

库车南斜坡中—新生界油气运移地球化学示踪

刘春^{1,2)}, 陈世加¹⁾, 赵继龙²⁾, 苏洲³⁾, 陈戈²⁾, 刘学彦⁴⁾, 高乔¹⁾

1) 西南石油大学地球科学与技术学院, 成都, 610500; 2) 中国石油勘探开发研究院, 北京, 100083;
3) 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院, 新疆库尔勒, 841000; 4) 长江大学地球科学学院, 武汉, 430100

内容提要:库车南部斜坡中—新生界属于库车陆相油气系统, 油气主要来源于库车坳陷的三叠系和侏罗系烃源岩。本文利用色谱、色谱-质谱及碳同位素分析手段, 对库车南部斜坡带已发现的白垩系和古近系油气地球化学组成特征进行了详细研究, 在明确油气来源基础上, 根据典型油气藏解剖, 分析油气运移输导路径, 优选油气地球化学运移参数示踪油气运移充注路径。研究表明: 库车南斜坡中—新生界原油呈现低密度、低黏度、低凝固点、低含硫及高含蜡的陆相原油特征。原油总体以藻类和水生浮游生物母源为主, 反映生烃母质弱还原-弱氧化的沉积环境, 体现混合型干酪根母源特征, 其中白垩系原油母源以湖相水生生物为主, 主要来自三叠系湖相烃源岩; 古近系原油除了三叠系湖相烃源岩的贡献外, 伴随有以陆生高等植物输入为主的侏罗系煤系烃源岩。天然气具有中等甲烷含量、重烃含量高、氮气含量高和无硫化氢的特点, 白垩系天然气主要是三叠系湖相原油伴生油型气; 古近系天然气主体属于煤成气, 主要来源于中下侏罗统煤系烃源岩, 部分混有早期三叠系湖相烃源岩的原油伴生油型气。区内中—新生界发育由砂体、不整合、断裂构成的复杂油气输导体系, 三叠系烃源岩生成的大量原油主要是沿白垩系底部不整合或下伏连接砂体运移到白垩系下部的圈闭中, 侏罗系烃源岩生成天然气主要是沿古近系底部不整合面及下伏巨厚砂体运移到古近系底砂岩段圈闭中。综合油气藿烷参数 $Tm/(Ts+Tm)$ 、重排藿烷参数 $C_{30}DH/C_{30}H$ 、甲基二苯并噻吩(MDBT)参数 4-/1-甲基二苯并噻吩、 C_1/C_2 值、 iC_4/nC_4 值、天然气烷烃碳同位素组成, 认为库车南部斜坡带存在却勒到玉东构造带由北向南和英买力、红旗构造带由北东向西南方向的 2 个主运移充注路径和却勒到羊塔克构造带由西向东的 1 个次级充注运移路径, 下一步油气勘探应针对不同的油气运移路径方向, 优先选择主运移通道上的岩性尖灭砂体实施部署。

关键词:库车南斜坡; 中—新生界; 分子地球化学; 油气运移; 路径示踪

库车南部斜坡带是库车前陆盆地的一个一级构造单元, 油气资源丰富, 四次资源评价中—新生界资源量油气当量 11.8 亿吨, 但是截至目前, 区内仅在中—新生界发现却勒、羊塔、玉东、英买力、红旗等多个小型油气藏(群), 提交三级储量油气当量 1.29 亿吨, 其中探明储量油气当量 0.51 亿吨, 探明率仅 4.3%。前人针对不同时期的油气发现对单井或单油气藏的石油地质条件进行了大量研究, 基本明确了库车南部斜坡带中—新生界整体属于库车陆相油气系统, 油气主要来源库车坳陷的三叠系和侏罗系, 属于远源油气藏(Liang Digang et al., 2002; Zhao Mengjun et al., 2005, 2015; Zhao Wenzhi et al.,

2005)。然而, 纵观前人研究成果不难发现, 大量研究成果基于一井、一藏或单一层系(Li Xiaodi, 1999; Lv Xiuxiang et al., 2000; Xiao Zhongyao et al., 2004; Luo Xiao et al., 2015; Liu Jianliang et al., 2016, 2018; Miao Zhongying et al., 2008), 许多认识无法有效指导区内下步的整体勘探部署, 导致近期勘探部署大量落空, 干层和微弱显示层成为主流, 给区内下一步勘探部署带来困惑。为此, 本文以库车南部斜坡带西部的白垩系—古近系为例, 系统分析不同层系油气地球化学特征, 选择典型有机地球化学参数, 追踪油气运移过程中地球化学参数的变化, 确定油气运移主路径, 结合其他油气成藏条件,

注: 本文为国家科技重大专项(编号 2017ZX05001-002)资助的成果。

收稿日期: 2019-12-29; 改回日期: 2020-05-03; 网络发表日期: 2020-09-28; 责任编辑: 邱楠生; 责任编辑: 周健。

作者简介: 刘春, 男, 1982 年生。博士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事石油地质与地球化学研究工作。Email: liuc_hz@petrochina.com.cn。

引用本文: 刘春, 陈世加, 赵继龙, 苏洲, 陈戈, 刘学彦, 高乔. 2020. 库车南斜坡中—新生界油气运移地球化学示踪. 地质学报, 94(11): 3488~3502. doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2020258.
Liu Chun, Chen Shijia, Zhao Jilong, Su Zhou, Chen Ge, Liu Xueyan, Gao Qiao. 2020. Geochemical tracer of hydrocarbon migration path of Middle-Cenozoic in the south slope of the Kuqa foreland basin. Acta Geologica Sinica, 94(11): 3488~3502.

明确油气勘探方向。

1 地质概况

库车南部斜坡带位于库车前陆盆地西南端,北接秋里塔格构造带,西邻阿瓦提凹陷,南与满加尔接壤,总体呈东西向展布,勘探面积 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 1a)。区内在印支期和海西期的逆冲推覆构造运动下形成了“北高南低”的古构造格局,并在燕山—喜马拉雅期的南天山逆冲挤压作用下在其北部形成库车坳陷,导致库车南斜坡的北部随之沉降,形成“北低南高”的倒转单斜(图 1b) (He Dengfa et al., 2008)。已钻遇地层自上而下包括第四系(Q)、新近系中新统库车组($N_{1-2}k$)、康村组($N_{1-2}k$)和吉迪克组(N_{1j})、古近系古新统一渐新统苏维依组($E_{2-3}s$)和始新统一古新统库姆格列木群($E_{1-2}km$)、下白垩统巴什基奇克组(K_{1bs})、巴西改组(K_{1b})、舒善河组(K_{1s})、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)。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,古近系平行不整合于白垩系巴什基奇克组上。中—新生界总体都属于扇三角洲或辫状河三角洲-湖泊沉积体系,发育三角洲水下分流河道、三角洲前缘席状砂、滨湖砂坝和受水下低隆控制的滩坝等储集砂体(Xu Guifen et al., 2016; Zhang Ronghu et al., 2018),已发现的油气藏或油气显示主要分布于白垩系舒善河组、巴西改组和古近系底砂岩段(部分古近系底砂岩段和白垩系巴什基奇克组顶部复合成藏)(图 1c)。烃源岩主要是拜城凹陷中—上三叠统的黄山街组(T_3h)湖相泥岩、塔里奇克组(T_3t)湖沼相泥岩和中—下侏罗统阳霞组(J_{1y})、克孜勒努尔组(J_2k)沼泽相煤层(Liang Digang et al., 2002; Zhao Mengjun et al., 2005)。油气成藏总体具有“双源持续供烃、两期聚集成藏、晚期改造调整”的特征(Xiao Zhongyao et al., 2004; Miao Zhongying et al., 2008; Luo Xiao et al., 2015; Liu Jianliang et al., 2016, 2018)。圈闭类型有低幅度背斜(英买 46 井、玉东 2 井)、断背斜(羊塔克油气藏群、英买力油气田群)、岩性上倾尖灭带(玉东 1 井、玉东 7 井、英买 105 井)等。

2 油气地球化学特征

本次原油分析选择库车南斜坡西部 22 口井 19 件原油样品和 4 件储层样品,具体的样品信息详见表 1。天然气分析选择库车南斜坡西部 32 口井的

39 个样品(详情见表 2)。此外,本文还选取了 5 口井 15 个储层岩芯样品进行了流体包裹体的镜下观察与均一温度的测定。同时,文中参考了前人部分实验测试数据(Li Xiaodi, 1999; Lü Xiuxiang et al., 2000; Xiao Zhongyao et al., 2004; Zhao Mengjun et al., 2015; Luo Xiao et al., 2015)。

2.1 原油物理性质

库车南部斜坡带白垩系—古近系原油密度较小($0.76 \sim 0.89 \text{ g/cm}^3$),总体属于轻质油。原油黏度普遍在 $1 \sim 2 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 之间,个别含量超过 $4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,如却勒 1 井、英买 105 井;原油普遍含蜡,白垩系原油含蜡量高于古近系原油,古近系样品一般 $10\% \sim 20\%$,白垩系样品普遍超过 20% ,个别样品高达 37.8% ;含硫量普遍 $< 0.05\%$;非烃和沥青质的含量也较低;族组成以饱和烃为主($> 60\%$),饱/芳比值普遍大于 1,最大可达 20,油质总体较好。原油总体呈现低密度、低黏度、低凝固点、低含硫及高含蜡的特点(表 1)。

2.2 原油地球化学特征

2.2.1 链烷烃

库车南部斜坡带古近系和白垩系原油正构烷烃组成没有显著区别,正构烃碳数分布范围为 $nC_{12} \sim nC_{38}$,主峰碳主要为 C_{12} 或 C_{13} ,偶见 C_{15} ,均为明显的单峰态前峰型分布特征。 $\Sigma C_{21-} / \Sigma C_{22+}$ 分布范围 $0.6 \sim 4.89$,且大部分都大于 1,具有低碳数优势,表明原油的母源以藻类和水生浮游生物为主。原油 CPI 和 OEP 值均略大于 1,具有一定程度的奇碳数优势,基本属于成熟原油。从原油 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值来看,二者均小于 0.5,具有混合型干酪根母源特征。原油姥植比(Pr/Ph)普遍大于 1,一般在 $1 \sim 2$ 之间(玉东 7 井最大 2.44),姥鲛烷优势反映其母质形成于弱还原-弱氧化的沉积环境(Peters et al., 2005)。

2.2.2 萘烷系列

区内白垩系—古近系各层组原油萘类化合物分布特征相似,表现为三环萘烷含量较低,而各类五环三萘烷含量较高。五环三萘烷中以 C_{30} -藿烷和 C_{29} 降藿烷含量最高,其次是 C_{27} 三降藿烷(Ts)、降新藿烷 C_{29} Ts 和 C_{30} 重排藿烷,并含有较丰富的莫烷和少量的伽马蜡烷(图 2)。区内古近系原油中三环萘烷比白垩系高,且古近系原油中 $C_{19} \sim C_{21}$ 分布呈正逐渐增加趋势,而白垩系原油中 $C_{19} \sim C_{21}$ 分布呈逐渐降低趋势,表明古近系原油在成熟度上高于白垩系原油。一般认为,随着有机质热演化程度的增加,不

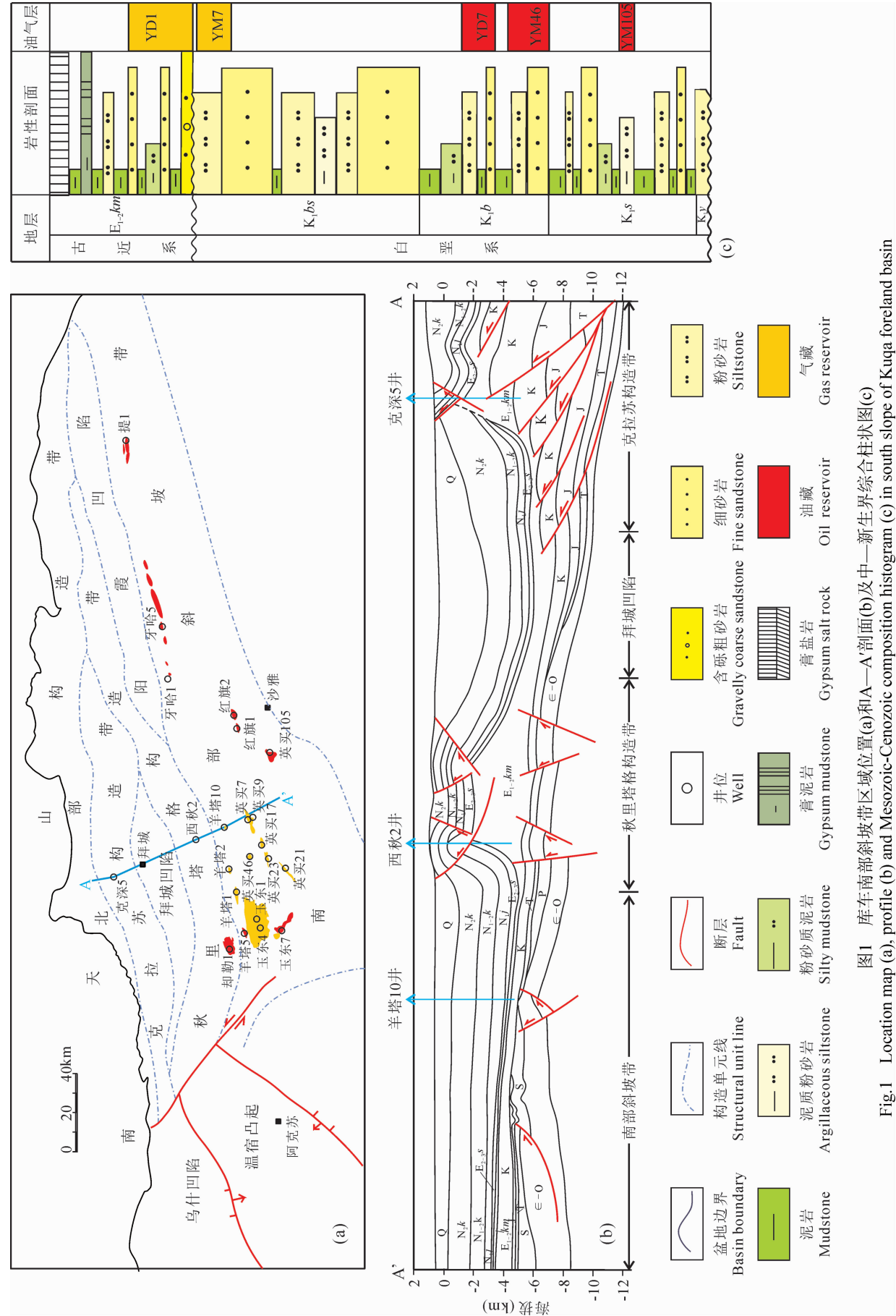


图1 库车南部斜坡带区域位置(a)和A-A'剖面(b)及中—新生代综合柱状图(c)

Fig.1 Location map (a), profile (b) and Mesozoic-Cenozoic composition histogram (c) in south slope of Kuqa foreland basin

1

表 1 库车南斜坡西部白垩系-古近系原油地球化特征参数表

Table 1 Crude oil geochemical parameters of Cretaceous-Paleogene in south slope of Kuqa foreland basin

井号	层位	样品类型	密度(20℃) (g/cm³)	黏度(50℃) (mPa·s)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	CPI	OEP	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	Tm/Ts	Hopane/ Moretane	全油 δ ¹³ C (‰)
却勒 1	E	原油	0.84	5.59	19.59	0.20	1.13	1.13	1.66	0.41	0.15	0.64	9.04	-27.6
红旗 2	E	原油	0.79	1.26	7.30	0.05	1.16	1.01	1.64	0.19	0.1	0.58	7.75	—
玉东 4	E	原油	0.80	1.46	19.50	0.01	1.16	1.02	0.73	0.4	0.35	—	6.99	-26.4
玉东 1	E	原油	0.79	1.45	16.26	0.02	1.14	1.04	0.73	0.19	0.12	0.59	8.32	-26.7
玉东 6	E	原油	0.79	1.28	17.40	0.01	1.18	1.02	1.35	0.21	0.09	0.59	7.38	-27.10
英买 23	E	原油	0.78	1.27	16.33	0.03	1.21	1.06	1.77	0.22	0.12	0.66	7.65	-29.1
英买 16	E	原油	0.78	1.15	10.16	0.11	1.22	1.05	1.92	0.17	0.1	0.64	8.62	-29.7
英买 9	E	原油	0.76	0.69	4.30	0.00	1.23	1.03	1.99	0.16	0.08	0.59	0.55	-29.5
英买 21C	E	原油	—	—	—	—	1.21	0.99	2.39	0.16	0.08	0.52	7.01	—
红旗 1	E	原油	0.76	0.81	9.37	0.15	1.02	1.03	0.82	0.39	0.54	0.71	10.41	—
羊塔 2	K _{1bs}	原油	0.7822	0.96	9.94	0.02	1.15	1.01	1.52	0.09	0.06	0.47	7.25	—
羊塔 101	K _{1bs}	原油	0.79	1.49	14.04	0.08	1.12	1.02	1.9	0.26	0.1	0.57	8.15	—
玉东 2	K _{1bs}	原油	0.79	1.31	12.32	0.05	1.19	1.06	2.11	0.23	0.1	—	8.39	-28.6
羊塔 1T	K _{1bs}	原油	0.7744	1.47	21.37	0.02	1.11	0.98	1.85	0.15	0.07	0.48	8.62	—
羊塔 101	K _{1bs}	原油	—	—	—	—	1.1	1.02	1.44	0.41	0.16	0.6	7.39	—
英买 46	K _{1b}	原油	0.79	1.48	15.83	0.04	1.15	1.05	2.05	0.19	0.09	0.52	10.2	-29.3
玉东 7	K _{1b}	原油	0.80	1.84	26.01	0.04	1.14	1.03	2.44	0.26	0.1	0.62	9.55	—
英买 3	K _{1s}	沥青	—	—	—	—	1.08	1.02	1.2	0.19	0.10	0.70	5.34	-30.65
英买 103	K _{1s}	沥青	—	—	—	—	1.11	1.12	1.21	0.39	0.19	0.82	6.32	-31.82
英买 58	K _{1s}	沥青	—	—	—	—	1.12	1.06	1.86	0.21	0.1	0.75	7.79	—
英买 31	K _{1s}	沥青	—	—	—	—	1.14	0.76	1.96	0.33	0.17	0.99	6.62	-29.66
英买 105	K _{1s}	原油	0.83	4.51	23.80	0.06	1.15	1.07	1.27	0.42	0.18	0.68	7.78	—

井号	R ₀ (%)	C ₃₁ 22S/(S+R)	C ₂₉ Ts/C ₂₉ NH	C ₃₀ DH/C ₃₀ H	C ₂₉ (20S)/(20S+20R)	C ₂₉ (aββ)/C ₂₉ (aaa+aββ)	4-MDBT/1-MDBT	TASC ₂₈ 20S/20(S+R)
却勒 1	1.1	0.59	1	0.65	0.53	0.52	11.7	0.55
红旗 2	0.7	0.58	0.6	0.34	0.48	0.56	3.5	0.56
玉东 4	0.6	0.56	0.39	0.09	0.47	0.45	—	—
玉东 1	0.8	0.57	0.91	0.42	0.44	0.62	4.4	0.53
玉东 6	0.8	0.58	0.89	0.33	0.48	0.53	4.4	0.68
英买 23	0.6	0.58	0.61	0.18	0.42	0.49	1.1	0.64
英买 16	0.7	0.5	0.64	0.2	0.4	0.5	1.7	0.62
英买 9	0.7	0.58	0.69	3.19	0.43	0.5	2.5	0.64
英买 21C	—	0.6	0.82	0.42	0.43	0.58	—	—
红旗 1	0.8	0.63	0.4	0.14	0.56	0.55	5.6	—
羊塔 2	—	0.59	0.51	0.39	0.41	0.49	2.4	—
羊塔 101	—	0.59	0.93	0.4	0.42	0.62	2.9	0.55
玉东 2	0.9	0.59	0.76	0.35	0.46	0.54	3.5	0.63
羊塔 1T	—	0.62	0.85	0.5	0.47	0.66	5.3	0.64
羊塔 101	0.8	0.57	1.02	0.51	0.6	0.79	—	—
英买 46	0.7	0.58	0.86	0.02	0.48	0.48	4.0	0.74
玉东 7	0.6	0.58	0.81	0.31	0.44	0.55	3.5	0.66
英买 3	—	0.46	0.62	—	0.48	0.50	—	—
英买 103	—	0.58	0.56	0.15	0.39	0.43	—	—
英买 58	—	0.57	0.67	0.19	0.41	0.46	7.53	0.57
英买 31	—	0.38	0.32	—	0.42	0.41	—	—
英买 105	0.6	0.58	0.69	0.23	0.41	0.54	5.9	0.59

稳定的 C_{27} 三降藿烷 T_m 会向稳定的 C_{27} 三降藿烷 T_s 转化,从而导致 T_m/T_s 值降低,成熟度越高, T_m/T_s 值越小(Peters et al., 2005)。研究区内各层系原油中 T_m/T_s 值普遍小于 1 (0.15~1.0),白垩系原油 T_m/T_s 值明显高于古近系原油,其中白垩系原油中 T_m/T_s 值平均为 0.72,而古近系原油中 T_m/T_s 值平均为 0.58,说明古近系原油成熟度高于白垩系原油(表 1)。

C_{30} 重排藿烷一般来自含有黏土并沉积在弱氧化到氧化环境的沉积物中的菌类有机质,适度碱化条件下黏土矿物的催化作用有助于重排藿烷的形成(Xiao Zhongyao et al., 2004)。区内古近系原油中含有丰富的 C_{30} 重排藿烷, $C_{30}DH/C_{30}H$ 在 0.09~3.19 之间,平均 0.54,而白垩系原油 $C_{30}DH/C_{30}H$ 则主要分布在 0.02~0.31,平均仅为 0.18,高含量 C_{30} 重排藿烷的存在表明沉积母质的陆源输入与弱氧化-氧化的沉积环境有关。伽马蜡烷的相对含量与其源岩的沉积水体咸度密切相关(Zhu Yangming et al., 2005),是表征水体盐度和水体分层程度的重要指标。因此,原油中的伽马蜡烷含量的存在表明原油母质形成于相似的淡水-微咸水环境。所有原油的升藿烷指数 $C_{31}22S/(S+R)$ 在 0.38~0.63 之间,平均 0.56,位于平衡值(0.5~0.6)范围,均为成熟原油。

2.2.3 甾烷系列

研究区内古近系原油具有 C_{29} 优势,呈 $C_{27}>C_{28}<C_{29}$ 的不对称“V”字型分布,而白垩系原油规则甾烷以 C_{27} 、 C_{29} 甾烷均势或者 C_{29} 甾烷略高为特征(图 2),总体上白垩系和古近系原油母质类型均以陆源有机质输入为主,其中白垩系原油主要来自于低等水生生物和藻类,而古近系原油除此之外混有高等植物的贡献。

甾烷异构化参数 $C_{29}\alpha\alpha\alpha20S/(20S+20R)$ 和 $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 是很好的成熟度指标,随着成熟度的增加,甾烷的 α 构型向 β 构型转化和生物构型 R 向地质构型 S 转化,表现为 $C_{29}\alpha\alpha\alpha20S/(20S+20R)$ 和 $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 均随着成熟度的增加而增大,平衡值分别为 0.52~0.55 和 0.67~0.71(Peters et al., 2005)。区内原油中 $C_{29}\alpha\alpha\alpha20S/(20S+20R)$ 在 0.3~0.6 之间,平均 0.45,大量落成熟区间; $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ 在 0.41~0.79 之间,平均 0.53 左右,也均在成熟区域,且分布较为集中,说明区内不同层系原油成熟度相近,均属于成熟原油(图 3,表 1),但从古近系和白垩系原油甾烷异构化参数指标

来看,总体上古近系原油成熟度具有略高于白垩系原油的特点(图 3)。

2.2.4 菲系列

菲系列化合物是目前应用最广的芳香烃化合物组分,主要用于研究原油和烃源岩的成熟度。研究区内发育丰富的菲系列化合物,根据甲基菲指数与甲基菲比值计算成熟度的公式: $R_o(\%)=0.6MPI+0.4(R_o<1.35\%)$ (Radke et al., 1981),计算得知区内原油 R_o 在 0.5%~1.1%之间(表 1),属于成熟期的原油,其中白垩系原油 R_o 平均 0.6%,古近系原油 R_o 平均 0.8%,白垩系原油成熟度略低于古近系原油成熟度。

2.2.5 原油碳同位素

库车坳陷侏罗系烃源岩的碳同位素偏重,氯仿沥青“A” $\delta^{13}C$ 在 -23.8‰~-25.2‰之间,三叠系烃源岩的碳同位素较轻,氯仿沥青“A” $\delta^{13}C$ 在 -25.0‰~27.1‰之间(Liang Digang et al., 2002)。垂向上古近系原油碳同位较白垩系重:白垩系原油或油砂抽提物 $\delta^{13}C$ 分布在 -31.82‰~-29.3‰之间,平均 -30.4‰,为典型湖相原油特征,反映其母源以湖相水生生物为主;古近系原油 $\delta^{13}C$ 分布在 -29.7‰~-26.4‰,平均 -27.7‰,与三叠系烃源岩氯仿沥青“A” $\delta^{13}C$ 较为接近,体现陆生高等植物输入特征。

2.2.6 原油成因

综合原油地球化学特征及全油碳同位素组成,白垩系原油母源表现为以藻类和水生浮游生物为主,呈现出混合型干酪根母源特征,反映生烃母质弱还原-弱氧化的沉积环境,结合区内区域烃源岩特征及分布(Liang Digang et al., 2002; Zhao Mengjun et al., 2005, 2015; Zhao Wenzhi et al., 2005),认为其来源主要为三叠系黄山街组(T_3h)湖相烃源岩。古近系原油中富含丰富的重排藿烷,库车坳陷中生界烃源岩中仅中侏罗统恰克马克组泥岩存在高丰度的重排藿烷系列(Xiao Zhongyao et al., 2004)。因此,认为古近系原油除了来自湖相水生生物为主的三叠系黄山街组湖相(T_3h)烃源岩外,还有以陆生高等植物输入的中侏罗统恰克马克组(J_2q)烃源岩的贡献。

2.3 天然气地球化学特征

根据库车南部斜坡带却勒、羊塔克、玉东、英买力、红旗等 5 个油气田白垩系—古近系天然气分析结果,天然气总体以烃类气体为主,具有中等甲烷含量、高重烃含量、高氮气含量和无硫化氢的特点

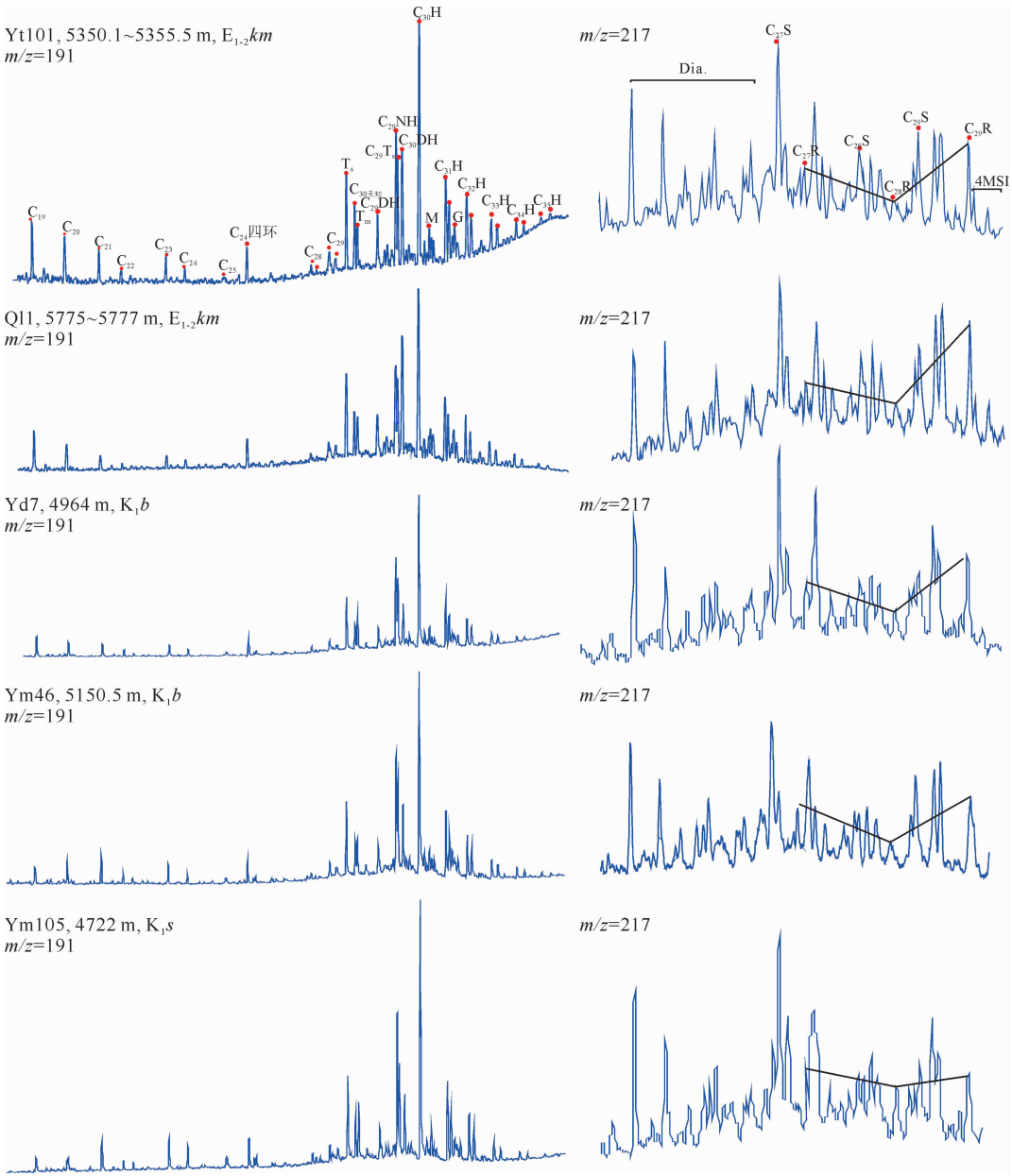


图 2 库车南斜坡原油 $m/z=191$ 、 $m/z=217$ 质量色谱图
Fig. 2 $m/z=191$ and $m/z=217$ mass chromatogram of oil in south slope of Kuqa foreland basin

(表 2)。

2.3.1 天然气组分特征

烃类气体以 CH_4 为主, CH_4 含量最高 91.35%, 最低 39.53%, 一般在 70%~90% 之间, 平均 79.3%; C_2H_6 含量最高 25.07%, 最低 2.57%, 一般 5%~12%, 平均 8.64%; C_3H_8 含量最高 21.55%, 最低 0.17%, 一般 1%~5%, 平均 3.77%; 天然气干燥系数 C_1/C_{1+} 最高 0.97, 最低 0.42, 一般 0.71~0.93, 平均 0.84, 属于典型湿气; 非烃气体以 N_2 和 CO_2 为主, 不含 H_2S , N_2 含量总体较高, 最高 17.72%, 最低 0.89%, 一般 1%~

8%, 平均 5%; CO_2 含量最高 1.92%, 最低 0%, 一般小于 0.5%, 平均 0.3%。白垩系与古近系天然气组成大致相同, 但是古近系相对于白垩系, 存在三低两高: 低氮气含量、低乙烷含量、低丙烷含量、高甲烷含量、高干燥系数(表 2)。

2.3.2 天然气碳同位素特征

区内古近系天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 均大于 -28‰ , 平均为 -22.94‰ , 属于煤型气; $\delta^{13}\text{C}_1$ 值平均为 -34.22‰ , 分布范围从 -37.3‰ 到 -31.2‰ , 属于高温裂解气。综合天然气常规组成认为古近系天然气属于煤系干酪根裂解气。该区大部分天然气 $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$,

表 2 库车南斜坡西部白垩系—古近系天然气组分表(%)

Table 2 Natural gas chemical composition (%) of Cretaceous-Paleogene in south slope of Kuqa foreland basin													
井号	层位	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	nC ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	iC ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	iC ₄ /nC ₄₀	C ₁ /(C ₁ -C ₅)
YM6	E	12.21	1.26	70.02	10.49	3.57	0.91	0.79	0.23	0.28	0.16	0.87	0.81
YM6	E	7.67	0.32	74.30	10.20	3.94	1.24	0.99	0.38	0.48	0.35	0.80	0.81
YT5	E	3.09	0.24	78.33	11.42	3.68	1.08	0.82	0.34	0.41	0.3	0.76	0.82
QL1	E	2.48	0.19	80.30	10.47	3.49	1.00	0.74	0.34	0.41	0.36	0.74	0.83
HQ2	E	4.60	0.41	80.15	9.66	2.69	0.80	0.60	0.25	0.29	0.27	0.75	0.85
YD6	E	3.43	0.29	84.81	7.55	2.12	0.52	0.45	0.13	0.19	0.14	0.85	0.89
YT1	E	2.44	0.37	86.49	5.91	1.77	0.96	0.64	0.42	0.59	0.2	0.67	0.89
YM7	E	2.97	0.32	86.63	8.01	1.38	0.28	0.28	0.06	0.07	—	1.00	0.90
YM702	E	2.78	0.22	88.58	6.19	1.18	0.34	0.27	0.11	0.14	0.15	0.79	0.91
YM7	E	2.54	0.16	89.06	6.08	1.17	0.33	0.26	0.09	0.12	0.10	0.79	0.92
YD5	E	2.61	0.13	88.95	5.90	1.20	0.29	0.26	0.08	0.13	0.13	0.91	0.92
YM17	E	2.62	0.13	89.30	5.88	1.13	0.34	0.26	0.09	0.11	0.12	0.77	0.92
YM23	E	3.08	0.43	88.52	5.78	1.05	0.32	0.24	0.11	0.13	0.13	0.74	0.92
YM16	E	2.93	0.31	88.88	5.81	1.07	0.29	0.24	0.08	0.11	0.09	0.80	0.92
YM21	E	2.84	0.29	89.36	5.76	0.91	0.26	0.21	0.10	0.11	0.11	0.79	0.92
YD1	E	1.50	0.27	90.67	5.86	0.95	0.23	0.21	0.06	0.09	0.08	0.91	0.92
YD4	E	2.01	0.08	90.29	5.69	1.05	0.23	0.22	0.07	0.11	0.09	0.94	0.92
YM9	E	5.04	0.34	87.69	5.585	1.03	0.1625	0.2075	0.0525	0.0625	—	1.28	0.93
YT1	E	1.55	0.09	91.04	5.54	1.135	0.245	0.23	0.06	0.06	0	0.94	0.93
YT1	E	1.79	0.05	91.35	5.14	1.1	0.2	0.24	0.04	0.08	0	1.20	0.93
YM9	E	9.72	0.16	84.17	3.905	0.895	0.275	0.305	0.235	0.335	—	1.11	0.93
YT10	E	2.53	1.92	90.00	4.40	0.55	0.15	0.13	0.05	0.06	0.09	0.86	0.94
YD2	E+ K ₁ bs	3.33	0.27	85.61	7.54	1.95	0.43	0.35	0.15	0.19	0.13	0.80	0.89
YT3	E+ K ₁ bs	0.89	0.15	89.98	7.06	1.11	0.25	0.22	0.06	0.09	0.08	0.87	0.91
YT101	E+ K ₁ bs	1.33	0.06	90.11	6.50	1.17	0.26	0.25	0.07	0.11	0.09	0.95	0.92
YT2	E+ K ₁ bs	1.02	0.13	90.38	5.40	2.36	0.21	0.20	0.05	0.08	0.07	0.97	0.92
YM16	E+ K ₁ bs	6.57	0.40	90.23	2.57	0.17	0.03	0.02	0.00	0.00	0.00	0.67	0.97
HQ1	K	4.62	0.20	62.10	11.40	9.90	4.35	3.81	1.12	1.55	0.71	0.88	0.66
YD7	K ₁ b	8.07	0.43	43.94	25.08	15.92	2.73	2.39	0.36	0.47	0.16	0.88	0.48
YD710	K ₁ b	5.04	0.00	39.53	21.86	21.55	5.12	4.12	0.79	1.03	0.35	0.80	0.42
YD702	K ₁ b	7.90	0.00	47.04	17.01	16.30	4.49	3.33	0.93	1.10	0.49	0.74	0.52
YM465	K ₁ b	7.23	0.00	52.16	12.24	15.93	5.17	3.18	1.33	1.32	0.89	0.62	0.57
YM467H	K ₁ b	7.13	0.02	65.42	17.87	5.29	1.59	1.05	0.37	0.44	0.23	0.66	0.71
YM461	K ₁ b	5.03	0.25	72.62	12.70	4.46	2.02	1.30	0.51	0.56	0.39	0.64	0.77
YM9	K ₁ b	19.72	0.76	67.27	6.15	3.52	1.16	0.74	0.31	0.36	0.00	0.64	0.85
YM46	K ₁ b	5.92	0.39	81.23	7.85	2.36	0.82	0.46	0.24	0.25	0.20	0.57	0.87
YM468	K ₁ b	14.98	0.27	72.94	6.49	1.50	0.55	0.36	0.16	0.19	0.16	0.66	0.89
YM468CH	K ₁ b	7.73	0.00	81.58	7.05	1.60	0.57	0.38	0.17	0.19	0.20	0.66	0.89
YM105	K ₁ s	6.25	0.34	71.79	11.09	4.89	1.78	0.78	0.77	0.56	0.84	0.44	0.78

呈明显正序排列,为典型有机成因,但个别井出现碳同位素“反转”现象,即 $\delta^{13}\text{C}_1<\delta^{13}\text{C}_3<\delta^{13}\text{C}_2$,如英买7井古近系和英买9井白垩系天然气,表明可能有油型气的混合。此外,据 Dai Jinxing et al. (1989)提出的煤型气天然气成熟度回归方程: $\delta^{13}\text{C}_1=14.125\lg R_0-34.392$, R_0 值分布为0.62%~1.68%,表明天然气总体处在成熟阶段,偶见高成熟阶段产物,明显低于北部克拉苏构造带的过成熟阶段 R_0 值(大于3.0%)(表3)。

2.3.3 天然气成因及来源

根据前人建立的乙烷、丙烷组分与碳同位素鉴

定干酪根裂解气和原油裂解气鉴定图版(Prinzhofer et al.,1995; Berner, et al.,1996; Lorant et al.,1998),库车南部斜坡带中—新生界天然气主要为干酪根裂解气,即初次裂解气(图4)。此外,库车南部斜坡带天然气在 Bernard 图上表现为典型热成因气的特征(Bernard et al.,1978),分布在混合型 and 腐殖型干酪根热成因气之间,表现出以偏腐殖型干酪根热成因气为主的特点(图5)。

区内古近系天然气 $i\text{C}_4/n\text{C}_4$ 值分布于0.67~1.28之间,平均0.87;白垩系天然气 $i\text{C}_4/n\text{C}_4$ 值分布于0.44~0.88之间,平均0.68。由于腐殖型有

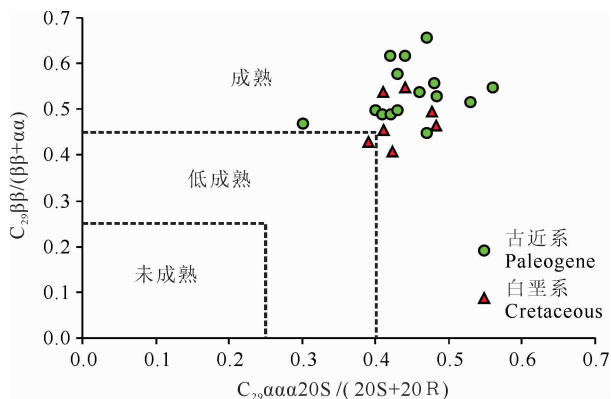


图 3 库车南斜坡原油及油砂抽提物 $C_{29}\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 和 $C_{29}\beta/(\beta+\alpha)$ 成熟度关系图

Fig. 3 Cross-plot of $C_{29}\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ versus $C_{29}\beta/(\beta+\alpha)$ of crude oil and rock extracts in south slope of Kuqa foreland basin

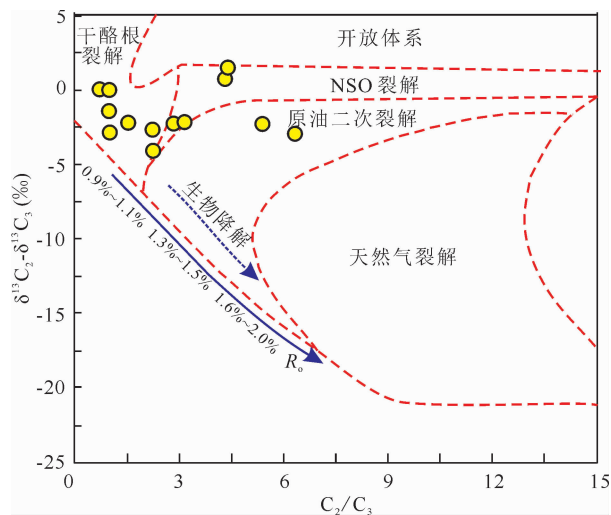


图 4 库车南斜坡天然气 $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$ 与 C_2/C_3 成因图版

Fig. 4 Cross-plot of $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$ vs C_2/C_3 of natural gas in south slope of Kuqa foreland basin

机质生成的煤型气 iC_4/nC_4 值均高于腐泥型有机质生成的油型气 (Wang Zhaoyun et al., 1995), 油型气 iC_4/nC_4 值小于 0.8, 煤型气 iC_4/nC_4 值大于 0.8 (Miao Zhongying et al., 2011), 这表明古近系天然气主要是偏煤型气, 而白垩系天然气则偏油型气。甲烷含量普遍小于 95%, iC_4/nC_4 值呈现随甲烷增加而逐渐增加的特点 (图 6)。

综合天然气组分及地球化学特征, 库车南部斜坡带天然气主体属于煤成气, 其中部分混有早期三叠系原油伴生型油型气, 从天然气同位素折算的天然气成熟度来看, 除个别情况如却勒 1 井外, R_o 普遍在 1.3% 以下, 表明这些天然气总体属于烃源岩成熟期的产物, 结合区域煤系烃源岩发育情况

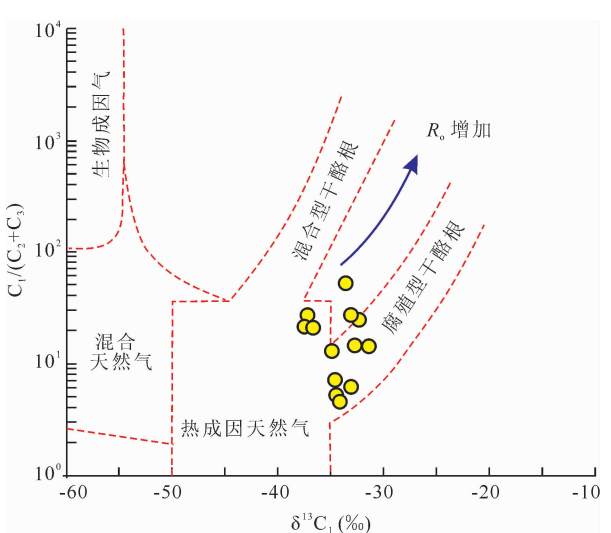


图 5 库车南斜坡天然气 $C_1/(C_2+C_3)$ 与 $\delta^{13}C_1$ 成因图版

Fig. 5 Cross-plot of $C_1/(C_2+C_3)$ vs $\delta^{13}C_1$ of natural gas in south slope of Kuqa foreland basin

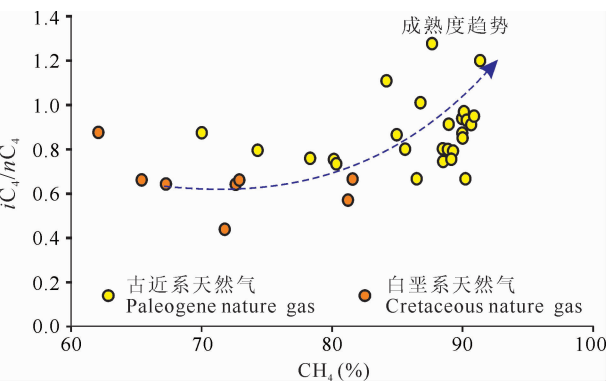


图 6 库车南斜坡天然气中甲烷和 iC_4/nC_4 值相关性图

Fig. 6 Cross-plot of normalized methane (C_1) content versus iC_4/nC_4 ratio of natural gas samples from south slope of Kuqa foreland basin

(Liang Digang et al., 2002), 认为天然气主要来自于中下侏罗统的克孜勒努尔组 (J_2k) 和阳霞组 (J_1y) 煤系烃源岩。

3 油气运移示踪

3.1 运移路径选择及成藏过程

库车南部斜坡带发育由砂体、不整合、断裂构成的复杂油气输导体系 (图 7), 其中白垩系巴什基奇克组河道砂体厚度巨大、分布广、孔隙度和渗透率高, 构成区内油气运移“高速公路”; 中—新生界发育的有 3 个关键的不整合面也可以构成区域性运输线 (分别是 T/J、J/K、K/E, 尚不含层组内部存在局部性不整合); 区内发育的多个断裂带及其派生断层导致油气的运移调整。

表 3 库车南斜坡西部白垩系—古近系天然气同位素组成

Table 3 Natural gas isotopic composition of Cretaceous-Paleogene in south slope of Kuqa foreland basin

井号	地层	$\delta^{13}\text{C}_1(\text{‰})$	$\delta^{13}\text{C}_2(\text{‰})$	$\delta^{13}\text{C}_3(\text{‰})$	$\delta^{13}\text{C}_4(\text{‰})$	$\delta^{13}\text{C}_{\text{O}_2}(\text{‰})$	$R_o(\text{‰})$
HQ1	E	-32.4	-22.3	-21.4	—	—	1.38
QL1	E	-31.2	-23.9	-22.8	—	—	1.68
YM23	E	-37.01	-21.6	-20.6	—	—	0.65
YM7	E	-32.4	-22.7	-19.8	—	—	1.38
YM7	E	-33.53	-22.1	-23.93	—	—	1.15
YM702	E	-34.1	-23.2	-22.3	—	—	1.05
YM9	E	-34.1	-25	-26.4	—	—	1.05
YM9	E	-33.02	-21.3	-19.7	—	—	1.25
YT5	E	-34.7	-24.9	-23.5	—	-19.8	1.05
YT101	E+K	-36.2	-23.2	-25.4	—	—	0.74
YM9	K	-34.1	-25	-26.4	—	—	1.05
YT2	K	-37.3	-23	-26	—	—	0.62
YT5	E	-34.7	-24.9	-23.5	—	—	0.95
YT8	E	-32.9	-22.9	-21.2	-26.8	-14.9	1.28
YM19	E	-33.55	-21.7	-21.3	—	—	1.15
YM211	E	-36.84	-21.3	-20.5	—	—	0.67
YM7-1	E	-34.2	-23.6	-22.5	-24.6	-15.5	1.03
KL201	K	-27.07	-18.48	-19.08	-20.31	-19.78	3.30
KL201	K	-27.32	-19	-19.54	-20.9	-18.58	3.17

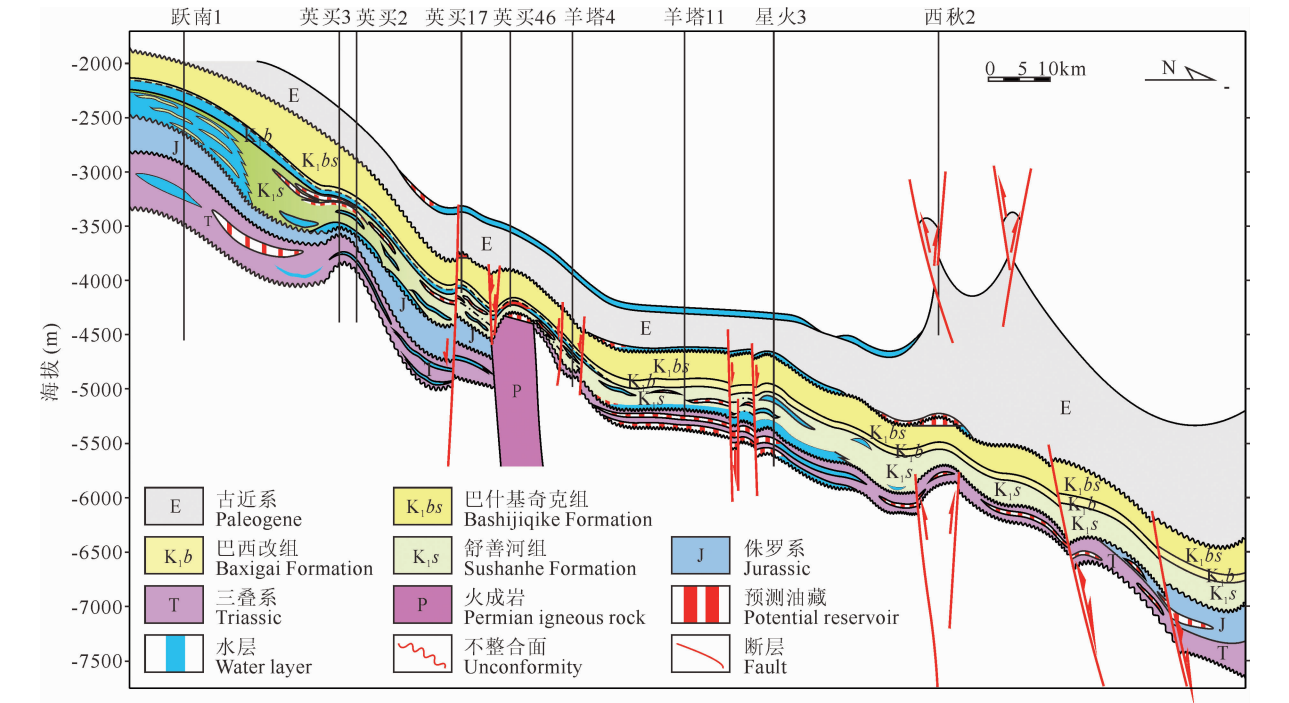


图 7 库车南斜坡中—新生界油气复合输运体系

Fig. 7 Combined oil and gas transportation system of Mesozoic-Cenozoic in south slope of Kuqa foreland basin

油气如何运移到现今的斜坡地带是个复杂的问题,从区内英买力构造带英买 7~9 油气藏的详细解剖发现斜坡带油气运移是由不同路径完成的,三叠系原油主要是沿白垩系底部不整合或下伏连接砂体运移,而侏罗系的天然气主要是沿古近系底部不整合面及下伏连接砂体运移(图 8)。原因主要有三:

① 从原油碳同位素来看,古近系原油 $\delta^{13}\text{C}$ 油在 $-22\text{‰} \sim -21.5\text{‰}$ 之间,而白垩系原油 $\delta^{13}\text{C}$ 油在 $-26.1\text{‰} \sim -25\text{‰}$ 之间,受侏罗系煤成油影响较小,表明古近系充注了较高比例的侏罗系原油,而白垩系以及奥陶系风化壳受侏罗系原油的影响相对较小,如果都是同一个运移路径,根据油藏充注模式

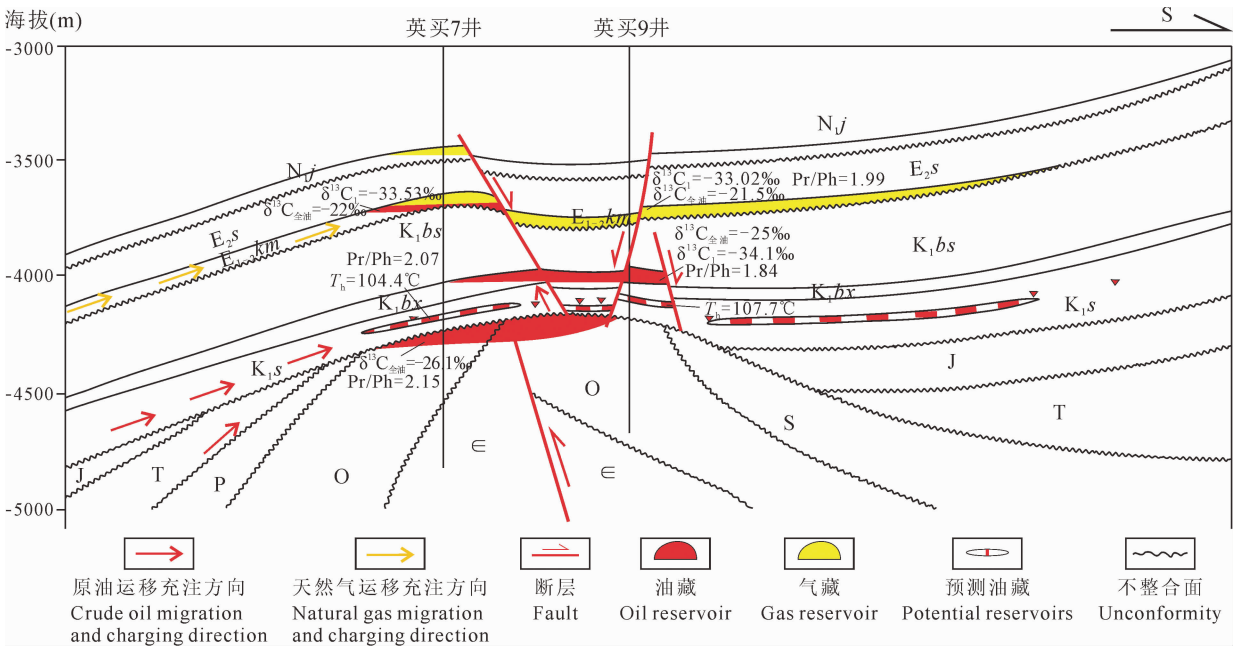


图 8 英买 7 井—英买 9 井区油气运移聚集成藏模式

Fig. 8 Hydrocarbon migration and accumulation model in well YM 7— well YM 9 area

(England et al. , 1987,1989),应该是下伏的白垩系原油的碳同位素高于古近系原油,现实情况却恰恰相反。② 当天然气以游离相运移时,运移距离与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值呈负相关,也就是当天然气从下往上运移时会导致 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值变小,英买 7 井、英买 9 井古近系天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值分别为 -33.53‰ 和 -33.02‰ ,还略大于深部白垩系的 $\delta^{13}\text{C}_1$ (-34.1‰),显然是不同输导介质所导致的结果。③ 从区内白垩系和古近系储层流体包裹体均一温度分布来看(图 9),白垩系油藏中流体包裹体均一温度总体较低,主峰分布在 $90\sim110\text{℃}$ 之间,而古近系储层流体包裹体均一温度明显高于白垩系,主峰分布在 $120\sim140\text{℃}$ 之间,表明二者除了源的差异外,可能也与输导路径的不同有关,早期原油主要沿白垩系/前白垩系不整合面运移,而晚期天然气主要沿古近系/白垩系不整合面运移。

结合烃源岩生烃史,三叠系的湖相烃源岩在新近纪康村期处于生烃高峰期,油气主要沿白垩系底不整合面运移至南部斜坡带,在白垩系内部的局部构造(英买 46 井)和岩性圈闭(英买 7 井、玉东 7 井)中成藏,运移过程中起源于晚燕山期构造的活动使得油气断裂向上运移至古近系,并在相应的局部构造(英买力油气藏群、羊塔克、却勒 1 井、玉东 1 井、红旗)和岩性圈闭(玉东 1 井、玉东 2 井)中成藏;三叠系湖相烃源岩在新近系库车期时已过生烃高峰,而此时侏罗系煤系烃源岩进入生烃高峰期,油气沿

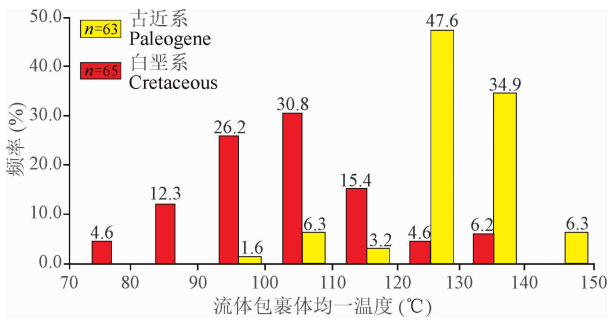


图 9 库车南斜坡白垩系、古近系流体包裹体均一温度直方图

Fig. 9 Fluid inclusion homogenization temperature histogram in south slope of Kuqa foreland basin

古近系底部不整合面运移至南斜坡充注原来古近系内部油气藏形成混源油气藏,由于天然气浮力作用,天然气运移至斜坡带过程中主要以垂向运移为主,对原有白垩系的油藏改造作用有限,使得白垩系保持了正常原油油藏的特征,而古近系则以凝析气藏为主。也正是由于不同输导体系油气源的差异,因此选择区内油气藏发现范围较广的古近系油气藏开展平面油气地球化学运移示踪。

3.2 原油运移充注地球化学示踪

对于原油的二次运移示踪与油藏充注,含氮化合物含量分布是目前众多学者热衷的方法(Wang Tieguan et al. ,2000; Zhang Min et al. ,1997),然而由于原油含氮化合物测定技术及要求均较高,且

要进行复杂的族群组划分(Zhang Min et al., 1997),因此在众多的地球化学参数中,本文主要选择易于测量、方法较为成熟的油气生物标志化合物开展充注途径示踪。

3.2.1 藿烷参数 $Tm/(Ts+Tm)$

一般认为,随着有机质热演化程度或随运移距离的增加,不稳定的 C_{27} 三降藿烷 Tm 会向稳定的 C_{27} 三降藿烷 Ts 进行转化,使得 $Tm/(Ts+Tm)$ 随运移距离增加而减小(Peters et al., 2005),这为原油运移示踪提供了依据,成熟度参数明显降低的方向可判识为油气充注方向。库车南部斜坡带古近系原油 $Tm/(Ts+Tm)$ 分布趋势来看(图 10,褐色刻度线),明显存在 2 个主运移充注方向:第一个主要方向是却勒向玉东的由北向南并在途经羊塔克构造带时沿构造带发生自西向东的次级运移, $Tm/(Ts+Tm)$ 值从 0.39 逐步降低到 0.32;第二个主要方向是英买力构造带和红旗构造带由北东南西的整体运移,红旗构造带从红旗 2 井到红旗 1 井的 $Tm/(Ts+Tm)$ 表现为 0.63 降低到 0.58,英买力构造带上整体上由北东南西,但是局部存在沿构造带由北部向南部的运移,如英买 16 井到英买 9 井, $Tm/(Ts+Tm)$ 值从 0.39 逐步降低到 0.37。却勒、羊塔、玉东等构造带的 $Tm/(Ts+Tm)$ 值总体略低于英买力构造带,表明却勒、羊塔、玉东等油气藏中的原油可能经受了比英买力构造带更长的横向运移,属于不同的泄油口。

3.2.2 重排藿烷参数 $C_{30}DH/C_{30}H$

重排藿烷类化合物在地质体中广泛分布于烃源岩与原油中,是饱和烃生物标志化合物的重要组成部分。大多数学者将重排藿烷类参数主要用作环境及母源参数(Kolaczowska et al., 1990; Xiao Zhongyao et al., 2004; Zhang Shuichang et al., 2007; Zhang Wenzheng et al., 2009)。根据 $C_{30}DH$ 在源岩与原油中的差异而推测可能与油气充注运移有关(Peters et al., 2005),从分子机理上分析认为 $C_{30}DH$ 参数稳定性更优越(Huang et al., 1994),重排藿烷类参数受成熟度影响可以作为有效的成熟度指标(Li et al., 2009)。 $C_{30}DH/C_{30}H$ 参数与 MDR 参数(4-/1-甲基二苯并噻吩比值)、暴露/屏蔽烷基二苯并噻吩参数具有良好的正相关性(Li Wei et al., 2017),均随运移距离增加而降低,为此成为示踪石油充注途径的有效参数。从区内 $C_{30}DH/C_{30}H$ 参数来看(图 10,蓝色刻度线),存在 2 个主要的运移充注方向及一个局部运移充注方向,与 $Tm/(Ts$

+ Tm)值反映的充注路径具有明显的一致性。

3.2.3 甲基二苯并噻吩(MDBT)参数 4-/1-甲基二苯并噻吩

二苯并噻吩类(DBTs) 归诸于含硫芳烃类化合物(aromatic sulfur compounds, 简称 ASC),其中主要包含 DBTs 及其 $C_1 \sim C_3$ 取代的烷基衍生物,通常存在于原油或沉积物的芳烃馏分中。对于 DBTs 分子参数,迄今国内外绝大多数研究者都用来作为成熟度参数,实际上,基于分子结构的热稳定性以及氢键形成机理,烷基二苯并噻吩类参数 4-/1-MDBT、2, 4-/1, 4-DMDBT 和 4, 6-/1, 4-DMDBT, 兼具备表征有机质成熟度以及油气运移的属性,可以作为示踪油藏充注方向与途径的有效分子参数(Wang Tieguan et al., 2005),上述参数均随着运移距离的增加具有减少的趋势。从库车南部斜坡带古近系原油中 4-/1-甲基二苯并噻吩比值分布来看(图 10,绿色刻度线),存在 3 个运移减小的趋势方向,即:却勒 1 井→玉东 1 井→玉东 2 井、却勒 1 井→玉东 1 井→羊塔 1 井和英买 7 井→英买 16 井→英买 23 井。

3.3 天然气运移充注地球化学示踪

由于受烃源岩类型、成熟度、运移方式、运移距离、运移相态、天然气混合作用以及细菌氧化或降解作用等多因素影响,天然气地球化学指标表现出较强的多解性和不确定性(Ye Sujuan et al., 2017)。因此本文主要根据相同或相近运移输导体系的天然气 C_1/C_2 值、 iC_4/nC_4 值和 $\delta^{13}C_1$ 值进行运移路径示踪。

3.3.1 C_1/C_2 值

烷烃中甲烷具有分子小、结构简单、极性弱、黏度小、扩散系数大、运移能力强的特征,导致沿着天然气运移方向 CH_4 含量、 C_1/C_2 值逐渐增加,表现出甲烷逐渐富集的趋势, C_1/C_2 值随着距断层距离的增加而逐渐增大的变化规律(Ye Sujuan et al., 2017)。从区内 C_1/C_2 值分布来看,存在两个主要的天然气运移方向和一个次级方向,主方向为:却勒 1 井→羊塔 5 井→玉东 5 井→玉东 1 井和英买 7 井→英买 9 井→英买 16 井→英买 17 井→英买 23 井→英买 21 井,次级方向主要为羊塔 1 井→羊塔 2 井→羊塔 3 井→羊塔 10 井→(图 10,黄色刻度线)。

3.3.2 iC_4/nC_4 值

在天然气运移过程中,受运移分异作用影响,天然气可能出现富集异丁烷或富集正丁烷的趋势,即随运移距离增加,天然气 iC_4/nC_4 值可能逐渐增加

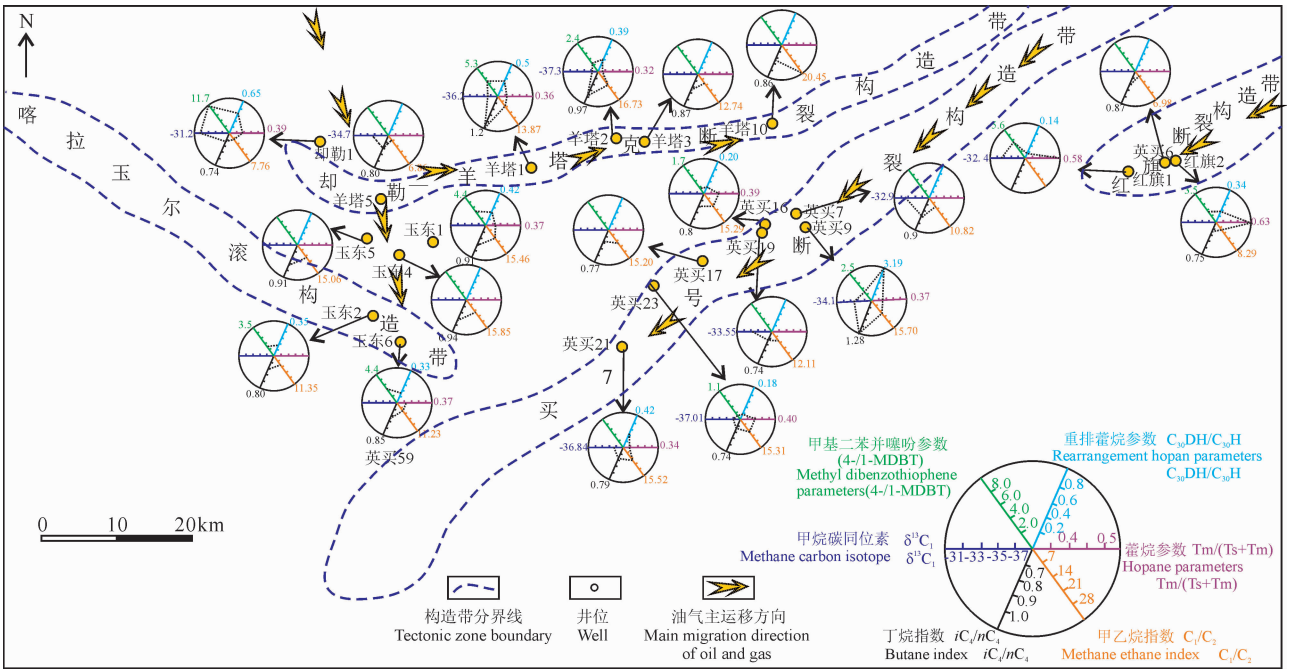


图 10 库车南部斜坡带古近系油气运移充注地球化学多参数示踪

Fig. 10 Schematic diagram of oil and gas migration orientation of Palaeogene in south slope of Kuqa foreland basin

或逐渐降低(Fu Jiamu et al. ,1992; Chen Anding et al. ,1994; Wang Tingdong et al. , 1986)。因此, iC_4/nC_4 值也被用作探讨天然气运移方向的参数, 通常在排除次生变化和原始差异的情况下, 孔喉大、输导性能好的砂岩运移时分子动力直径相对小的正丁烷运移速率快, 导致沿运移方向 iC_4/nC_4 值减小(Miao Zhongying et al. , 2011), 这为通过 iC_4/nC_4 值研究油气运移路径方向提供了可能。从库车南斜坡古近系天然气 iC_4/nC_4 值平面变化来看, 主要有 3 个运移方向, 即玉东 1、4、5 井→玉东 2、3、6 井; 羊塔 1 井→羊塔 2 井→羊塔 10 井; 英买 7、9 井→英买 17 井→英买 23 井→英买 21 井(图 10, 黑色刻度线)。

3.3.3 烷烃碳同位素组成

当天然气主要以游离相运移时, 运移距离与 $\delta^{13}C_1$ 值呈负相关, 与 $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_1$ 呈正相关(Wang Peng et al. , 2015), 这为运用天然气碳同位素进行运移路径与方向的示踪提供了可能。从区内天然气 $\delta^{13}C_1$ 值来看, 存在两个主要方向, 即却勒 1 井→羊塔 5 井→羊塔 1 井→羊塔 2 井和英买 7 井→英买 9 井→英买 21 井→英买 23 井, 另外红旗 1 井也自成体系, 其北部应该是另外的泄油气窗口(图 10, 紫色刻度线)。

综合上述 6 个油气运移参数变化, 库车南部斜坡带古近系原油总体上存在两个运移主路径, 却勒

到玉东的由北向南、英买力构造带的由北东向南西。局部构造存在横向迁移变化, 如却勒到羊塔构造带上的由西向东。相对却勒、羊塔、玉东来说, 英买力、红旗构造带油气运移参数自成体系, 二者属于不同的泄油窗口。因此, 对区内的岩性油气藏的勘探部署, 却勒、玉东等构造带应优先选择由北向南主运移路径上的岩性尖灭砂体, 而英买力、红旗等构造带及其周缘, 应优先选择由北东向南西主运移路径上的岩性尖灭砂体。

4 结论

(1)库车南斜坡中—新生界原油总体呈现密度低、黏度低、凝固点低、含硫低及高含蜡的陆相原油特征。原油总体上以藻类和水生浮游生物母源为主, 反映母质弱还原-弱氧化的沉积环境, 体现混合型干酪根母源特征, 其中白垩系原油母源以湖相水生生物为主, 主要来自三叠系湖相烃源岩; 古近系原油除了三叠系湖相烃源岩贡献外, 伴有以陆生高等植物输入为主的侏罗系煤系烃源岩贡献。

(2)天然气具有中等甲烷含量、重烃含量高、氮气含量高和无硫化氢的特点, 白垩系天然气主要来自三叠系湖相原油伴生气或较高成熟阶段油型气; 古近系天然气主体属于煤成气, 主要来源于中下侏罗统煤系烃源岩, 部分混有早期三叠系湖相烃源岩的原油伴生型油型气。

(3)库车南部斜坡带中—新生界发育由砂体、不整合、断裂构成的复杂油气输导体系,现今不同层系的油气是不同来源油气根据不同的输导体系运移输导的结果,三叠系原油主要是沿白垩系底部不整合或下伏连接砂体运移到白垩系下部的圈闭中,侏罗系的天然气主要沿古近系底部不整合面及下伏巨厚砂体运移到古近系底砂岩段圈闭中。

(4)综合油气藿烷参数 $T_m/(T_s+T_m)$ 、重排藿烷参数 $C_{30}DH/C_{30}H$ 、甲基二苯并噻吩(MDBT)参数 $4-/1-$ 甲基二苯并噻吩、 C_1/C_2 值、 iC_4/nC_4 值、天然气烷烃碳同位素组成,认为总体沿构造斜坡区往南运移,存在两个主要运移充注方向和一个次级充注运移方向,下一步油气勘探应针对不同的油气运移方向,优先选择主运移通道上的岩性尖灭矿体实施部署。

References

- Bernard B B, Brooks J M, Sackett W M. 1978. Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments. *Journal of Geophysical Research*, 33(8): 4053~4061.
- Berner U, Faber E. 1996. Empirical carbon isotope/maturity relationships for gases from algal kerogens and terrigenous organic matter, based on dry, open-system pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 24(10/11): 947~955.
- Chen Anding, Li Jianfeng. 1994. Study on geochemical index during natural gas migration. *Natural Gas Geoscience*, 24(5): 38~67 (in Chinese with English abstract).
- Dai Jinxing, Qi Houfa. 1989. The relations between $\delta^{13}C_1$ and R_o of coralliferous natural gases in China. *Chinese Science Bulletin*, 34(9): 690~692 (in Chinese with English abstract).
- England W A, Mackenzie A S, Mann D M. 1987. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. *Journal of the Geological Society*, 144(2): 327~347.
- England W A, Mackenzie A S. 1989. Some aspects of the organic geochemistry of petroleum fluids. *Geologische Rundschau*, 78(1): 291~303.
- Fu Jiamu, Liu Dehan. 1992. The Migration, Reservoir Conditions and Sealing Condition of Natural Gas. Beijing: Science Press, 80~85 (in Chinese with English abstract).
- He Dengfa, Zhou Xinyuan, Yang Haijun, Guan Shuwei, Zhang Chaojun. 2008. Formation mechanism and tectonic types of intracratonic paleo-uplifts in the Tarim basin. *Earth Science Frontiers*, 2008, 15(2): 207~221 (in Chinese with English abstract).
- Huang Haiping, Lu Songnian, Yuan Peilan. 1994. The new discovered diaphanes in the Paleozoic sediments and their significance in petroleum exploration. *Natural Gas Geoscience*, 23(5): 23~28 (in Chinese with English abstract).
- Kolaczowska E, Slougui N E, Watt D S. 1990. Thermodynamic stability of various alkylated, and rearranged 17α - and 17β -hopane isomers using molecular mechanics calculations. *Organic Geochemistry*, 16(4-6): 1033~1038.
- Li Meijun, Wang Tieguan, Liu Ju. 2009. Biomarker $17\alpha(H)$ -diahopane: A geochemical tool to study the petroleum system of a Tertiary lacustrine basin, northern South China Sea. *Applied Geochemistry*, 24(1): 172~183 (in Chinese with English abstract).
- Li Xiaodi. 1999. Geological characters and forming history of Yangtake oil field. *Petroleum Exploration and Development*, 26(6): 30~32.
- Liang Digang, Zhang Shuichang, Zhao Mengjun, Wang Feiyu. 2002. Hydrocarbon sources and stages of reservoir formation in Kuqa depression, Tarim Basin. *Chinese Science Bulletin*, 47(supplement): 62~70.
- Liu Jianliang, Jiang Zhenxue, Liu Keyu, Gui Lili, Xing Jinyan. 2016. Hydrocarbon sources and charge history in the southern slope region, Kuqa foreland basin, northwestern China. *Marine and Petroleum Geology*, 74: 26~46.
- Liu Jianliang, Liu Keyu, Jiang Zhenxue, Xing Jinyan. 2018. Cretaceous hydrocarbon accumulation process in Yudong area, Kuqa foreland basin. *Acta Petrolei Sinica*, 39(6): 620~630.
- Lorant F, Prinzhofer A, Behar F, Huc A Y. 1998. Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases. *Chemical Geology*, 147(3/4): 249~264.
- Luo Xiao, Jiang Zhenxue, Li Zhuo, Li Feng, Liu Jianliang, Gao Tian, Feng Jie. 2015. The properties of petroleum inclusions and stages of hydrocarbon accumulation in Mesozoic-Cenozoic reservoirs in Yingmaili area of Tabei uplift, Tarim Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 36(1): 60~66.
- Lv Xiuxiang, Jing Zhijun. 2000. Analysis on reservoir formation process in Yangtake structural belt of Tabei uplift. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 24(1): 48~52.
- Miao Zhongying, Zhang Qiucha, Chen Jianfa, Fan Hongche. 2008. Geochemical behaviors of natural gas in Yingmaili area, the Tarim basin. *Natural Gas Industry*, 28(6): 40~43.
- Miao Zhongying, Chen Jianfa, Guo Jianjun, Zhang Chen, Li Wei, Wang Guannan. 2011. Geochemical characteristics of butane gas in Tarim Basin. *Journal of China University of Mining and Technology*, 40(4): 592~597.
- Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. 2005. The Biomarker Guide, 2nd ed. New York: Cambridge University Press, 503~504.
- Prinzhofer A A, Huc A Y. 1995. Genetic and post genetic molecular and isotopic fraction at ions in natural gases. *Chemical Geology*, 126: 218~290.
- Radke M, Welte D H. 1981. The methyl phenanthrene index (MPI): A maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. *Advances in Organic Geochemistry*. Wiley, Chichester, 504~512.
- Wang Peng, Liu Sibing, Shen Zhongmin, Huang Fei, Zhang Wenkai, Zou Liming. 2015. Mechanism and effectiveness of geochemical index trace natural gas migration: A case study of Jurassic natural gas in western Sichuan depression. *Natural Gas Geoscience*, 26(6): 1147~1155 (in Chinese with English abstract).
- Wang Tieguan, Li Sumei, Zhang Aiyun, Zhu Lei, Li Bohu, Zhou Yongbing. 2000. Oil migration analysis with pyrrolic nitrogen compounds. *Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science*, 24(4): 83~86.
- Wang Tieguan, He Faqi, Li Meijun, Hou Yong, Guo Shuqi. 2005. Alkyl dibenzothiophenes: Molecular markers tracing oil reservoir filling. *Chinese Science Bulletin*, 50(2): 176~182 (in Chinese with English abstract).
- Wang Tingdong, Yang Yuancong. 1986. Geological chromatograph and natural gas migration in Upper Triassic in the central part of Sichuan. *Natural Gas Industry*, 6(1): 15~20 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zhaoyun, Cheng Keming, Zhang Bosheng. 1995. The study on the characteristics and evolution regularity of product of gas under pyrolysis simulation experiments. *Petroleum Exploration and Development*, 22(3): 36~40.
- Xiao Zhongyao, Huang Guanghui, Lu Yuhong, Wu Yi, Zhang Qiucha. 2004. Rearranged hopanes in oils from the Quele 1 Well, Tarim Basin and the significance for oil correlation. *Petroleum Exploration and Development*, 31(2): 35~37.
- Xu Guifen, Lin Changsong, Liu Yongfu, Sun Qi. 2016. Evolution

of palaeo-uplift and its controlling on sedimentation of Kapushaliang Group of early Cretaceous in western Tabei uplift. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 41 (4): 619 ~ 632 (in Chinese with English abstract).

Ye Sujuan, Zhu Hongquan, Li Rong, Yang Yingtao, Li Qing. 2017. Tracing natural gas migration by integrating organic and inorganic geochemical data; A case study of the Jurassic gas fields in western Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 44 (4): 549 ~ 560 (in Chinese with English abstract).

Zhang Min, Mei Bowen, Xiang Tingsheng. 1997. Carbazole-type compounds in crude oils. *Chinese Science Bulletin*, 43 (8): 669 ~ 672.

Zhang Ronghu, Zou Weihong, Chen Ge, Zhao Jilong, Zhang Huiliang, Wu Jin, Li Xianjing. 2018. Characteristics and hydrocarbon exploration significance of the huge Lower Cretaceous lacustrine sand bar in the northern Tarim Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 39 (8): 845 ~ 857 (in Chinese with English abstract).

Zhang Shuichang, Zhang Baomin, Bian Lizeng, Chen Jianfa, Wang Darui, Jin Zhijun. 2007. The Xiamaling oil shale generated through Rhodophyta over 800 Ma ago. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 50 (4): 527 ~ 535.

Zhang Wenzheng, Yang Hua, Hou Lihui, Liu Fei. 2009. Distribution and geological significance of 17 α (H)-diahopanes from different hydrocarbon source rocks of Yanchang Formation in Ordos Basin. *Science China series D: Earth Science*, 52 (7): 965 ~ 974.

Zhao Mengjun, Wang Zhaoming, Zhang Shuichang, Wang Qinhu, Song Yan, Liu Shaobo, Qin Shenfei. 2005. Accumulation and features of natural gas in the Kuqa foreland basin. *Acta Geologica Sinica*, 79 (3): 414 ~ 422.

Zhao Mengjun, Lu Xuesong, Zhuo Qingong, Li Yong, Song Yang, Lei Ganglin, Wang Yuan. 2015. Characteristics and distribution law of hydrocarbon accumulation in Kuqa foreland basin. *Acta Petrolei Sinica*, 36 (4): 395 ~ 404.

Zhao Wenzhi, Wang Hongjun, Shan Jiazeng, Wang Zhaoyun, Zhao Changyi, Wang Zecheng. 2005. Analysis of highly efficient gas reservoir forming process in Kuqa depression. *Oil & Gas Geology*, 26 (6): 703 ~ 710.

Zhu Yangming, Weng Huanxin, Su Aiguo, Liang Digang, Peng Dehua. 2005. Geochemical characteristics of Tertiary saline lacustrine oils in the western Qaidam Basin, Northwest China. *Applied Geochemistry*, 20 (10): 1875 ~ 1889 (in Chinese with English abstract).

丕系油气成藏过程. *石油学报*, 39 (6): 620 ~ 630.

陈安定, 李剑锋. 1994. 天然气运移的地球化学指标研究. *天然气地球科学*, 24 (5): 38 ~ 67.

戴金星, 戚厚发. 1989. 我国煤成烃气的 $\delta^{13}\text{C-R}$ 关系. *科学通报*, 34 (9): 690 ~ 692.

傅家谟, 刘德汉. 1992. 天然气运移、储集及封盖条件. 北京: 科学出版社, 80 ~ 85.

何登发, 周新源, 杨海军, 管树巍, 张朝军. 2008. 塔里木盆地克拉通内古隆起的成因机制与构造类型. *地学前缘*, 15 (2): 207 ~ 221.

黄海平, 卢松年, 袁佩兰. 1994. 古代沉积物中新检出的重排藿烷及其在油气勘探上的意义. *天然气地球科学*, 23 (5): 23 ~ 28.

苗忠英, 张秋茶, 陈践发, 范泓澈. 2008. 英买力地区天然气地球化学特征. *天然气工业*, 28 (6): 40 ~ 43.

苗忠英, 陈践发, 郭建军, 张晨, 李伟, 王冠男. 2011. 塔里木盆地天然气中丁烷的地球化学特征. *中国矿业大学学报*, 40 (4): 592 ~ 597.

王廷栋, 杨远聪. 1986. 地质色层作用与川中上三叠统天然气的运移. *天然气工业*, 6 (1): 15 ~ 20.

王鹏, 刘四兵, 沈忠民, 黄飞, 张文凯, 邹黎明. 2015. 地球化学指标示踪天然气运移机理及有效性分析. *天然气地球科学*, 26 (6): 1147 ~ 1155.

王铁冠, 李素梅, 张爱云, 朱雷, 李伯虎, 周永炳. 2000. 利用原油含氮化合物研究油气运移. *石油大学学报: 自然科学版*, 24 (4): 83 ~ 86.

王铁冠, 何发岐, 李美俊, 侯勇, 郭树岐. 2005. 烷基二苯并噻吩类示踪油藏充注途径的分子标志物. *科学通报*, 50 (2): 176 ~ 182.

王兆云, 程克明, 张柏生. 1995. 加水热模拟实验气态产物特征及演化规律研究. *石油勘探与开发*, 22 (3): 36 ~ 40.

肖中尧, 黄光辉, 卢玉红, 吴懿, 张秋茶. 2004. 库车坳陷却勒 1 井原油重排藿烷系列及油源对比. *石油勘探与开发*, 31 (2): 35 ~ 37.

徐桂芬, 林畅松, 刘永福, 孙琦. 2016. 塔北西部早白垩世卡普沙良群沉积期古隆起演化及其对沉积的控制作用. *地球科学*, 41 (4): 619 ~ 632.

叶素娟, 朱宏权, 李嵘, 杨映涛, 黎青. 2017. 天然气运移有机-无机地球化学示踪指标——以四川盆地川西坳陷侏罗系气藏为例. *石油勘探与开发*, 44 (4): 549 ~ 560.

张敏, 梅博文, 向廷生. 1997. 原油中的卟啉类化合物. *科学通报*, 42 (22): 2411 ~ 2414.

张荣虎, 邹伟宏, 陈戈, 赵继龙, 张惠良, 伍劲, 李娟静. 2018. 塔里木盆地北部下白垩统大型湖相砂坝特征及油气勘探意义. *石油学报*, 39 (8): 845 ~ 857.

赵孟军, 王招明, 张水昌, 王清华, 宋岩, 柳少波, 秦胜飞. 2005. 库车前陆盆地天然气成藏过程及聚集特征. *地质学报*, 79 (3): 414 ~ 422.

赵孟军, 鲁雪松, 卓勤功, 李勇, 宋岩, 雷刚林, 王媛. 2015. 库车前陆盆地油气成藏特征与分布规律. *石油学报*, 36 (4): 395 ~ 404.

赵文智, 王红军, 单家增, 王兆云, 赵长毅, 汪泽成. 2005. 库车坳陷天然气高效成藏过程分析. *石油与天然气地质*, 26 (6): 703 ~ 710.

参 考 文 献

李小地. 1999. 塔里木盆地羊塔克油气田的特征及形成历史. *石油勘探与开发*, 26 (6): 30 ~ 32.

吕修祥, 金之钧. 2000. 塔北隆起羊塔克构造带油气成藏分析. *石油大学学报 (自然科学版)*, 24 (1): 48 ~ 52.

罗泉, 姜振学, 李卓, 李峰, 刘建良, 高甜, 冯洁. 2015. 英买力地区中生界-新生界油气藏石油包裹体特征及成藏期次. *石油学报*, 36 (1): 60 ~ 66.

刘建良, 刘可禹, 姜振学, 邢金艳. 2018. 库车前陆盆地玉东地区白

Geochemical tracer of hydrocarbon migration path of Middle-Cenozoic in the south slope of the Kuqa foreland basin

LIU Chun^{*1,2)}, CHEN Shijia¹⁾, ZHAO Jilong²⁾, SU Zhou³⁾, CHEN Ge²⁾, LIU Xueyan⁴⁾, GAO Qiao¹⁾

1) School of Geosciences & Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, 610500;

2) PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing, 100083;

3) PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000; 4) School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan, 430100

* Corresponding author: liuc_hz@petrochina.com.cn

Abstract

The Mesozoic-Cenozoic in the southern slope of Kuqa belong to the Kuqa continental petroleum system. Oil and gas mainly come from transverse migration of hydrocarbons generated by Triassic and Jurassic source rocks in the Kuqa Depression. In this paper, the characteristics of petroleum geochemical composition of Cretaceous and Paleogene discovered in the southern slope zone of Kuqa have been studied in detail by means of chromatography, chromatography-mass spectrometry and carbon isotope analysis. By identifying the source of oil and gas, the migration and transportation path of oil and gas were analyzed according to the typical oil and gas reservoirs, and the geochemical migration parameters were optimized to trace the migration and filling path of oil and gas. The following results are presented: the Mesozoic-Cenozoic crude oil in the southern slope of Kuqa presents the characteristics of continental crude oil, such as low density, low viscosity, low solidification point, low sulfur content and high wax content. Crude oil was primarily derived from algae and aquatic planktons, reflecting the sedimentary environment of weak reduction-weak oxidation of maternal materials and the characteristics of mixed kerogen source. The Cretaceous crude oil is mainly derived from lake-facies aquatic organisms, mainly from Triassic lake-facies source rocks. Paleogene crude oil is contributed by Triassic lake-facies source rocks in addition to Jurassic lake-facies source rocks; these are accompanied by Jurassic coal measures hydrocarbon source rocks, which are dominated by terrestrial higher plant inputs. Natural gas is characterized by medium methane content, high heavy hydrocarbon content, high nitrogen content and no hydrogen sulfide. Paleogene natural gas mainly belongs to coal-generated gas, which mainly comes from coal-measured source rocks of the middle and lower Jurassic, and some of the oil-associated types of crude oil mixed with early Triassic lacustrine source rocks. The Mesozoic-Cenozoic complex oil and gas transport systems consisting of sand bodies, unconformities and faults are developed in the region. Today, oil and gas in different formations are the result of migration and transportation of oil and gas from different sources and in different transport systems. The crude oil generated by Triassic source rocks mainly migrates along the unconformity at the bottom of Cretaceous or underlying connected sand bodies that guide to the traps at the lower part of Cretaceous. The natural gas of Jurassic source rocks mainly migrates along the unconformity at the bottom of Paleogene and the underlying super-thick sand bodies to the traps at the bottom of Paleogene. Considering hopane parameter $Tm/(Ts + Tm)$, rearranged hopane parameter $C_{30}DH/C_{30}H$, methyl dibenzothiophene (MDBT) parameter $4-/1\text{-methyl dibenzothiophene}$ of crude oil and C_1/C_2 value, iC_4/nC_4 value and carbon isotope composition of natural gas alkanes, it is proposed that there are two main migration paths from Quele to Yudong tectonic belt from north to south, Yingmaili and Hongqi tectonic belt from northeast to southwest, and one secondary migration path from Quele to Yangtak tectonic belt from west to east. In the next step of oil and gas exploration, the exploration targets on the main migration channels should be selected and deployed according to different oil and gas migration paths.

Key words: south slope of Kuqa foreland basin; Mesozoic-Cenozoic; molecular geochemical; hydrocarbon migration; path tracing