中国科学: 地球科学 2015 年 第 45 卷 第 7 期: 941 ~ 952
www.scichina.com earth.scichina.com
《中国科学》杂志社
SCIENCE CHINA PRESS

论 文

和田河气田凝析油油源及油气成因关系判识

宋到福, 王铁冠*, 李美俊, 倪智勇

中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
* 联系人, E-mail: wwttgg200303@aliyun.com

收稿日期: 2014-10-10; 接受日期: 2015-04-08; 网络版发表日期: 2015-06-16
中国石油大学(北京)科研基金项目(编号: 2462014YJRC017)资助

摘要 运用有机地球化学方法, 对和田河凝析油进行了油源对比, 并对相伴生的凝析油与天然气的成因关系进行了判识. 研究结果表明, 和田河凝析油具有高的姥鲛烷/植烷比(Pr/Ph), 高的C_{28}规则甾烷相对含量(>25%), 丰富的C_{26}-C_{27}三芳甾烷和三芳甲藻甾烷以及较重的碳同位素组成等地球化学特征, 与寒武系烃源岩具有良好的可比性, 应源自寒武系烃源岩. 多项分子化合物成熟度参数表明, 和田河凝析油成熟度并不高, 为成熟-高成熟原油范畴. 和田河凝析油与天然气虽均源自寒武系烃源岩, 天然气亦为原油裂解气, 但一系列证据表明, 和田河气田的天然气并不是由伴生的凝析油裂解而成, 原油裂解生成天然气的过程也不是在现今储层内发生的(非原位裂解气). 井口条件下产出的液态凝析油应该是呈分散状溶解在天然气中, 是由天然气携带注入气藏的.

关键词
和田河气田
凝析油
成熟度
油源对比
成因关系

和田河气田位于巴楚隆起南缘玛扎塔格构造带上(图1(a)), 是塔里木盆地迄今为止探明的最大碳酸盐岩气田 (王招明等, 2000; 秦胜飞等, 2002; 周新源等, 2002); 在地质构造上, 玛扎塔格构造带属于一个被两条逆断层夹持的近EW向长轴背斜构造带, 整体上呈西高东低的趋势, 构造面积约450 km^2(图1(b)). 和田河气田以产天然气为主, 主要产气层为石炭系巴楚组(C_1b)生屑灰岩段和奥陶系碳酸盐岩风化壳(周新源等, 2002; 图1(b), (c)). 和田河产出的天然气均为过成熟干气, 主要的气井还伴生产出少量亮褐、浅黄或无色凝析油, 具有低密度、低凝固点、低含硫量、低含蜡量、低非烃和沥青质含量的特征.

综合前人研究成果, 和田河地区发育有寒武系、中-上奥陶统以及石炭系三套可能的烃源层 (王招明等, 2000; 周新源等, 2002). 有关和田河天然气的来源及成因问题, 前人做过大量的研究工作, 并且越来越多的学者认同其为源自寒武系烃源岩的古油藏的“原油裂解气”(徐志明, 1999; 王招明等, 2000; 赵孟军和卢双舫, 2000; 张宝民等, 2000; 赵孟军, 2002). 但有关和田河凝析油油-源对比及凝析油地球化学特征的研究却也很少, 和田河凝析油的油源问题至今也没有统一的认识. 如若和田河天然气确属“原油裂解气”成因的话, 那么天然气与其伴生产出的凝析油之间具有何种成因联系? 天然气是否为在现今储层内原位裂解的产物? 这两点对于认识麦盖提斜坡与巴楚隆起是否具备油与气兼探前景至关重要.

本次研究在对和田河凝析油地球化学组成特征刻画的基础上, 通过进行油-岩对比, 对和田河凝析

中文引用格式: 宋到福, 王铁冠, 李美俊, 倪智勇. 2015. 和田河气田凝析油油源及油气成因关系判识. 中国科学: 地球科学, 45: 941–952
英文引用格式: Song D F, Wang T G, Li M J, Ni Z Y. 2015. Source of the condensates from the Hetianhe Field and the genetic relationship between the condensates and their associated gases. Science China: Earth Sciences, doi: 10.1007/s11430-015-5096-4

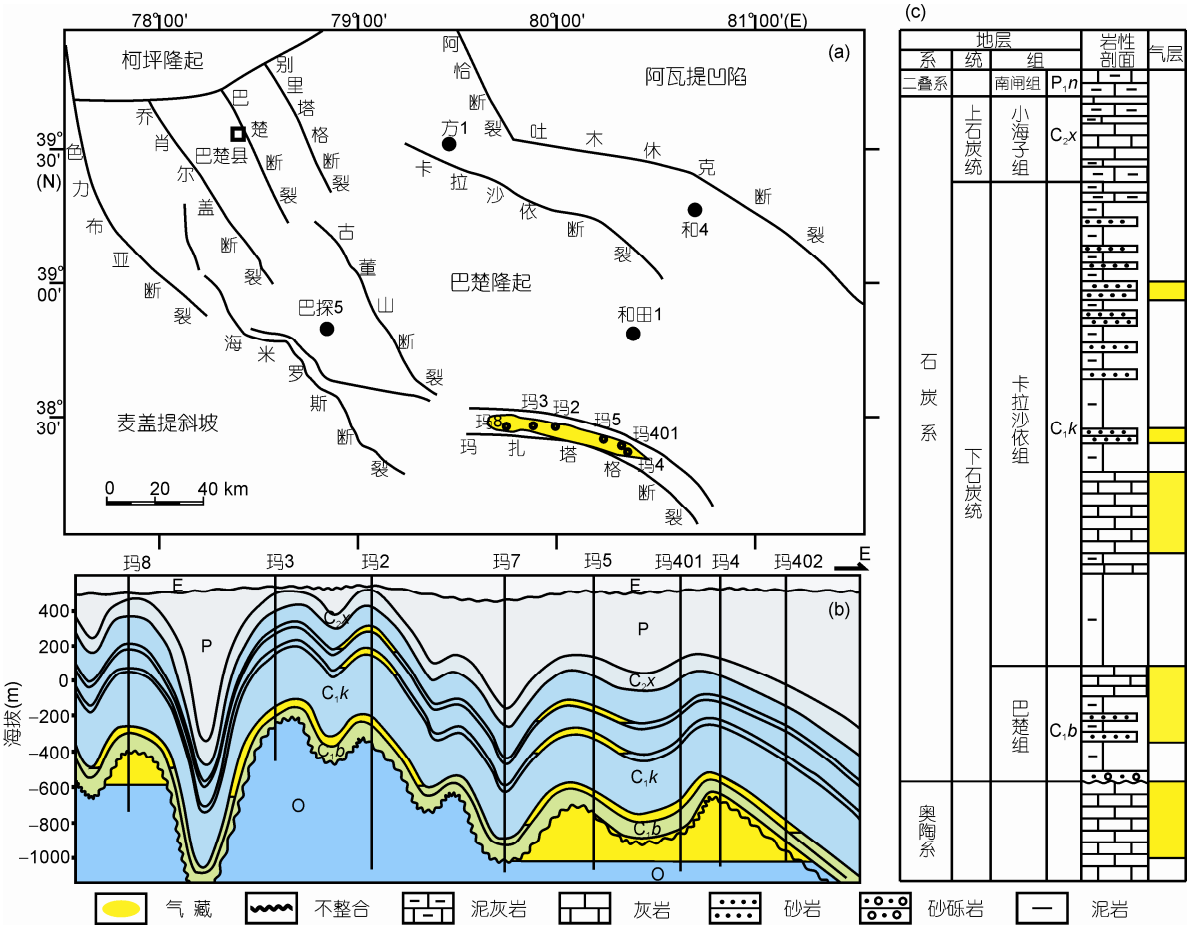


图 1　和田河气田构造位置图(a)、剖面图(b)及和田河地区奥陶系-石炭系地层柱状图(c)

油的来源问题进行了探讨; 并结合储层流体包裹体分析, 对和田河气田伴生凝析油与天然气的成因关系进行了判识.

1　样品与实验条件

1.1　样品

本次研究共分析和田河气田6口井12件凝析油样品, 具体的油样信息详见图1和表1. 总体上来看, 和田河凝析油密度较小(0.75~0.84 g/cm^2), 一般不含蜡, 个别样品含少量蜡(0.69%~2.20%), 含硫量均<0.42%; 族组成以饱和烃为主(>50%), 饱/芳比>1, 非烃和沥青质的含量较少.

本文选取了塔里木盆地17件代表性的寒武系、中-上奥陶统与石炭系烃源岩样品, 与和田河凝析油进行油-岩对比、开展油源研究, 其中寒武系烃源岩样品8件、奥陶系3件、石炭系6件(详情见表2). 此外, 本文还选取了塔河油田10口井(TK217, S46, S47, TK310, S46, TK410, S67, S76, TK716, S96)、塔中地区7口井(ZG10, ZG26, ZG43, TZ10, TZ45, TZ47, TZ162)的原油样品用于油-油对比. 为了对油气关系进行判识, 本次研究还对和田河气田7件储层岩心样品进行了流体包裹体的镜下观察与均一温度的测定.

1.2　实验条件

本次研究所需的测试分析均是在中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室完成的. 实验分析条件如下.

(1) 全油色谱分析. 分析仪器为美国Agilent-6890A, 色谱柱为HP-PONA石英毛细柱(50 m×0.20 mm×0.5 μm). 程序升温初温35℃, 恒温5 min, 以3℃/min升温至70℃, 再以4.5℃/min升至300℃, 恒温

表 1　和田河气田凝析油物性及族组成特征 [a)]

编号	井号	井深 (m)	层位	密度 (g/cm^3)	粘度 (mm^2/s)	含硫量 (%)	含蜡量 (%)	饱和烃 (%)	芳烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	饱/芳	原油类型
1	玛2	1462~1501		0.79	0.78	0.01	0.00	76.62	14.29	9.09	0.00	5.36	
2	玛3	1414~1424		0.80	0.77	0.02	0.00	83.33	11.40	5.26	0.00	7.31	
3	玛401	2008~2015	C_1b	0.80	1.15	0.09	0.00	85.02	13.32	1.66	0.00	6.38	
4	玛5	1960~1967		0.75~0.80	0.63	0.08~0.20	0.00	57.14	21.43	21.43	0.00	2.67	
5	玛8	1488.7~1520.6		0.75	0.73	0.42	0.00	78.77	14.53	6.70	0.00	5.42	
6	玛4	1800.3~2041.2	C_1b-O_3l	0.77	0.73	0.01	0.00	57.89	18.42	23.68	0.00	3.14	凝析油
7	玛4	2017~2041		0.80	0.96	0.01	0.00	58.54	13.01	28.46	0.00	4.50	
8	玛4	2044.4~2140	O_3l	0.82	0.82	–	0.69	86.24	7.02	4.78	1.97	12.28	
9	玛401	2126~2165.3		0.82	–	0.01	0.00	82.67	12.67	4.67	0.00	6.53	
10	玛401	2216~2223		0.81	1.17	0.00	0.00	86.80	10.39	2.81	0.00	8.35	
11	玛3	1508~1518	$O_{1+2}y$	0.82~0.84	–	0.02	0.00	81.62	10.38	8.00	0.00	7.86	
12	玛4H-4	2086~2840		0.78	0.69	–	2.20	81.94	12.78	5.29	0.00	6.41	

a) $O_{1+2}y$: 中-下奥陶统鹰山组; O_3l: 上奥陶统良里塔格组; C_1b: 下石炭统巴楚组

表 2　用于油-岩对比的塔里木盆地代表性烃源岩样品及其 TOC 值

编号	采集井/剖面	深度(m)	层位	岩性	TOC (%)
1	坷坪剖面	–		黑色泥岩	>0.5
2	塔东2	4919.2		黑色泥岩	4.28
3	塔东2	4772.1		黑色泥岩	1.27
4	库南1	4994.5	ϵ	黑色泥岩	0.77
5	库南1	5288.5		黑色泥岩	1.38
7	尉犁1	4378.1		黑色泥岩	2.65
6	尉犁1	4230.7		灰色泥灰岩	2.98
8	和4	4598~4599		灰色泥灰岩	3.84
9	塔中12	4817		灰色泥灰岩	2.34
10	轮南46	6164	O_2-O_3	灰色泥灰岩	>0.5
11	塔中30	4918		灰色泥灰岩	>0.5
12	和田1	3297	C_1b	灰色泥灰岩	1.57
13	和田1	3297.3		灰色泥灰岩	1.58
14	巴探5	2081.2		深灰色泥岩	0.88
15	巴探5	2082.4	C_1k	深灰色泥岩	1.69
16	巴探5	2083.4		深灰色泥岩	0.95
17	巴探5	2681.8		深灰色泥岩	0.66

35 min. 载气为氦气.

(2) 岩石抽提与族组分分离. 以氯仿为溶剂, 将烃源岩在索氏抽提器中连续抽提24小时, 等到溶剂完全挥发后, 在抽提物及凝析油中加入正已烷沉淀沥青质, 然后将可溶液转入层析柱中(硅胶:氧化铝为3∶1), 用正已烷、甲苯与三氯甲烷依次淋洗分别得到饱和烃、芳烃与非烃组分.

(3) 饱和烃与芳烃GC-MS分析. 分析仪器为美国Agilent 6890GC, 色谱柱为HP-5MS (60 m×0.25 mm×0.25 μm). 饱和烃程序升温模式为: 初温50℃,

恒温1 min, 以20℃/min升至120℃, 再以3℃/min升至310℃, 恒温25 min. 芳烃程序升温模式为: 初温80℃, 恒温1 min, 以3℃/min升至310℃, 恒温16 min; GC载气为氦气.

(4) 全油(岩石抽提物)及馏分碳同位素. 分析仪器为FLASH 2000 EA-MAT 253 IRMS, 分析方法是将原油/岩石提抽物及其馏分在氧化反应炉中烧成纯CO_2气(980°C), 用双进样法与GBW04405参考气比较测试给出相对PDB的值.

(5) 将采集的7件巴楚组储层岩石样品制成双面抛光的薄片, 利用Leica Model DMRXP 光学显微镜观测包裹体产状、分布、形态、荧光颜色、相态等, 并搭配Linkham THMSG 600 冷热台测定包裹体均一温度和冰点温度等热力学特征.

2 凝析油油-岩对比、油源判识

2.1 植烷系列

植烷系列与有机质物质来源、沉积环境关系密切, 也是油源判识的重要标志(Didyk等, 1978; Mello和Maxwell, 1990). 图2左侧所列为汇总的各烃源岩层样品的姥鲛烷/植烷比值(Pr/Ph)的分布范围, 右侧为基于Pr/Ph值-(Ph/nC$_{18}$–Pr/nC$_{17}$)值, 适用于油-油、油-岩对比.

从图2可以看出, 和田河凝析油的Pr/Ph值高达1.29~2.46, 明显地高于中-上奥陶统烃源岩(1.02~1.11)以及石炭系卡拉沙依组(C_1k)灰色泥岩(0.91~1.23)的Pr/Ph值, 而与寒武系(1.19~1.61)以及石炭系巴楚组烃源岩(1.74~1.85)的Pr/Ph值具有一定的可比性. 此外, 和田河凝析油的Pr/Ph与(Ph/nC$_{18}$–Pr/nC$_{17}$)值也与源自中-上奥陶统源岩的塔河、塔中原油相差较大, 表明它们来源于不同的烃源岩.

2.2 甾烷系列

在塔里木盆地, C_{27}-C_{29}甾烷系列的组成特征是区分寒武系与中-上奥陶统烃源岩的重要标志之一(张水昌等, 2000; 王传刚等, 2006), 即寒武系泥质烃源岩的甾烷系列呈$C_{27}\approx C_{28}\approx C_{29}$均势分布, 或$C_{27}>C_{28}<C_{29}$的"V"字型分布, 其$C_{28}$相对丰度>25%(如塔东2井寒武系烃源岩, 图3(a)); 而中-上奥陶统来源的原油及其烃源岩甾烷系列主要呈$C_{27}>C_{28}<C_{29}$的"V"字型分布, 但其C_{28}甾烷相对丰度均<25%(如LN46井烃源

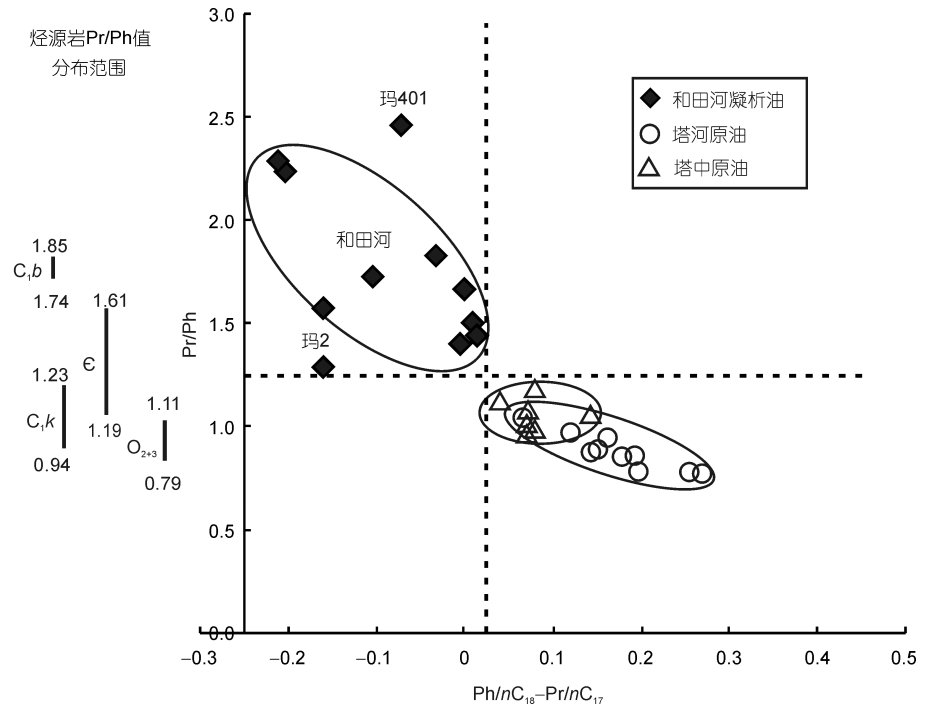


图 2 和田河凝析油及塔河、塔中原油的 Pr/Ph-(Ph/nC$_{18}$–Pr/nC$_{17}$)图

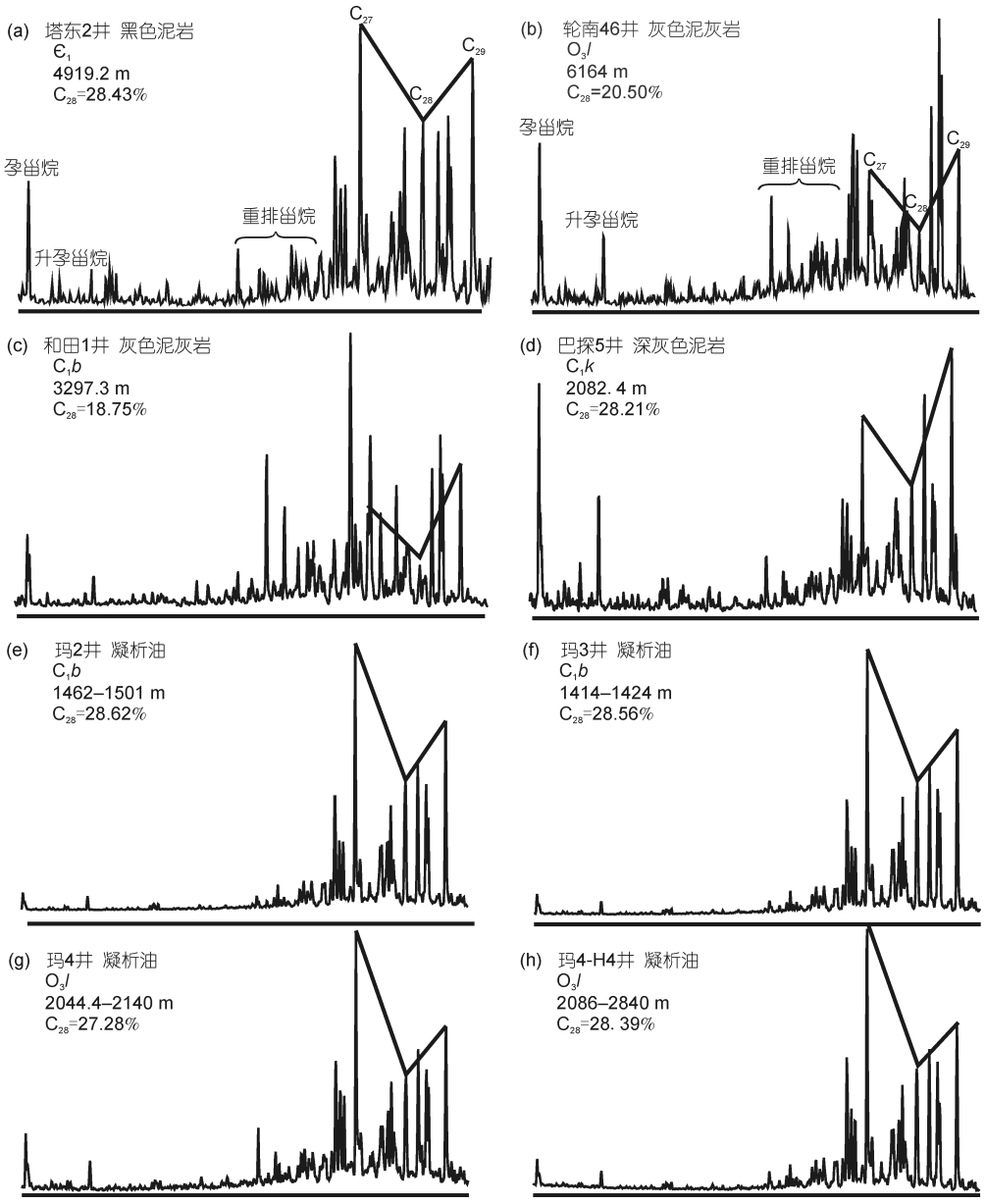


图 3　塔里木盆地代表性烃源岩及和田河凝析油饱和烃 *m/z* 217 质量色谱图

岩, 图3(b)). 本次分析的和田1井石炭系巴楚组以及巴探5井石炭系卡拉沙依组烃源岩的规则甾烷系列亦均呈“V”字型分布, 但巴楚组烃源岩的C_{28}甾烷相对丰度<25%, 与中-上奥陶统烃源岩类似(图3(c)); 而卡拉沙依组烃源岩的C_{28}甾烷相对丰度>25%(图3(d)), 与寒武系烃源岩相似.

和田河气田12件凝析油的甾烷分布型式, 均呈C_{27}>C_{28}<C_{29}的“V”字型分布(图3(e)~(h)), 且其C_{28}甾烷的相对含量均>25.0%, 介于27.1%~28.6%之间. 和田河凝析油C_{27}-C_{28}-C_{29}甾烷系列相对组成与寒武系和石炭系卡拉沙依组烃源岩具有可比性, 而其C_{28}甾烷相对含量明显的要高于中-上奥陶统与石炭系巴楚组烃源岩中此类化合物的相对含量, 不具可比性. 此外, 和田河凝析油中重排甾烷的相对含量较低, 重排甾烷/规则甾烷值均<0.3, 亦明显不同于高重排甾烷相对含量的中-上奥陶统与石炭系巴楚组(C_1b)烃源岩.

2.3 三芳甾烷与三芳甲藻甾烷

三芳甾烷是芳烃馏分中一类重要的化合物, 它们可能是单芳甾类芳构化和脱甲基作用的产物(Riolo和Albrecht, 1985; Riolo等, 1985; Moldowan 和 Fago, 1986; Peters等, 2005). 三芳甾烷的组成不仅受烃源岩成熟度的控制, 而且还可以反映不同生源组成特征, 因此可以用于进行油-源对比. 从前人的研究结果来看, 运用三芳甾烷和三芳甲藻甾烷组成可轻易区分塔里木盆地不同烃源层来源的原油(张水昌等, 2000, 2004; 梁狄刚等, 2000; 王传刚等, 2006).

图4为代表性的和田河凝析油与烃源岩中三芳甾烷(*m*/*z* 231)组成分布图. 塔里木盆地不同层位的烃源岩样品中三芳甾烷的分布特征差异显著, 其中寒武系烃源岩中C_{26}和C_{27}三芳甾烷的含量较高, 而C_{28}三芳甾烷的含量相对较低(图4(a)), $(C_{26}+C_{27})/C_{28}$三芳甾烷的比值均>0.8; 中-上奥陶统、石炭系巴楚组及

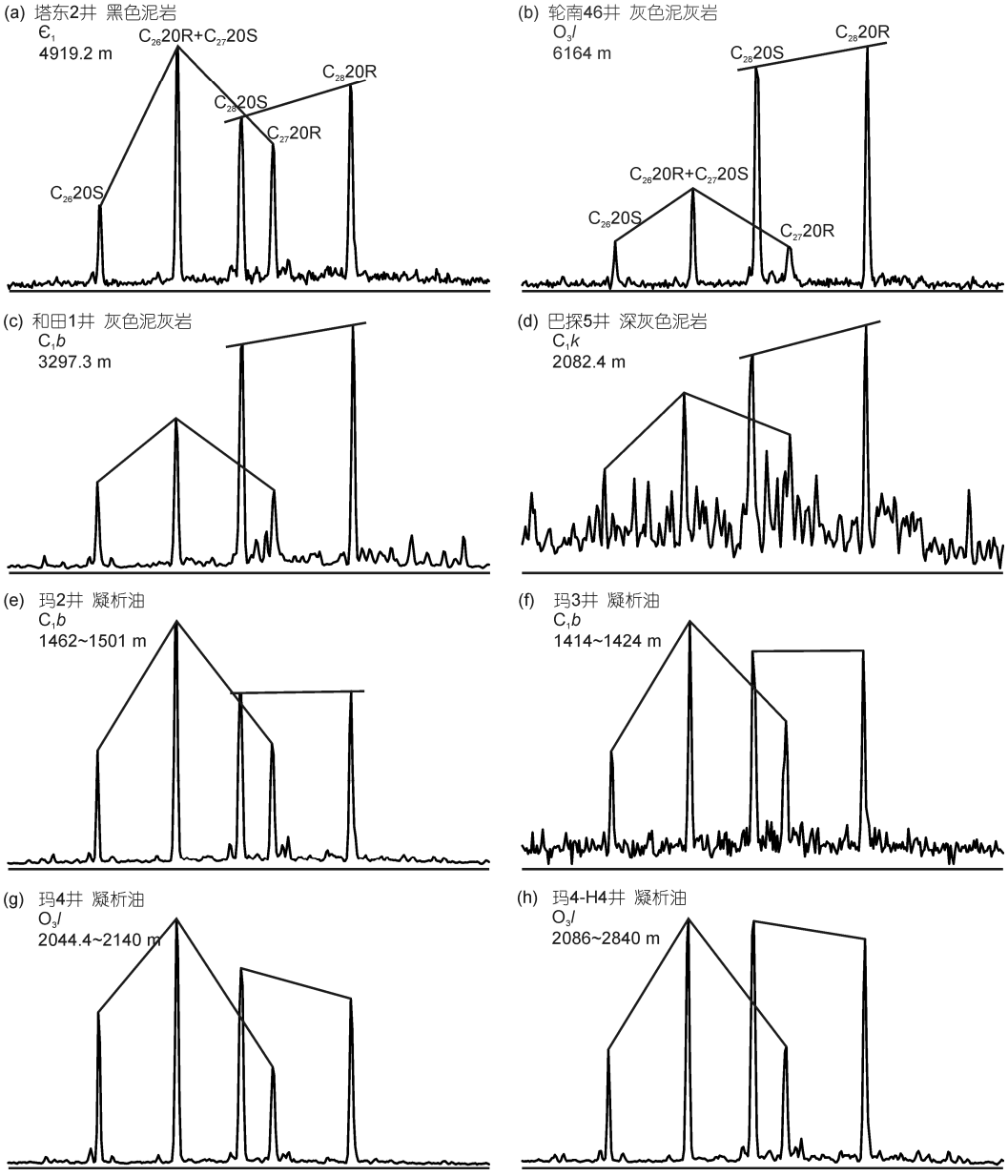


图 4 塔里木盆地代表性烃源岩及和田河凝析油芳烃 *m*/*z* 231 质量色谱图

卡拉沙拉组(C_1k)烃源岩三芳甾烷组成中, C_{28}20S和C_{28}20R三芳甾烷丰度均较高, C_{26}和C_{27}三芳甾烷丰度较低(图4(b)~(d)), $(C_{26}+C_{27})/C_{28}$三芳甾烷比值均<0.8. 和田河凝析油中三芳甾烷分布特征与寒武系烃源岩相似(图4(e)~(h)), 具有相对高含量的C_{26}和C_{27}三芳甾烷, 且$(C_{26}+C_{27})/C_{28}$三芳甾烷的比值>0.8, 表明二者之间具有良好的亲源关系.

甲基三芳甾烷系列由多个异构体组成, 其中的三芳甾藻甾烷属于甲藻甾烷的芳构化产物, 而甲藻甾烷系沟鞭藻属的特定生物标志物 (Robinson等, 1984; Summons等, 1992; Thomas等, 1992; Moldowan等, 1996; Moldowan和Talyzina, 1998), 它们的组成特征均可作为塔里木盆地油-油、油-岩对比的依据(Li等, 2012). 塔里木盆地不同层位烃源岩的甲基三芳甾烷与三芳甲藻甾烷组成特征差异明显, 其中寒武系烃源岩中含有高丰度的三芳甲藻甾烷, 不仅具有三芳甲藻甾烷的丰度优势, 而且其异构体的数目也多, 如塔东2井灰黑色泥岩(图5(a)); 中-上奥陶统烃源岩、

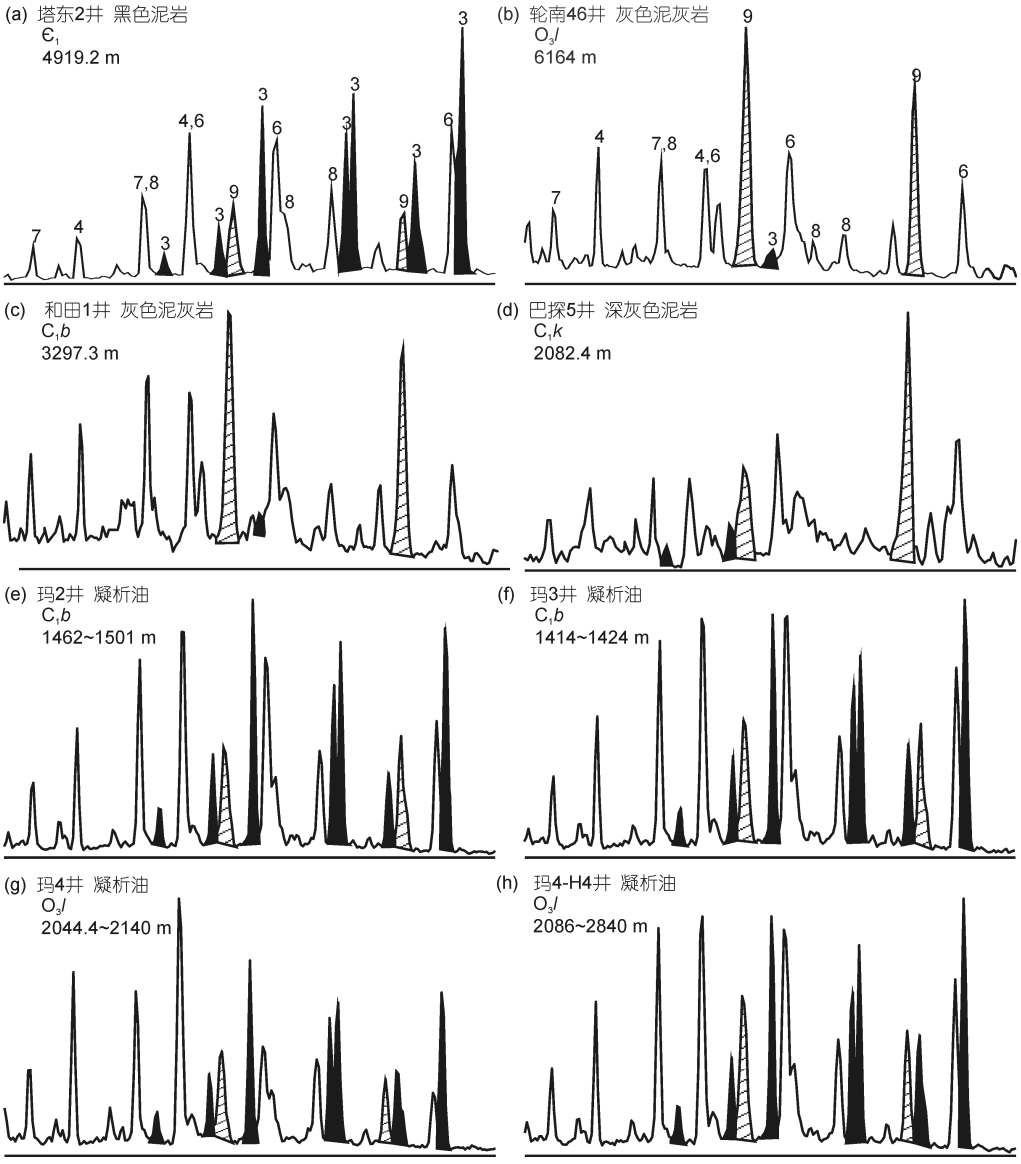


图 5　塔里木盆地代表性烃源岩及和田河凝析油芳烃 *m/z* 245 质量色谱图

峰号 3: C_{30} 三芳甲藻甾烷; 峰号 6: C_{30} 4-甲基-24-乙基三芳甾烷; 峰号 8: C_{29} 3,24-二甲基三芳甾烷; 峰号 9: C_{30} 3-甲基-24-乙基三芳甾烷

石炭系巴楚组生屑灰岩以及卡拉沙依组灰色泥岩中3-甲基-24-乙基三芳甾烷丰度优势明显(图5(b)~(d)), 而三芳甲藻甾烷不仅异构体数量少, 而且丰度低, 或者根本不发育. 张水昌等(2002)和Wang等(2008)提出了一个三芳甲藻甾烷参数(三芳甲藻甾烷/(3-甲基-24-乙基三芳甾烷+三芳甲藻甾烷))用于表征三芳甲藻甾烷的相对丰度. 其中, 本次分析的中-上奥陶统、石炭系巴楚组和卡拉沙依组烃源岩样品的三芳甲藻甾烷参数值均小于0.2, 而寒武系烃源岩样品的三芳甲藻甾烷参数值均大于0.7(图6).

和田河凝析油呈现出明显的三芳甲藻甾烷丰度优势(图5(e)~(h)), 三芳甲藻甾烷参数介于0.74~0.84之间, 与寒武系烃源岩中此类化合物的分布特征具有良好的可比性, 明显不同于中-上奥陶统、石炭系巴楚组以及卡拉沙依组烃源岩中此类化合物的分布特征.

图6为塔里木盆地不同层位烃源岩及和田河凝析油三芳甲藻甾烷参数与$(C_{26}+C_{27})/C_{28}$三芳甾烷参数相关变化图. 从图中可以看出, 和田河凝析油上述两个参数值均较大, 其三芳甲藻甾烷参数和$(C_{26}+C_{27})/C_{28}$三芳甾烷的值分别>0.7和>0.8, 与寒武系烃源岩落在同一区域, 二者具有良好的可比性. 相比之下, 中-上奥陶统、石炭系巴楚组及卡拉沙依组烃源岩中这两个参数值要小得多.

2.4 碳同位素组成

原油的碳同位素组成决定于其母源有机质的组成及沉积环境(Schoell, 1984; Chung等, 1992), 同源原油因成熟度不同而产生的稳定碳同位素组成$\delta^{13}C$值的差异不超过2‰~3‰ (Sofer, 1984, 1991; Peters和Moldowan, 1993). 因此, 碳同位素组成可以用于油-油、油-岩对比 (Sofer, 1991; Galimov, 2006).

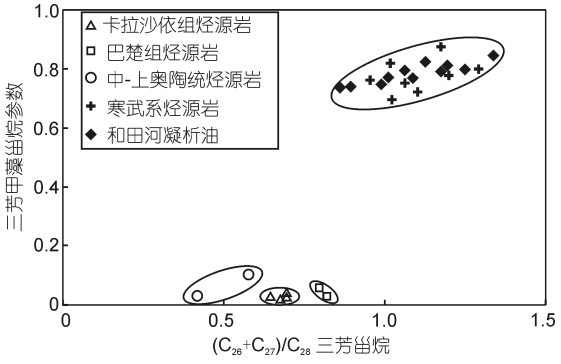


图 6 塔里木盆地代表性烃源岩及和田河凝析油中三芳甲藻甾烷参数与$(C_{26}+C_{27})/C_{28}$三芳甾烷参数相关图

图7(a)汇总了不同层位烃源岩氯仿沥青及饱和烃、芳烃、非烃与沥青质的馏分碳同位素$\delta^{13}C$值分布曲线, 并刻画出每个烃源层的$\delta^{13}C$值范围, 各烃源层显示出明显不同的碳同位素组成特征. 在所分析的烃源岩样品中, 石炭系卡拉沙依组灰色泥岩的氯仿沥青与馏分$\delta^{13}C$值最大, 介于–26.9‰~–23.2‰之间. 而中-上奥陶统烃源岩的碳同位素组成最轻, 其氯仿沥青及馏分$\delta^{13}C$值介于–32.1‰~–31.0‰之间, 即$\delta^{13}C$值<–31‰. 寒武系与石炭系巴楚组烃源岩氯仿沥青与馏分$\delta^{13}C$值分布范围大体相当, 其中寒武系烃源岩氯仿沥青与馏分$\delta^{13}C$值范围为–29.8‰~–26.9‰, 石炭系巴楚组烃源岩氯仿沥青与馏分$\delta^{13}C$值分布范围为–29.9‰~–28.9‰.

和田河凝析油及其馏分的$\delta^{13}C$值分布范围介于–28.0‰~–30.8‰之间(>–31‰), 与寒武系以及石炭系巴楚组烃源岩的碳同位素组成呈现出良好的可比性, 比中-上奥陶统烃源岩碳同位素组成偏重, 而比石炭系卡拉沙依组烃源岩的碳同位素组则明显偏轻(图7(b)).

依据植烷系列、甾烷系列、C_{26}-C_{28}三芳甾烷、甲基三芳甾烷与三芳甲藻系列等烃类组成, 以及全油及馏分碳同位素组成进行油-源对比的分析结果表明, 和田河凝析油与寒武系烃源岩具有良好的可比性, 与中上奥陶统、石炭系巴楚组及卡拉沙依组烃源岩区别明显. 因此认为, 和田河凝析油应源自寒武系烃源岩.

3 凝析油成熟度判识

庚烷值(H)和异庚烷值(I)是两项常用的C_7轻烃组成参数, 可表征烃源岩母质类型和有机质成熟度(Thompson, 1983, 1988). 和田河凝析油的庚烷值和异庚烷值分别介于17.7~25.6与1.18~1.80之间, 在庚烷值和异庚烷值图上, 落在成熟原油的范畴内(图8(a)).

甾烷$C_{29}\alpha\alpha\alpha$20S/(20S+20R)与$C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$值是两个重要的成熟度参数, 但当原油成熟度刚达到生烃高峰之时, 即相当于镜质组反射率*R*o值0.80%以后, 两项甾烷异构化参数就达到平衡终点(两个参数的平衡值分别为0.52~0.55和0.67~0.71; Peters和Moldowan, 1993). 和田河凝析油中$C_{29}\alpha\alpha\alpha$20S/(20S+

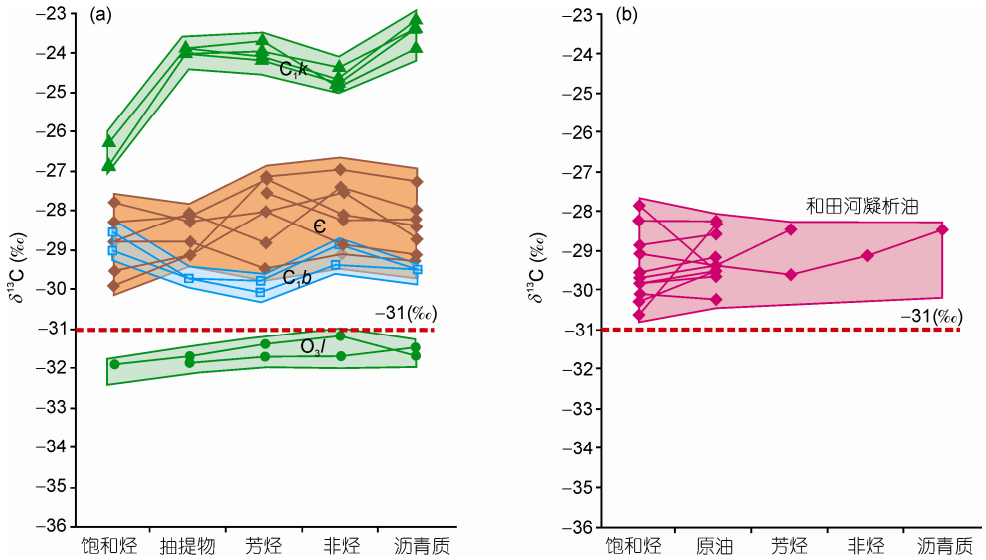


图 7　全油(氯仿沥青)及馏分碳同位素δ^{13}C 值分布曲线及分布范围

(a) 塔里木盆地烃源岩; (b) 和田河凝析油

20R)的值为0.42~0.46, $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$值介于0.35~0.40之间, 两个参数值均未达到其平衡终点(图8(b)), 表明其成熟度并不高, 应属于成熟原油, 与依据庚烷值-异庚烷值图判识的结果一致.

图8(c)和(d)分别是Ts/(Ts+Tm)-C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)与Ts/(Ts+Tm)-4-/1-MDBT成熟度判识图, 这两个图对高成-过成熟原油的成熟度判识尤为重要(Moldowan等, 1984; 王春江等, 2000; 王铁冠等, 2005). 从图中可以看出, 这两对参数的相关性良好, 表明这两对参数受其他因素影响较小, 可以较好的反映研究样品的成熟度. 和田河凝析油Ts/(Ts+Tm)的值<0.6(当Ts/(Ts+Tm)=1时, 大体上相当于*R*o值1.4%; Peters和Moldowan, 1993), C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)的值<0.4, 4-/1-MDBT值<6.0, 表明其成熟度尚未达到过成熟阶段, 应属于成熟油-高成熟油范畴.

虽然依据上述不同分子参数构建的四个成熟度图, 厘定的和田河凝析油成熟度略有差异, 但四个图一致表明, 和田河凝析油仍属于成熟-高成熟油的范畴, 并未达到过成熟阶段, 尚未达到原油大规模裂解成天然气的热演化程度.

4　凝析油-天然气成因关系判识

有关和田河天然气地球化学特征及气源岩的问题, 前人已做过大量的研究工作并取得了一致的认识: 和田河天然气为源自寒武系烃源岩古油藏的"原油裂解"成因的过成熟干气(李剑等, 1999; 赵孟军等, 2001; 秦胜飞等, 2002; 王招明等, 2000; 周新源等, 2002; Cai等, 2002).

虽然和田河气田凝析油与天然气均来源于寒武系烃源岩, 并且天然气确实属于原油裂解气, 但是, 天然气与凝析油的地球化学特征及流体包裹体产状、均一温度等均表明: 和田河气田的天然气并不是由伴生的凝析油裂解而成, 原油裂解生成天然气的过程也不是在现今储层内发生的(非原位裂解气). 井口条件下产出的液态凝析油在地下应该是呈分散状溶解在天然气中的, 是由天然气携带注入气藏的. 其地质证据如下:

(1) 依据成熟度分子参数判定, 和田河气田与天然气伴生产出的凝析油均属于成熟-高成熟油范畴, 与过成熟天然气(干气) 的成熟度显然是不匹配的. 此外, 凝析油也尚未达到过成熟裂解成气的热演化阶段, 所以凝析油与干气二者仅仅呈伴生关系, 即和田河的天然气并不是伴生凝析油的裂解产物.

(2) 和田河气田7件储层岩心样品流体包裹体均一温度测定结果表明, 与气体伴生的盐水包裹体均一温度的主频介于60~90℃之间, 这代表了气体聚集时储层对应的地层温度, 这样的储层温度尚不至于

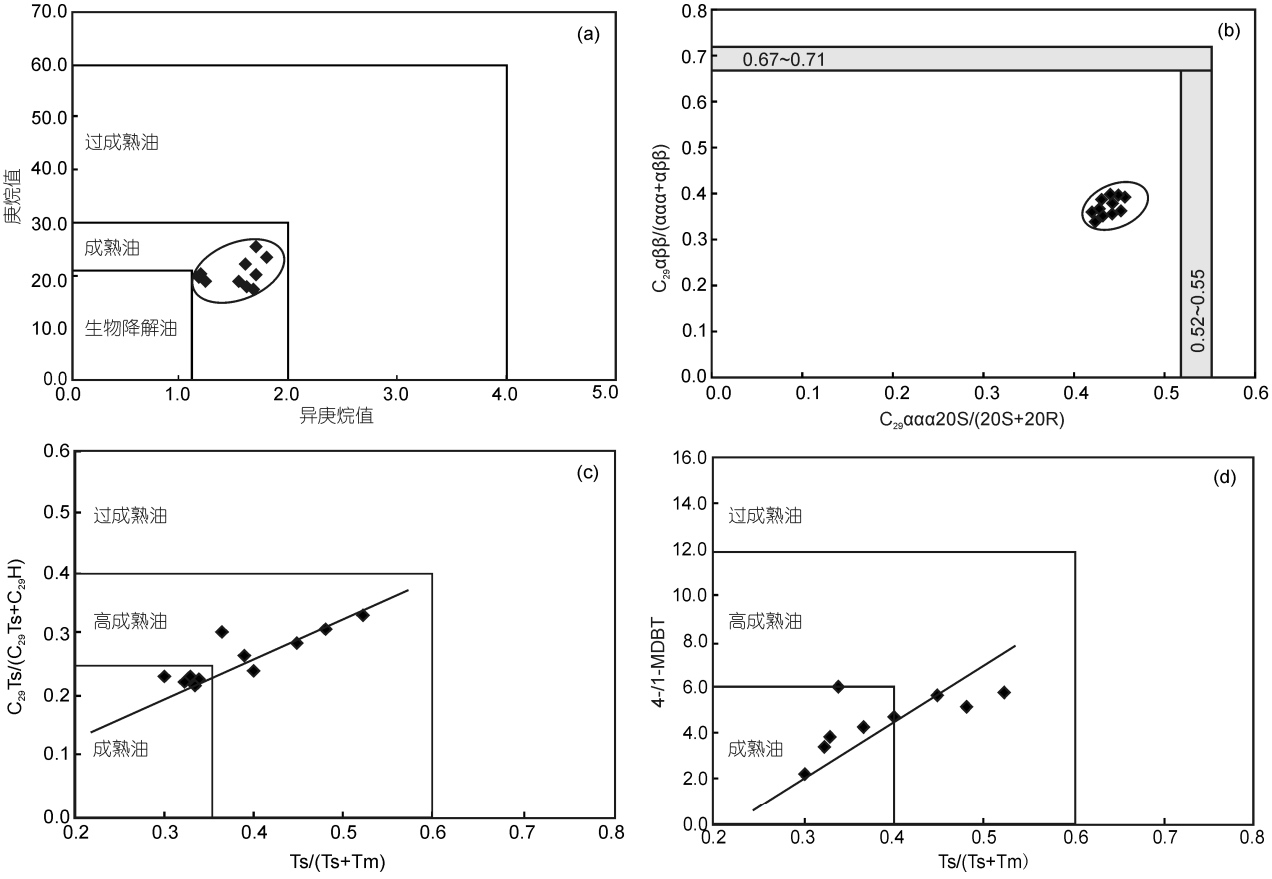


图 8　和田河凝析油成熟度判识图版

(a) 异庚烷值－庚烷值图; (b) C_{29}ααα20S/(20S+20R)-C_{29}αββ/(ααα+αββ)图; (c)Ts/(Ts+Tm)-C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)图; (d) Ts/(Ts+Tm)-4-/1-MDBT 图

引起原油的大规模裂而生成天然气. 因此, 和田河的天然气不可能是在现今的储层裂解生成的(非原位裂解气).

(3) 气藏流体包裹体镜下观测结果, 仅观察到大量气烃包裹体与气-水包裹体, 未发现任何液态油包裹体, 例如, 玛4井奥陶系气藏观测的气烃、气泡-盐水两相包裹体数量高达186个, 但是未见到任何液相油包裹体, 表明和田河气田仅经历过天然气单相充注成藏过程, 不具有液相原油的充注过程. 因此, 井口条件下产出的液态凝析油在地下应该呈分散状溶解在天然气中的, 是由天然气携带注入气藏的.

5　结论

(1) 和田河凝析油具有高的姥鲛烷/植烷比、较高的C_{28}甾烷相对含量, 丰富的C_{26}-C_{27}三芳甾烷和三芳甲藻甾烷以及较重的碳同位组成等地球化学特征, 与寒武系烃源岩具有良好的可比性, 表明和田河凝析油应源自寒武系烃源岩.

(2) 庚烷值(H)-异庚烷值(I)、C_{29}ααα20S/(20S+20R)-C_{29}αββ/(ααα+αββ), Ts/(Ts+Tm)-C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)与Ts/(Ts+Tm)-4-/1-MDBT常用成熟度判识图版均表明, 和河田凝析油成熟度并不高, 属于成熟油-高成熟油范畴.

(3) 虽然和田河凝析油与天然气均源自寒武系烃源岩, 天然气也确实属于原油裂解成因气, 但天然气与凝析油的地球化学特征与流体包裹体产状、均一温度等均表明: 和田河气田的天然气并不是由伴生的凝析油裂解而成, 原油裂解生成天然气的过程也不是在现今储层内发生的(非原位裂解气). 井口条件下产出的液态凝析油在地下应该是呈分散状溶解在天然气中的, 是由天然气携带注入气藏的.

参考文献

李剑, 谢增业, 罗霞, 等. 1999. 塔里木盆地主要天然气藏的气源判识. 天然气工业, 19: 38–43

梁狄刚, 张水昌, 张宝民, 等. 2000. 从塔里木盆地看中国海相生油问题. 地学前缘, 7: 534–547

秦胜飞, 贾承造, 李梅. 2002. 和田河气田天然气东西部差异及原因. 石油勘探与开发, 29: 16–18

王传刚, 王铁冠, 张卫彪, 等. 2006. 塔里木盆地北部塔河油田原油分子地球化学特征及成因类型划分. 沉积学报, 24: 901–909

王春江, 傅家谟, 盛国英, 等. 2000. 18α(H)-新藿烷及17α(H)-重排藿烷类化合物的地球化学属性与应用. 科学通报, 45: 1366–1372

王铁冠, 何发岐, 李美俊, 等. 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: 176–182

王招明, 王清华, 王媛. 2000. 塔里木盆地和田河气田成藏条件及控制因素. 海相油气地质, 5(增刊): 124–132

徐志明. 1999. 塔里木盆地塔中地区气藏地球化学研究. 博士学位论文. 成都: 西南石油大学. 1–210

张宝民, 赵孟军, 肖中尧, 等. 2000. 塔里木盆地优质气源岩特征. 新疆石油地质, 21: 33–37

张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 等. 2004. 塔里木海相油气的生成. 北京: 石油工业出版社. 1–50

张水昌, 张宝民, 王飞宇, 等. 2000. 中-上奥陶统-塔里木盆地的主要油源层. 海相油气地质, 5: 16–22

赵孟军, 卢双舫. 2000. 原油二次裂解气-天然气重要的生成途径. 地质论评, 46: 645–650

赵孟军, 张水昌, 廖志勤. 2001. 原油裂解气在天然气勘探中的意义. 石油勘探与开发, 28: 47–49

赵孟军. 2002. 塔里木盆地和田河气田天然气的特殊来源及非烃组分的成因. 地质论评, 48: 480–486

周新源, 贾承造, 王招明, 等. 2002. 和田河气田碳酸盐岩气藏特征及多期成藏史. 科学通报, 47(增刊): 131–136

Cai C F, Worden R H, Wang Q H, et al. 2002. Chemical and isotopic evidence for secondary alteration of natural gases in the Hetianhe Field, Bachu Uplift of the Tarim Basin. Org Geochem, 33: 1415–1427

Chung H M, Rooney M A, Toon M B, et al. 1992. Carbon isotope composition of marine crude oils. AAPG Bull, 76: 1000–1007

Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, et al. 1978. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. Nature, 272: 216–222

Galimov E M, 2006. Isotope organic geochemistry. Org Geochem, 37: 1200–1262

Li M J, Wang T G, Lillis P G, et al. 2012. 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. Appl Geochem, 27: 1643–1654

Mello M R, Maxwell J R. 1990. Organic geochemical and biological marker characterization of source rocks and oils from lacustrine environments in the Brazilian continental margin. In: Katz B J, ed. Lacustrine Basin Exploration. Tulsa: AAPG. 77–97

Moldowan J M, Dahl J, Jacobson S R, et al. 1996. Chemostratigraphic reconstruction of biofacies: Molecular evidence linking cyst-forming dinoflagellates with pre-Triassic ancestors. Geology, 24: 159–162

Moldowan J M, Fago F J. 1986. Structure and significance of a novel rearranged monoaromatic steroid hydrocarbon in petroleum. Geochim Cosmochim Acta, 50: 343–351

Moldowan J M, Seifert W K, Gallegos E J. 1984. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. AAPG Bull, 69: 1255–1268

Moldowan J M, Talyzina N M. 1998. Biogeochemical evidence for dinoflagellate ancestors in the Early Cambrian. Science, 281: 168–1170

Peters K E, Moldowan J M. 1993. The Biomarker Guide Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Englewood Cliffs: Prentice Hall. 363

Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. 2005. The Biomarker Guide. 2nd ed. New York: Cambridge University Press. 586–588

Riolo J, Albrecht P. 1985. Novel rearranged ring C monoaromatic steroid hydrocarbons in sediments and petroleums. Tetrahedron Lett, 26: 2701–2704

Riolo J, Ludwig B, Albrecht P. 1985. Synthesis of ring C monoaromatic steroid hydrocarbons occurring in geological samples. Tetrahedron Lett, 26, 2607–2700

Robinson N, Eglinton G, Brassell S C. 1984. Dinoflagellate origin for sedimentary 4α-methylsteroids and 5α-stanols. Nature, 308: 439–441

Schoell M. 1984. Recent advances in petroleum isotope geochemistry. Org Geochem, 6: 645–663

Sofer Z. 1984. Stable carbon isotope composition of crude oils: Application to source depositional environments and petroleum alteration. AAPG Bull, 68: 31–49

Sofer Z. 1991. Stable isotopes in petroleum exploration. In: Merrill R K, ed. Source and Migration Processes and Evaluation Techniques. Tulsa: AAPG. 103–106

Summons R E, Thomas J, Maxwell J R, et al. 1992. Secular and environmental constraints on the occurrence of dinosterane in sediments.

Geochim Cosmochim Acta, 56: 2437–2444
Thomas J B, Marshall J, Mann A L, et al. 1992. Dinosterane and other biological markers in dinoflagellate-rich marine sediments of Rhaetian age. Org Geochem, 20: 91–104
Thompson K F M. 1983. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. Geochim Cosmochim Acta, 47: 303–316
Thompson K F M. 1988. Gas-condensate migration and oil fractionation in deltaic systerms. Mar Petrol Geol, 5: 237–246
Wang G, Wang T G, Simoneit B R T, et al. 2008. The distribution of molecular fossils derived from dinoflagellates in Paleogene lacustrine sediments (Bohai Bay Basin, China). Org Geochem, 39: 1512–1521
Zhang S C, Moldowan J M, Li M W, et al. 2002. The abnormal distribution of molecular fossils in the pre-Cambrian and Cambrian: Its biological significance. Sci China Ser D-Earth Sci, 45: 193–199