.4$; $F_1=(2-MP+3-MP)/(2-MP+3-MP+1-MP+9-MP)$; $F_2=2-MP/(2-MP+3-MP+1-MP+9-MP)$ 。MP代表甲基菲;P代表菲。

评价。

本研究在岩屑归位的基础上,结合2种方法预测 TOC :①对于测井电阻率正常的钻井,采用 $\Delta \log R$ 方法计算 TOC ;②对于电阻率异常的钻井,采用 U 含量回归法计算 TOC ^[48-55]。在电阻率异常钻井中,根据岩屑 TOC 与测井曲线的关系,用 U 曲线(或者 GR 曲线)将上奥陶统恰尔巴克组分为2段,分别采用不同的回归方程;对于缺少 U 曲线的2口钻井,先通过 GR 曲线推算出 U 含量。

对于电阻率正常的钻井,采用的公式如下:

$$\Delta \log R = \log \frac{R}{R_{\text{基线}}} + 0.02(\Delta t - \Delta t_{\text{基线}}) \quad (1)$$

$$TOC = (\Delta \log R) 10^{(2.297 - 0.168 LOM)} \quad (2)$$

式中: R 为实测电阻率, $\Omega \cdot m$; $R_{\text{基线}}$ 为非生油的黏土岩中对应于基线值的电阻率, $\Omega \cdot m$, 此处取值 $5 \Omega \cdot m$; Δt 为实测的声波时差, $\mu s/m$; $\Delta t_{\text{基线}}$ 为基线对应的声波时差, $\mu s/m$, 此处取值 $90 \mu s/m$; TOC 为总有机碳含量, %;

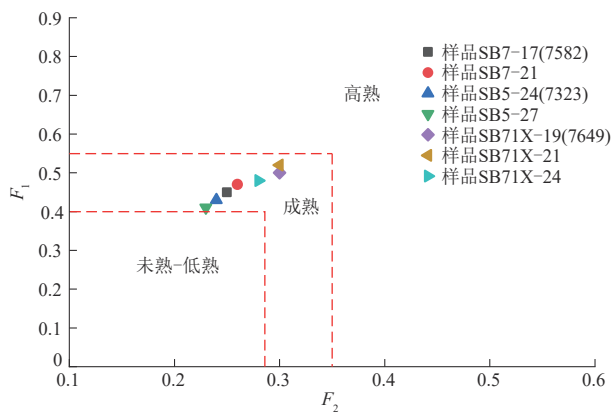
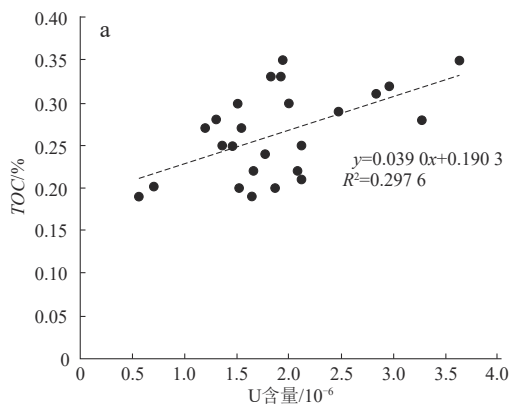


图10 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组烃源岩 F_1 和 F_2 关系

Fig. 10 Relationship between F_1 and F_2 for source rocks in the Qreake Formation, Shunbei area, Tarim Basin



LOM (level of maturity)为成熟度评价指标, $LOM=7$ 对应于生油干酪根成熟作用的开始, $LOM=12$ 对应于生油干酪根过成熟作用的开始。

采用 U 含量回归法计算 TOC ,将上奥陶统烃源岩分为2段分别拟合,良里塔格组和恰尔巴克组上段采用的 TOC 拟合公式为:

$$TOC = 0.039U + 0.1903 \quad (3)$$

式中: U 为放射性元素铀的含量, 10^{-6} 。

对于恰尔巴克组下段的岩屑,采用的 TOC 拟合公式为:

$$TOC = 0.313U + 0.2991 \quad (4)$$

总体而言,良里塔格组和恰尔巴克组上段的 TOC 与 U 含量的拟合相关性较差,而恰尔巴克组下段 TOC 与 U 含量的拟合关系相对较好(图11)。

顺北地区实钻井显示,上奥陶统恰尔巴克组(O_3q)地层厚度为25~55 m,其分布特点为西北厚、东南薄、中部偏薄、两翼偏厚(图12)。根据实测 TOC 的5口钻井和11口测井预测 TOC 大于0.5%的 O_3q 烃源岩厚度,编制了顺北工区 O_3q 烃源岩的平面分布图(图12)。从图中可以看出, O_3q 烃源岩主要分布在顺北地区5号断裂带和7号断裂带,厚度约为20 m。

通过顺托果勒地区鹰山组下段地层时间厚度图($T_7^8-T_7^6$),大致反映出上奥陶统沉积前的古地貌特征。结果表明,顺北地区5号断裂带和7号断裂带在上奥陶统沉积前为古地貌低点,恰尔巴克组烃源岩是在古地貌低的洼地中沉积形成的(图13)。

6 勘探意义

自中深1井寒武系盐下油气藏被发现以来,勘探

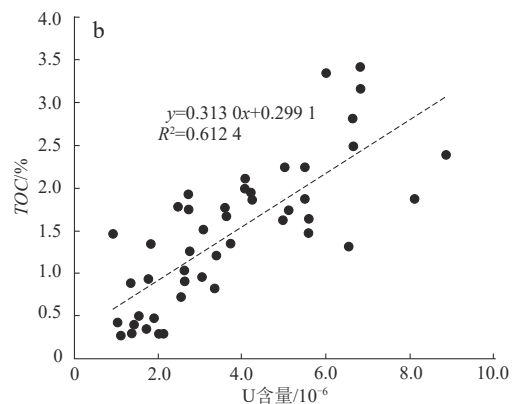


图11 塔里木盆地顺北地区良里塔格组和恰尔巴克组上段烃源岩(a)及恰尔巴克组下段烃源岩(b) TOC 与 U 含量拟合关系

Fig. 11 Fitting functions of the TOC content and U content for source rocks in the Lianglitage Formation and the upper part of the Qreake Formations (a) and those in the lower part of the Qreake Formation (b), Shunbei area, Tarim Basin

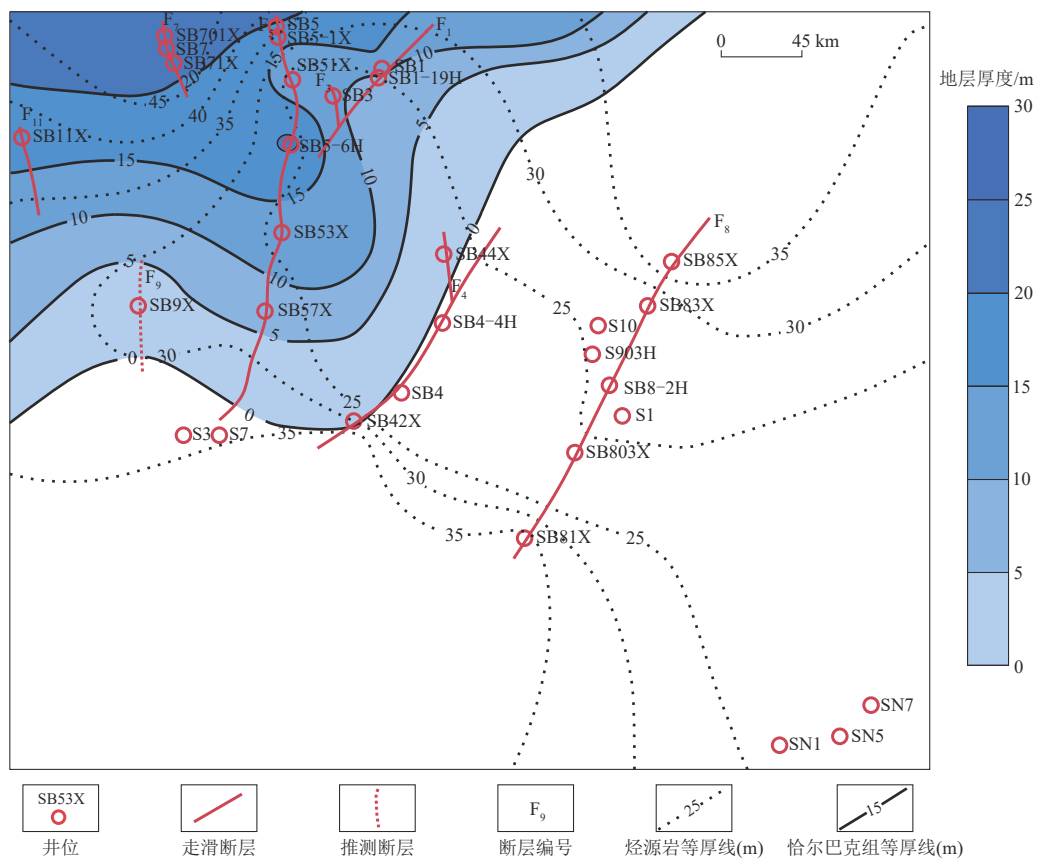
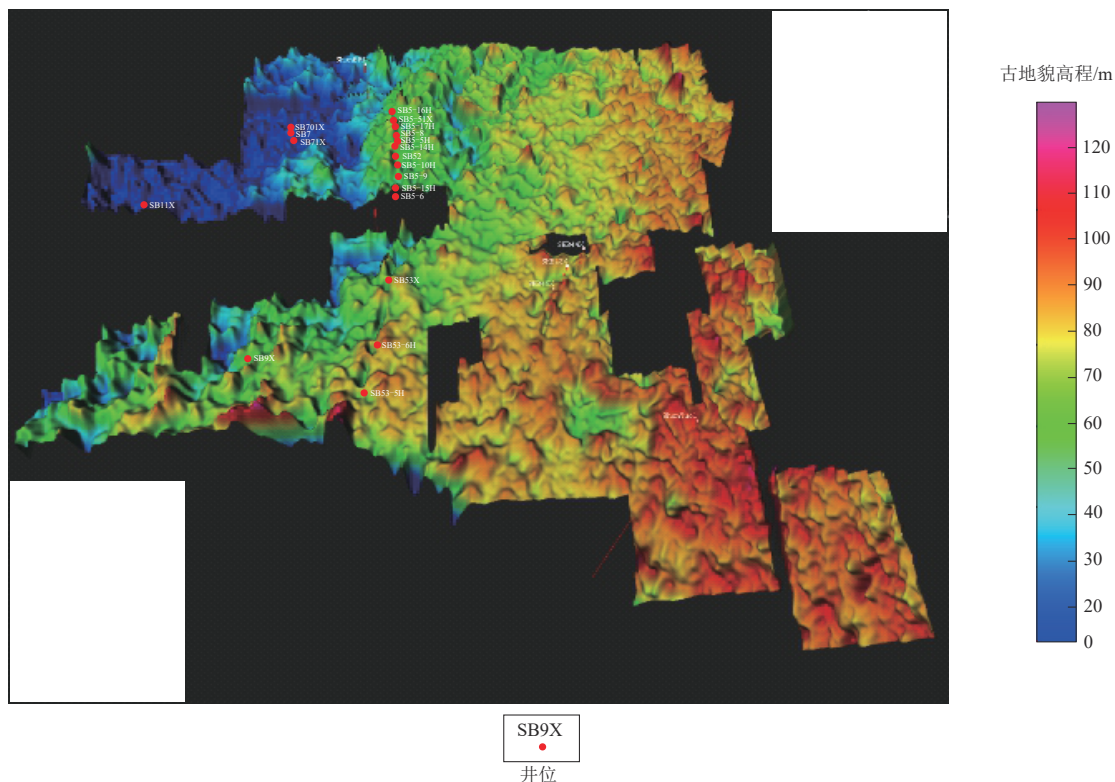


图12 塔里木盆地顺北地区恰尔巴克组和烃源岩厚度等值线图

Fig. 12 Isopach map of the Qrebahe Formation and its source rocks in the Shunbei area, Tarim Basin

图13 塔里木盆地顺托果勒地区鹰山组下段时间厚度图($T_7^8-T_7^6$)Fig. 13 Isochron (time-thickness) map of the lower part of the Yingshan Formation in the Shuntuogule area, Tarim Basin ($T_7^8-T_7^6$)

界认为台盆区原油主要来源于寒武系玉尔吐斯组烃源岩。塔北隆起轮探1井寒武系盐下挥发性油藏和优质玉尔吐斯组烃源岩的发现进一步支持了上述观点。但在柯坪露头剖面发育中-上奥陶统萨尔干组 and 上奥陶统印干组烃源岩,在塔东北露头 and 钻井中发育中-下奥陶统黑土凹组和中-上奥陶统却尔却克组烃源岩,塔北和塔中隆起部分钻井发育上奥陶统良里塔格组烃源岩。由于中-上奥陶系烃源岩和现今奥陶系主体储层的配置关系问题,中-上奥陶统烃源岩对油气藏的贡献存在较大争议。顺北地区5号断裂带、7号断裂带上奥陶统恰尔巴克组优质烃源岩的发现,对于上奥陶统上部地层的油气勘探具有战略意义。此外,在柯坪露头大湾沟剖面发育中-上奥陶统萨尔干组,表明顺北地区-阿瓦提坳陷中-上奥陶统烃源岩可能叠合连片,拓展了奥陶系以上地层的油气勘探前景。

7 结论

1) 顺北地区5号断裂带和7号断裂带上SB5井、SB7井和SB71X井中恰尔巴克组烃源岩有机质丰度较高,TOC最高达3.41%,平均值为1.59%,有机质类型以Ⅱ型和Ⅲ型干酪根为主,总体为一套好-很好的优质烃源岩。

2) 研究区恰尔巴克组烃源岩三环萜烷呈现出以 C_{23} TT为主峰,Pr/Ph含量比值整体小于1,Ga/ C_{30} H含量比值介于0.5~1,具有含量 C_{29} 甾烷 $>C_{27}$ 甾烷 $>C_{28}$ 甾烷的特点,表明其沉积于弱还原-微咸水的海相沉积环境中,母质来源以低等水生藻类为主。结合岩石热解 T_{max} 和饱和烃生物标志化合物等参数认为顺北地区5号断裂带和7号断裂带上恰尔巴克组烃源岩总体处于低成熟-中成熟阶段。

3) 通过测井方法预测了未实测TOC的烃源岩厚度,表明顺北西部上奥陶统恰尔巴克组烃源岩厚度为20~25 m,烃源岩主要分布在台内洼地区域。

参 考 文 献

- [1] 刘军,田雷,杨丽莎,等. 塔里木盆地塔西南坳陷古生界成藏条件特殊性与油气勘探意义[J]. 天然气工业, 2023, 43(9): 61-72.
- LIU Jun, TIAN Lei, YANG Lisha, et al. Particularity of Paleozoic hydrocarbon accumulation conditions in the southwest Tarim depression and its implications for petroleum exploration [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(9): 61-72.
- [2] 范璞,马宝林. 塔里木油气地质总论[M]. 北京: 科学出版社,

1990: 1-258.

FAN Pu, MA Baolin. General geology of oil and gas in the Tarim Basin[M]. Beijing: Science Press, 1990: 1-258.

- [3] 康玉柱. 中国塔里木盆地油气地质特征及资源评价[M]. 北京: 地质出版社, 1996: 1-348.

KANG Yuzhu. Petroleum geological characteristics and resource evaluation of the Tarim Basin in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996: 1-348.

- [4] 赵孟军,黄第藩. 塔里木盆地古生界油源对比[M]//童晓光,梁狄刚,贾承造. 塔里木盆地石油地质研究新进展. 北京: 科学出版社, 1996: 300-310.

ZHAO Mengjun, HUANG Difan. Comparative study of Paleozoic oil sources in the Tarim Basin [M]//TONG Xiaoguang, LIANG Digang, JIA Chengzao. New Progress in Petroleum Geology Research in the Tarim Basin. Beijing: Science Press, 1996: 300-310.

- [5] 张水昌,彭燕,徐志明,等. 塔里木盆地海相原油的源岩[M]//童晓光,梁狄刚,贾承造. 塔里木盆地石油地质研究新进展. 北京: 科学出版社, 1996: 311-320.

ZHANG Shuichang, PENG Yan, XU Zhiming, et al. Source rocks of marine-origin crude oil in the Tarim Basin [M]//TONG Xiaoguang, LIANG Digang, JIA Chengzao. New Progress in Petroleum Geology Research in the Tarim Basin. Beijing: Science Press, 1996: 311-320.

- [6] 赵靖舟. 塔里木盆地北部寒武-奥陶系海相烃源岩重新认识[J]. 沉积学报, 2001, 19(1): 117-124.

ZHAO Jingzhou. Evolution on the Cambrian-Ordovician marine source rocks from the north Tarim Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(1): 117-124.

- [7] 张水昌,王飞宇,张保民,等. 塔里木盆地中上奥陶统油源层地球化学研究[J]. 石油学报, 2000, 21(6): 23-28.

ZHANG Shuichang, WANG Feiyu, ZHANG Baomin, et al. Middle-Upper Ordovician source rock geochemistry of the Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(6): 23-28.

- [8] 赵宗举,周新源,郑兴平,等. 塔里木盆地主力烃源岩的诸多证据[J]. 石油学报, 2005, 26(3): 10-15.

ZHAO Zongju, ZHOU Xinyuan, ZHENG Xingping, et al. Evidences of chief source rock in Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(3): 10-15.

- [9] 李峰,朱光有,吕修祥,等. 塔里木盆地古生界海相油气来源争议与寒武系主力烃源岩的确定[J]. 石油学报, 2021, 42(11): 1417-1436.

LI Feng, ZHU Guangyou, LYU Xiuxiang, et al. The disputes on the source of Paleozoic marine oil and gas and the determination of the Cambrian system as the main source rocks in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(11): 1417-1436.

- [10] 马安来,张水昌,张大江,等. 轮南、塔河油田稠油油源对比[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1): 31-38.

- MA Anlai, ZHANG Shuichang, ZHANG Dajiang, et al. Oil and source correlation in Lunnan and Tahe heavy oil fields[J]. *Oil & Gas Geology*, 2004, 25(1): 31–38.
- [11] 张水昌, 张宝民, 王飞宇, 等. 中-上奥陶统: 塔里木盆地的主要油源层[J]. *海相油气地质*, 2000, 5(1/2): 16–22.
- ZHANG Shuichang, ZHANG Baomin, WANG Feiyu, et al. Middle-Upper Ordovician: The main oil source layer in Tarim Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2000, 5(1/2): 16–22.
- [12] LI Meijun, WANG T G, LILLIS P G, et al. The significance of 24-norcholestanes, triaromatic steroids and dinosteroids in oils and Cambrian-Ordovician source rocks from the cratonic region of the Tarim Basin, NW China[J]. *Applied Geochemistry*, 2012, 27(8): 1643–1654.
- [13] 王招明, 谢会文, 陈永权, 等. 塔里木盆地中深1井寒武系盐下白云岩原生油气藏的发现与勘探意义[J]. *中国石油勘探*, 2014, 19(2): 1–13.
- WANG Zhaoming, XIE Huiwen, CHEN Yongquan, et al. Discovery and exploration of Cambrian subsalt dolomite original hydrocarbon reservoir at Zhongshen-1 well in Tarim Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2014, 19(2): 1–13.
- [14] 宋到福, 王铁冠, 李美俊. 塔中地区中深1和中深1C井盐下寒武系油气地球化学特征及其油气源判识[J]. *中国科学:地球科学*, 2016, 46(1): 107–117.
- SONG Daofu, WANG Tieguan, LI Meijun. Geochemistry and possible origin of the hydrocarbons from wells Zhongshen 1 and Zhongshen 1C, Tazhong Uplift [J]. *Science China Earth Sciences*, 2016, 46(1): 107–117.
- [15] 朱光有, 胡剑凤, 陈永权, 等. 塔里木盆地轮探1井下寒武统玉尔吐斯组烃源岩地球化学特征与形成环境[J]. *地质学报*, 2022, 96(6): 2116–2130.
- ZHU Guangyou, HU Jianfeng, CHEN Yongquan, et al. Geochemical characteristics and formation environment of source rock of the Lower Cambrian Yuertusi Formation in well Luntan 1 in Tarim Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(6): 2116–2130.
- [16] 朱光有, 陈斐然, 陈志勇, 等. 塔里木盆地寒武系玉尔吐斯组优质烃源岩的发现及其基本特征[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(1): 8–21.
- ZHU Guangyou, CHEN Feiran, CHEN Zhiyong, et al. Discovery and basic characteristics of the high-quality source rocks of the Cambrian Yuertusi Formation in Tarim Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(1): 8–21.
- [17] 熊冉, 周进高, 倪新锋, 等. 塔里木盆地寒武统玉尔吐斯组烃源岩分布预测及油气勘探的意义[J]. *天然气工业*, 2015, 35(10): 49–56.
- XIONG Ran, ZHOU Jingao, NI Xinfeng, et al. Distribution prediction of Lower Cambrian Yuertusi Formation source rocks and its significance to oil and gas exploration in the Tarim Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(10): 49–56.
- [18] 杨海军, 蔡振忠, 李勇, 等. 塔里木盆地富满地区吐木休克组烃源岩有机地球化学特征及其油气勘探意义[J]. *地质科技通报*, 2024, 43(3): 81–93.
- YANG Haijun, CAI Zhenzhong, LI Yong, et al. Organic geochemical characters of source rock and significance for exploration of the Tumuxiuke Formation in Fuman area, Tarim Basin [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2024, 43(3): 81–93.
- [19] 马安来, 金之钧, 李慧莉, 等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层油藏蚀变作用及保存[J]. *地球科学*, 2020, 45(5): 1737–1753.
- MA Anlai, JIN Zhiyun, LI Huili, et al. Secondary alteration and preservation of ultra-deep Ordovician oil reservoirs of north Shuntuoguole area of Tarim Basin, NW China [J]. *Earth Science*, 2020, 45(5): 1737–1753.
- [20] 邓尚, 李慧莉, 张仲培, 等. 塔里木盆地顺北及邻区主干走滑断裂带差异活动特征及其与油气富集的关系[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(5): 878–888.
- DENG Shang, LI Huili, ZHANG Zhongpei, et al. Characteristics of differential activities in major strike-slip fault zones and their control on hydrocarbon enrichment in Shunbei area and its surroundings, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(5): 878–888.
- [21] 王松, 王飞龙, 陈容涛, 等. 黄河口凹陷烃源岩有机地球化学特征分析[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 37(3): 9–15, 26.
- WANG Song, WANG Feilong, CHEN Rongtao, et al. Organic geochemical characteristics of source rocks in Huanghekou Sag [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2022, 37(3): 9–15, 26.
- [22] HUNT J M. *Petroleum geochemistry and geology* [M]. 2nd ed. New York: W. H. Freeman, 1996.
- [23] VECOLI M, RIBOULLEAU A, VERSTEEGH G J M. Palynology, organic geochemistry and carbon isotope analysis of a latest Ordovician through Silurian clastic succession from borehole Tt1, Ghadamis Basin, southern Tunisia, North Africa: Palaeoenvironmental interpretation [J]. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2009, 273(3/4): 378–394.
- [24] PETERS K E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis [J]. *AAPG Bulletin*, 1986, 70(3): 318–329.
- [25] 高怡文, 郝世彦, 王庆, 等. 银额盆地巴北凹陷烃源岩地球化学特征与资源潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(6): 1445–1458.
- GAO Yiwen, HAO Shiyan, WANG Qing, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon resources potential of source rocks in Babei Sag, Yingen-Ejinaqi Basin [J]. *Oil & Gas Geology*,

- 2022, 43(6): 1445–1458.
- [26] 黄籍中. 干酪根的稳定碳同位素分类依据[J]. 地球与环境, 1988, 16(3): 66–68.
- HUANG Jizhong. The basis for the classification of kerogen by stable carbon isotopes[J]. Earth and Environment, 1988, 16(3): 66–68.
- [27] ESPITALIE J, MADEC M, TISSOT B, et al. Source rock characterization method for petroleum exploration [C]//Offshore Technology Conference. Houston: OTC, 1977: OTC-2935-MS.
- [28] 王飞宇, 张水昌, 张宝民, 等. 塔里木盆地寒武系海相烃源岩有机成熟度及演化史[J]. 地球化学, 2003, 32(5): 461–468.
- WANG Feiyu, ZHANG Shuichang, ZHANG Baomin, et al. Maturity and its history of Cambrian marine source rocks in the Tarim Basin[J]. Geochimica, 2003, 32(5): 461–468.
- [29] 静禹钱, 雷闯, 刘克栋, 等. 南堡凹陷古近系沙河街组沉积环境和物源: 来自微量和稀土元素地球化学的证据[J]. 地质科技通报, 2023, 42(1): 350–359.
- JING Yuqian, LEI Chuang, LIU Kedong, et al. Deposition environment and provenance of the Palaeogene Shahejie Formation in Nanpu Sag: Evidences from trace and rare earth element geochemistry[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(1): 350–359.
- [30] 姜玉涵, 侯读杰, 刁慧, 等. 东海盆地西湖凹陷不同构造带原油陆源生物标志化合物特征及其指示意义[J]. 地质科技通报, 2020, 39(3): 89–98.
- JIANG Yuhan, HOU Dujie, DIAO Hui, et al. Characteristics and indication of terrestrial biomarkers of crude oil in different local structures of Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2020, 39(3): 89–98.
- [31] 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.
- [32] 陈治军, 张春明, 贺永红, 等. 银额盆地古生界过成熟烃源岩特征及其地球化学意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 682–695.
- CHEN Zhijun, ZHANG Chunming, HE Yonghong, et al. Characteristics and geochemical indication of over-mature source rocks in the Paleozoic, Yingen-Ejinaqi Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 682–695.
- [33] 马安来, 李慧莉, 李杰豪, 等. 塔里木盆地柯坪露头剖面中上奥陶统烃源岩地球化学特征与海相油源对比[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(1): 47–60.
- MA Anlai, LI Huili, LI Jiehao, et al. The geochemical characteristics of Middle-Upper Ordovician source rocks in Keping outcrops profiles and marine oil-source correlation, Tarim Basin, NW China[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(1): 47–60.
- [34] CONNAN J, CASSOU A M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1980, 44(1): 1–23.
- [35] 张立平, 黄第藩, 廖志勤. 伽马蜡烷——水体分层的地球化学标志[J]. 沉积学报, 1999, 17(1): 136–140.
- ZHANG Liping, HUANG Difan, LIAO Zhiqin. Gammacerane-geochemical indicator of water column stratification [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(1): 136–140.
- [36] SINNINGHE DAMSTÉ J S, KENIG F, KOOPMANS M P, et al. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1995, 59(9): 1895–1900.
- [37] PETERS K E, MOLDOWAN J M. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments [M]. Englewood Cliffs, N. J. : Prentice Hall, 1993: 1–347.
- [38] 朱扬明, 顾圣啸, 李颖, 等. 四川盆地龙潭组高热演化烃源岩有机质生源及沉积环境探讨[J]. 地球化学, 2012, 41(1): 35–44.
- ZHU Yangming, GU Shengxiao, LI Ying, et al. Biological organic source and depositional environment of over-mature source rocks of Longtan Formation in Sichuan Basin [J]. Geochimica, 2012, 41(1): 35–44.
- [39] HUGHES W B, HOLBA A G, DZOU L I P. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1995, 59(17): 3581–3598.
- [40] HUANG W Y, MEINSCHEN W G. Sterols as ecological indicators[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1979, 43(5): 739–745.
- [41] 陈治军, 文志刚, 刘护创, 等. 二连盆地伊和乌苏凹陷烃源岩地球化学特征与生烃潜力[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2022, 46(1): 34–43.
- CHEN Zhijun, WEN Zhigang, LIU Huchuang, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of source rocks in Yihewusu Sag, Erlian Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2022, 46(1): 34–43.
- [42] 田德瑞, 吴奎, 张如才, 等. 渤海湾盆地辽西凸起北段锦州20油田原油地球化学特征及油源对比[J]. 石油实验地质, 2018, 40(3): 410–417.
- TIAN Derui, WU Kui, ZHANG Rucai, et al. Geochemical features and oil-source correlation of crude oils from JZ20 Oil Field on the northern margin of Liaoxi uplift, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2018, 40(3): 410–417.
- [43] 常振恒, 陈中红, 张玉体, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷原油地球化学特征研究[J]. 石油实验地质, 2007, 29(2): 178–182, 187.
- CHANG Zhenheng, CHEN Zhonghong, ZHANG Yuti, et al. An investigation on the geochemical characteristics of crude oil from

- Wenliu area in the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2007, 29(2): 178–182, 187.
- [44] DUTKIEWICZ A, VOLK H, RIDLEY J, et al. Geochemistry of oil in fluid inclusions in a middle Proterozoic igneous intrusion: Implications for the source of hydrocarbons in crystalline rocks [J]. *Organic Geochemistry*, 2004, 35(8): 937–957.
- [45] 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.
- [46] 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.
- [47] 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, 408.
- NI Chunhua, BAO Jianping, LIANG Shiyu. Overall evaluation by multi-parameters on maturity of crude oil from the Bozhong sag, the Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2009, 31(4): 399–402, 408.
- [48] 杨帆, 曹正林, 刘海磊, 等. 准噶尔盆地上三叠统烃源岩评价与有效烃源灶分布预测[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(2): 380–392.
- YANG Fan, CAO Zhenglin, LIU Hailei, et al. Source rock evaluation and prediction of effective hydrocarbon kitchen distribution of Upper Triassic in Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(2): 380–392.
- [49] 韩俊, 董少峰, 尤东华, 等. 塔里木盆地顺南地区深层碳酸盐岩热液溶蚀及其油气勘探意义——以顺南蓬1井为例[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(4): 770–779.
- HAN Jun, DONG Shaofeng, YOU Donghua, et al. Hydrothermal dissolution of deep-buried carbonate rocks and its significance for hydrocarbon exploration in Shunnan area, the Tarim Basin: taking well Peng-1 in Shunnan area as a case [J]. *PETROLEUM GEOLOGY & EXPERIMENT*, 2023, 45(4): 770–779.
- [50] 吴小奇, 任新成, 刘德志, 等. 准噶尔盆地沙湾凹陷东部原油地球化学特征和来源[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(4): 646–655.
- WU Xiaoqi, REN Xincheng, LIU Dezhi, et al. Geochemical characteristics and source of crude oil from the eastern Shawan Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(4): 646–655.
- [51] 高永进, 尹成明, 刘丽红, 等. 塔里木盆地西北缘寒武系肖尔布拉克组烃源岩特征[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 1064–1078.
- GAO Yongjin, YIN Chengming, LIU Lihong, et al. Characteristics of source rocks in the Cambrian Xiaerbulake Formation in the northwestern Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 1064–1078.
- [52] 冯德浩, 刘成林, 杨海波, 等. 准噶尔盆地东部中二叠统咸化湖相烃源岩生气潜力及天然气勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(5): 1289–1304.
- FENG Dehao, LIU Chenglin, YANG Haibo, et al. Gas-generating potential of the Middle Permian saline lacustrine source rocks and significance for natural gas exploration in the eastern Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(5): 1289–1304.
- [53] 张谦, 金之钧, 朱如凯, 等. 岩石热解方法应用于页岩油气研究需注意的几个问题[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 1020–1032.
- ZHANG Qian, JIN Zhijun, ZHU Rukai, et al. Remarkable issues of Rock-Eval pyrolysis in the assessment of shale oil/gas [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 1020–1032.
- [54] 朱光有, 金强, 张林晔. 用测井信息获取烃源岩的地球化学参数研究[J]. *测井技术*, 2003, 27(2): 104–109, 146.
- ZHU Guangyou, JIN Qiang, ZHANG Linye. Using log information to analyse the geochemical characteristics of source rocks in Jiyang Depression [J]. *Well Logging Technology*, 2003, 27(2): 104–109, 146.
- [55] PASSEY Q R, CREANEY S, KULLA J B, et al. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(12): 1777–1794.

(编辑 董奕含)