论文

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

宋到福*, 王铁冠, 李美俊

中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

* E-mail: songdaofu2008@163.com

收稿日期: 2015-05-28; 接受日期: 2015-09-09; 网络版发表日期: 2015-12-21

中国石油大学(北京)科研基金项目(编号: 2462015YQ0101)资助

摘要 2013 年塔中地区中深 1 和中深 1C 井在寒武系盐下白云岩地层中实现了突破, 发现了寒武系盐下内幕原生油气藏, 揭开了寒武系勘探的新阶段. 同时中深 1、中深 1C 井盐下寒武系油气的发现, 再一次引起了有关塔里木盆地海相油源的激烈争论. 本文利用色谱、色谱-质谱及碳同位素分析手段, 对中深 1 和中深 1C 井寒武系油气的地球化学组成特征进行了详细研究, 并通过油(气)-油(气)、油-源对比, 对它们的烃源问题进行了探讨. 研究结果表明: 中深 1 和中深 1C 井盐下寒武系油气可以划分为两个不同的族群, 其中中深 1 井阿瓦塔格组挥发油与天然气应源自中-上奥陶统烃源岩; 而中深 1 井肖尔布拉克组天然气、中深 1C 井肖尔布拉克组凝析油与天然气则均应源自寒武系烃源岩. 塔中地区中深 1 和中深 1C 井盐下寒武系地层中两种不同来源油气的发现, 表明塔中地区可能存在两种不同的油气资源, 既有源自寒武系的油气亦有源自中-上奥陶统的油气.

关键词 塔中地区, 中深 1/中深 1C 井, 寒武系油气, 有机地球化学, 油气源判识

1 引言

塔里木盆地地下古生界白云岩分布范围广、厚度大、生储盖空间配置条件优越, 是盆地内重要的勘探领域. 自塔里木石油会战以来, 下古生界白云岩领域投入了大量勘探工作, 却未获得规模性发现(王招明等, 2014). 2013 年, 中深 1 与中深 1C 井在寒武系盐下白云岩获得工业油气流, 实现了战略突破, 首次发现寒武系盐下内幕原生油气藏, 揭开了寒武系勘探的新篇章. 中深 1 与中深 1C 井盐下寒武系油气的发现是

新层系、新领域的突破, 初步展示了塔里木盆地寒武系盐下广阔的勘探领域和巨大的勘探潜力, 同时对支撑塔中大油气区的长期稳产具有十分重要的意义.

由于是在盐下地层中获得的油气, 因此部分学者认为由于中寒武统蒸发盐岩层的遮挡作用, 上部奥陶系油气不可能“倒灌”到寒武系储层里, 中深 1 与中深 1C 井寒武系盐下油气藏只可能接受下部寒武系来源的油气. 然而, 中深 1 和中深 1C 井油气的初步分析结果却表明, 这些油气的地球化学组成特征存在明显

中文引用格式: 宋到福, 王铁冠, 李美俊. 2016. 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. 中国科学: 地球科学, 46: 107-117, doi: 10.1360/N072015-00136
英文引用格式: Song D F, Wang T G, Li M J. 2016. Geochemistry and possible origin of the hydrocarbons from Wells Zhongshen1 and Zhongshen1C, Tazhong Uplift. Sci China Earth Sci, doi: 10.1007/s11430-015-5226-z

的差异,它们可能源自不同的源岩.因此,中深1、中深1C井盐下寒武系地层油气资源的发现,再一次引起了有关塔里木盆地台盆区海相油源问题的激烈争论.

本文对中深1和中深1C井寒武系盐下地层中新发现油气的地球化学特征进行了详细分析,并选取了9件塔河原油样品、3件公认为源自寒武系源岩的原油样品(T904、塔东2及英南2井)(Zhang和Huang, 2005)以及2件中-上奥陶统源岩、5件寒武系烃源岩样品,用于进行油-油、油-源对比,进而分析中深1和中深1C井寒武系盐下地层中新发现油气的来源问题.最后结合地质背景,对中深1和中深1C井寒武系油气的运移与聚集问题进行了初步探讨.

2 地质概况

塔中隆起位于塔里木盆地中部,呈北西-南东向走向,面积约为 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$.向北以塔中I号断裂带与满加尔坳陷相隔,南部以塔中南缘断裂带与塘古巴斯坳陷相临,向西以巴东-吐木休克断裂与巴楚隆起带分开,向东则逐渐过渡到塔东隆起(图1).塔中地

区地层发育较全,除缺失侏罗系外,从前震旦系基底到第四系均有出露.早古生代以海相碳酸盐台地沉积为主,晚古生代为海陆交互相沉积,中生代-新生代时演化为陆相沉积(任建业等, 2011).本区寒武系累积厚度约866~2861 m,自下而上分别为下统玉尔吐斯组(C_{1y})、肖尔布拉克组(C_{1x})、吴松格尔组(C_{1w}),中统阿瓦塔格组(C_{2a})和上统丘里塔格下亚群(C_{3ql}).钻井证实,塔中地区有厚度稳定、分布广泛的中寒武统盐岩盖层,为盐下油气的保存提供了有利条件.

塔中I号断裂是长期复活基底逆冲断裂,在加里东运动时期持续活动,断穿了上震旦统、寒武系、奥陶系地层以及前震旦系基底,并在随后的沉降过程中反复活化.此外,在塔中I号断裂活动的过程中,还伴随有走滑活动,产生了一系列与塔中I号断裂垂直的北东向基底走滑断裂(李曰俊等, 2008).塔中I号断裂及其伴生断裂带是油气运移的主要通道,塔中隆起目前发现的大多油气分布在断裂带及其附近(Cai等, 2001; 邬光辉等, 2012).

中深1、中深1C井位于塔中隆起北坡的东部潜山区(图1),其中中深1井完钻深度6835 m,完钻层位为

图1 塔中隆起构造位置与样品采集井位图

前震旦系基底. 中深1井在6426~6497 m中寒武统阿瓦塔格组地层中获得了日产 $5.4 \times 10^4 \sim 7.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的天然气流与9.8 t/d的挥发油; 在6597.63~6785 m的下寒武统肖尔布拉克组获得了日产 $3.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的天然气流. 中深1C井为中深1井的侧钻井, 完钻深度为6944 m, 完钻层位为下寒武统肖尔布拉克组, 中深1C井井底与中深1井水平距离为440 m. 中深1C井在中寒武统阿瓦塔格组地层未见油气显示, 但在6861~6944 m下寒武统肖尔布拉克组中获得了日产 $15 \times 10^4 \sim 21.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的天然气流, 并伴生产出少量的凝析油0~6.3 t/d.

3 实验方法

(1) 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 h, 等到溶剂完全挥发后, 在抽提物及凝析油中加入正己烷沉淀沥青质, 然后将可溶液转入层析柱中(硅胶:氧化铝为3:1), 用正己烷、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.

(2) 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 $\times$ 0.20 mm $\times$ 0.5 m). 程序升温初温35 $^{\circ}\text{C}$, 恒温5 min, 以3 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 升温至70 $^{\circ}\text{C}$, 再以4.5 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 升至300 $^{\circ}\text{C}$, 恒温35 min. 载气为氦气.

(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 $\times$ 0.25 mm $\times$ 0.25 m). 饱和烃程序升温模式为: 初温50 $^{\circ}\text{C}$, 恒温1 min, 以20 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 升至120 $^{\circ}\text{C}$, 再以3 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 升至

310 $^{\circ}\text{C}$, 恒温25 min. 芳烃程序升温模式为: 初温80 $^{\circ}\text{C}$, 恒温1 min, 以3 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 升至310 $^{\circ}\text{C}$, 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/岩石抽提物及其馏分在氧化反应炉中烧成纯 CO_2 气(980 $^{\circ}\text{C}$), 用双进样法与GBW04405参考气比较测试给出相对PDB的值.

(5) 天然气样品用两头均带阀门的钢瓶收集. 天然气组份分析仪器为Agilent 6890N色谱仪, 色谱柱为不锈钢填充柱, 检测器为热导池检测器(温度为200 $^{\circ}\text{C}$), 色谱柱在60 $^{\circ}\text{C}$ 恒温34.7 min. 高纯度的氦气为载气. 根据保留时间与标准校正样品对比, 对色谱峰进行定性, 并根据峰面积计算组份相对含量.

4 原油地球化学特征及油-油、油-岩对比

4.1 链烷烃

中深1井阿瓦塔格组挥发油与中深1C井肖尔布拉克组凝析油中正烷烃系列均呈明显的前峰型单峰态的分布型式(图2), 主峰碳数分别为 $n\text{C}_{14}$ 与 $n\text{C}_{15}$, 显示出高成熟油的特点. 相比之下, 中深1井阿瓦塔格组挥发油的饱和烃色谱基线平稳; 而中深1C井肖尔布拉克组凝析油基线鼓包(UCM)显著, 并且其中-高碳数正烷烃损失更为显著, 正烷烃系列的偏态分布更为突出, 表明其成熟度可能相对更高.

植烷系列与生烃母质来源、沉积环境关系密切, 同时还受成熟度影响(Didyk等, 1978; Peters等, 2005).

图2 中深1和中深1C井寒武系原油气相色谱图

中深1井阿瓦塔格组挥发油的姥植比(Pr/Ph值)为1.07(表1), 呈现出姥鲨烷与植烷的丰度均势; 中深1C井肖尔布拉克组凝析油的Pr/Ph值为1.81, 呈现出明显的姥鲨烷优势。中深1C井凝析油中较高的Pr/Ph值除与其烃源岩更偏氧化的沉积环境有关外, 还可能受其较高的成熟度影响。

此外, 受成熟度的影响, 中深1与中深1C井寒武系原油的CPI与OEP值均接近于1, 而 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 的值均远小于1。

4.2 萜烷系列

中深1井阿瓦塔格组挥发油与中深1C井肖尔布拉克组凝析油中萜烷系列组成特征差异显著(图3)。其中, 中深1井挥发油中三环萜类不发育, 其丰度要明显的低于藿烷类; 而中深1C井凝析油中三环萜丰度优势明显, 其相对含量明显的高于藿烷。此外, 中深1和中深1C井原油中三环萜类化合物的组成也存在明显不同, 中深1井挥发油具有明显的 C_{23} 三环萜的丰度优势, C_{21}/C_{23} 三环萜(C_{21}/C_{23} TT)的比值 <1.0 ; 而中深1C井凝析油却呈现出 C_{21} 三环萜的丰度优势, C_{21}/C_{23} 三环萜的比值 >1.0 。中深1井与中深1C井原油中萜烷类组成的差异性, 除受成熟度影响外, 还可能反映了它们母源的不同(Peters等, 2005; Zhu等, 2005)。

在塔里木盆地, 三环萜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, 也是油源判识的重要标准(张水昌等, 2000)。即中-上奥陶统烃源岩及其来源的原油的三环萜烷系列呈现 C_{23} 三环萜的丰度优势, C_{21}/C_{23} TT值 <1.0 (图4); 而寒武系烃源岩及其来源的原油则具有 C_{21} 三环萜的丰度优势,

C_{21}/C_{23} TT值 >1.0 (图4)。中深1井与中深1C井原油的三环萜系列组成特征表明, 中深1井阿瓦塔格组挥发油应来源于中-上奥陶统烃源岩; 而中深1C井肖尔布拉克组凝析油则源自于寒武系烃源岩。

4.3 甾烷系列

虽然, 中深1与中深1C井寒武系原油中均发育有高丰度的孕甾烷系列, 二者的规则甾烷亦均呈 $C_{27}>C_{28}<C_{29}$ 的“V”字型分布(图5)。但二者甾烷系列组成也存在明显的差异性, 主要表现为: (1) 中深1井挥发油中发育有高丰度的重排甾烷, 而中深1C井凝析油的重排甾烷的相对丰度要低; (2) 中深1井与中深1C井原油中规则甾烷虽然均呈 $C_{27}>C_{28}<C_{29}$ 的“V”字型分布, 但中深1井挥发油中 C_{28} 规则甾烷的相对含量 $<25\%$, 而中深1C井凝析油中 C_{28} 规则甾烷的相对含量要明显偏高, 其相对含量 $>25\%$ 。

如图6(a)所示, 根据 C_{27} 重排甾烷/ C_{27} 规则甾烷(C_{27} Dia/ C_{27} Reg)与 C_{28}/C_{29} 规则甾烷(C_{28}/C_{29} Reg)两个参数可以将中深1井挥发油与中深1C井凝析油划分为两个不同的原油族群。其中, 中深1井挥发油与塔河原油及中-上奥陶统烃源岩具有良好的可比, 它们均具有低的 C_{28}/C_{29} Reg值及高的 C_{27} Dia/ C_{27} Reg值。与中深1井挥发油明显不同, 中深1C井凝析油具有高的 C_{28}/C_{29} Reg值及较低的 C_{27} Dia/ C_{27} Reg值, 与寒武系烃源岩及其来源的原油具有很好可比性。此外, 规则甾烷相对含量三角图也表明(图6(b)), 中深1井挥发油与塔河油田原油应该属于同族群, 均源自中-上奥陶统烃源岩, 而中深1C井凝析油与T904、塔东2和英南2井原油可以划为同一族群, 应源自寒武系烃源岩。

图3 中深1和中深1C井寒武系原油饱和烃 $m/z191$ 质量色谱图

表1 塔里木盆地原油及烃源岩中部分地化参数值^{a)}

井号	深度 (m)	层位	样品 类型	链烷烃			甾烷		甾烷			三芳甾烷			碳同位素组成($\delta^{13}\text{C}_{\text{‰}}$)					
				Pr/Ph	$\text{C}_{21}/\text{C}_{23}$ TT	C_{24} TeT/ C_{26} TT	C_{27} Dia / C_{27} Reg	C_{28} Reg (%)	C_{29} Reg (%)	$\text{C}_{26}/\text{C}_{28}$ 20S TAS	$(\text{C}_{26}+\text{C}_{27})/\text{C}_{28}$ TAS	原油/ 抽提物	饱和烃	芳烃	非烃	沥青质				
塔中 地区	中深I	6426~6497	C_{24} 挥发油	1.01	0.53	0.47	0.46	0.42	37.0	19.7	43.3	0.15	0.59	—	—	—33.4	—33.6	—31.7	—31.6	—31.6
	中深IC	6861~6944	C_{1-x} 凝析油	1.81	1.17	0.30	0.14	0.82	36.7	28.5	34.8	0.38	1.03	—	—	—29.8	—31.1	—30.4	—29.1	—29.4
塔河 原油	S76	5561~5573	O_2 轻质油	0.87	0.41	0.75	0.37	0.30	29.5	16.5	54.0	0.09	0.44	—	—	—32.6	—33.0	—32.1	—32.3	—32.7
	S75	4975~4985	C_1 轻质油	0.83	0.43	0.53	0.37	0.24	32.2	13.0	54.8	0.11	0.53	—	—	—32.4	—32.6	—32.2	—32.0	—32.4
	S46	5372~5504	O_{1-2} 轻质油	0.87	0.40	0.48	0.34	0.28	31.4	15.3	53.3	0.07	0.43	—	—	—32.7	—33.1	—32.2	—32.2	—32.6
	S47	5346~5369.5	O_{1-2} 轻质油	0.94	0.39	0.44	0.31	0.26	31.8	14.2	54.0	0.09	0.44	—	—	—32.8	—33.2	—32.2	—32.3	—32.1
	T401	5367.5~5376.2	O_{1-2} 重质油	0.88	0.40	0.72	0.34	0.32	30.0	16.9	53.1	0.12	0.44	—	—	—	—	—	—	—
	T706	5742~5754	O_2 轻质油	0.99	0.52	0.73	0.47	0.28	39.8	13.0	47.2	0.10	0.41	—	—	—32.5	—32.8	—31.4	—31.4	—31.8
	S74	5476~5564.1	O_{1-2} 重质油	0.83	0.41	0.46	0.31	0.35	30.1	17.7	52.2	0.12	0.54	—	—	—32.6	—33.1	—33.0	—32.8	—33.6
	TK310	5374.5~5382	O_{1-2} 轻质油	0.96	0.39	0.48	0.31	0.22	32.3	12.2	55.5	0.09	0.51	—	—	—	—	—	—	—
	T904	5637.8~5959	O_{1-2} 轻质油	1.28	1.47	0.52	0.15	0.80	31.5	30.5	38.0	0.43	1.36	—	—	—29.6	—29.7	—28.7	—28.3	—
	塔东2	4561.9~5040	$\text{C}-\text{O}_1$ 原油	1.43	1.17	0.40	0.14	0.74	24.5	32.1	43.4	0.36	1.18	—	—	—28.5	—29.3	—28.1	—27.9	—27.4
寒武系 烃源的 原油	英南2	3618~3627	J 原油	1.84	1.41	0.43	0.16	0.66	28.1	28.6	43.3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	塔中30	4918	O_{2-3} 泥灰岩	0.97	0.72	0.58	0.30	0.43	33.0	20.0	47.0	0.15	0.52	—	—	—32.0	—32.1	—31.7	—31.6	—31.7
塔东2 柯南1 和4 尉犁1 尉犁1	轮南46	6164	O_{2-3} 泥灰岩	1.03	0.51	0.51	0.36	0.35	26.5	19.1	54.4	0.16	0.41	—	—	—32.2	—32.2	—31.8	—31.7	—31.8
	塔东2	4919.2	C_1 泥岩	1.29	1.14	0.45	0.16	0.70	33.6	27.4	39.0	0.39	1.30	—	—	—28.9	—28.8	—28.0	—28.3	—28.5
	柯南1	5188.5	C_3 泥岩	1.35	1.55	0.57	0.05	0.66	26.5	29.3	44.2	0.35	1.08	—	—	—29.5	—28.9	—28.0	—27.5	—28.7
	和4	4598~4599	C_3 泥岩	1.33	1.65	0.58	0.14	0.71	22.2	32.4	45.4	—	—	—	—	—26.1	—27.0	—25.8	—26.5	—26.4
	尉犁1	4228.7	C_2 泥灰岩	0.58	1.29	0.47	0.11	0.72	33.8	27.7	38.5	0.32	1.03	—	—	—26.9	—27.0	—26.2	—27.2	—28.2
	尉犁1	4383.6	C_1 泥岩	0.68	1.69	0.57	0.10	0.81	30.1	31.3	38.6	0.40	1.13	—	—	—28.8	—28.6	—28.4	—28.9	—28.9

a) Pr/Ph, 姥蛟烷/植烷; $\text{C}_{21}/\text{C}_{23}$ TT, $\text{C}_{24}/\text{C}_{23}$ 三环萜; $\text{C}_{24}/\text{TeT}/\text{C}_{26}/\text{TT}$, C_{24} 四环萜/ C_{26} TT, C_{27} 重排甾烷/ C_{27} 规则甾烷; $\text{C}_{28}/\text{C}_{29}$ Reg, $\text{C}_{28}/\text{C}_{29}$ 规则甾烷; C_{27} Reg (%), C_{27} 规则甾烷相对含量; C_{28} Reg (%), C_{28} 规则甾烷相对含量; C_{29} Reg (%), C_{29} 规则甾烷相对含量; $\text{C}_{30}/\text{C}_{28}$ 20S TAS, $\text{C}_{30}/\text{C}_{28}$ 20S TAS, $\text{C}_{30}/\text{C}_{28}$ 20S TAS, $(\text{C}_{26}+\text{C}_{27})/\text{C}_{28}$ TAS, $(\text{C}_{26}+\text{C}_{27})/\text{C}_{28}$ 三芳甾烷

图4 塔里木盆地原油及烃源岩样品中 C_{21}/C_{23} TT 与 C_{24} TeT/ C_{26} TT 关系图

TT, 三环萜; TeT, 四环萜

4.4 三芳甾烷系列

三芳甾烷(TAS)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等, 1985, 1986; Moldowan和Fago, 1986;

Peters等, 2005; Riolo和Albrecht, 1985). 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).

中深1井与中深1C井寒武系原油中 C_{26} ~ C_{28} 三芳甾烷的组成特征差异显著(图7), 其中中深1井挥发油中 C_{28} 三芳甾烷的丰度优势明显, C_{26} ~ C_{27} 三芳甾烷不发育; 而在中深1C井凝析油中 C_{26} ~ C_{28} 三芳甾烷系列均较发育, 且以 C_{26} 和 C_{27} 三芳甾烷为主. 在图8上, 中深1井挥发油与塔河原油、中-上奥陶统烃源岩落在同一区域, 具有相似的三芳甾烷组成. 而中深1C井凝析油中 C_{26}/C_{28} 20S TAS及 $(C_{26}+C_{27})/C_{28}$ TAS的值均较低, 与T904、塔东2、英南2井原油及寒武系烃源岩落在同一区域, 三芳甾烷组成特征相似.

图5 中深1和中深1C井寒武系原油饱和烃 m/z 217 质量色谱图

图6 塔里木盆地原油及烃源岩样品中 C_{28}/C_{29} Reg 与 C_{27} Dia/ C_{27} Reg 值关系图(a)及 C_{27} ~ C_{29} 规则甾烷相对组成三角图(b)

图7 中深1和中深1C井寒武系原油芳烃 m/z 231 质量色谱图 图8 塔里木盆地原油及烃源岩样品中 C_{26}/C_{28} 20S TAS 及 $(C_{26}+C_{27})/C_{28}$ TAS 关系图

4.5 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).

中深1井挥发油及其馏分碳同位素的值介于-31.6‰~-33.6‰之间. 中深1C井凝析油样品4次平行分析结果测得的原油及其馏分碳同位素值介于-27.6‰~-31.1‰之间. 相比而言, 中深1C井凝析碳同位素组成比中深1井挥发油明显偏重, 二者差值可达2‰以上(图9), 表明它们应该源自不同的烃源岩.

图9所示为不同来源原油及不同层位烃源岩碳同位素的组成特征, 由于沉积环境及成熟度的不同, 寒武系烃源岩及其来源原油的碳同位素组成(>-31‰)

要明显比中-上奥陶统烃源岩及其原油(<-31‰)偏重. 本次分析的中深1井挥发油碳同位素组成与中-上奥陶统烃源岩及塔河原油相似, 表明中深1井阿瓦塔格组挥发油应该源自中-上奥陶统烃源岩; 而中深1C井肖尔布拉克组凝析油碳同位素组成偏重, 与寒武系烃源岩及其来源原油的碳同位素组成具有良好的可比性.

5 天然气地球化学特征及气-气对比

5.1 烃类气体组成

中深1与中深1C井在寒武系地层共获得9件气样组分分析数据, 且均为钢瓶气样(表2), 其中中深1井阿瓦塔格组3件、肖尔布拉克组3件; 中深1C井肖尔布拉克组3件.

中深1井阿瓦塔格组3件天然气样的烃类组成明显偏湿, 其总烃含量为84.4%~88.2%, 甲烷含量62.9%~68.7%, C_2^+ 重烃含量可达19.6%~21.5%, 干燥系数介于0.75~0.78之间, 属于典型的高成熟湿气类型.

中深1井与中深1C井肖尔布拉克组6件天然气样的烃类组成相似, 其总烃含量为63.6%~79.1%, 甲烷含量为62.7%~78.3%, C_2^+ 重烃含量均<1.0%, 干燥系数均为0.99, 烃类组成明显偏干, 属于典型的过成熟干气, 明显不同中深1井阿瓦塔格组湿气.

烃类气体组成的差异性表明, 中深1与中深1C井肖尔布拉克组产出的天然气的成熟度要明显的高于中深1井阿瓦塔格组的天然气.

图 9 全油(氯仿沥青)及馏分碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布曲线及分布范围

表 2 中深 1 和中深 1C 井寒武系天然气组成

井号	井深(m)	层位	烃类组分含量(%)							干燥系数	CO ₂ (%)	N ₂ (%)	天然气 类型
			C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	C ₂ ⁺	总烃				
中深1	6439~6458	Є ₂ a	62.9	10.5	6.54	1.08	2.32	21.5	84.4	0.75	10.8	0.79	成熟 湿气
			68.6	10.9	5.79	0.80	1.58	19.6	88.2	0.78	14.0	0.68	
			68.7	11.0	5.80	0.80	1.59	19.7	88.4	0.78	10.9	0.80	
	6598~6835	Є ₁ x	77.1	0.50	0.15	0.05	0.08	0.87	78.0	0.99	14.4	2.55	过成熟 干气
			77.7	0.51	0.16	0.06	0.08	0.91	78.6	0.99	14.4	2.55	
			78.3	0.47	0.14	0.05	0.07	0.79	79.1	0.99	15.1	2.51	
中深1C	6861~6944	Є ₁ x	62.7	0.51	0.16	0.05	0.08	0.93	63.6	0.99	24.2	4.00	
			62.7	0.50	0.16	0.05	0.08	0.91	63.6	0.99	24.1	4.00	
			69.0	0.55	0.18	0.06	0.09	0.97	70.0	0.99	25.7	3.90	

5.2 天然气的同位素组成

图10(a)和(b)是王铁冠等(2014)总结的塔里木盆地台盆区典型奥陶系气源的成熟-高成熟湿气以及典型寒武系气源过成熟干气的组分碳同位素分布曲线。由此可见,奥陶系气源成熟-高成熟湿气以甲烷 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值显著偏轻($<-42.5\text{‰}$), $\delta^{13}\text{C}_1\sim\delta^{13}\text{C}_5$ 值分布曲线的斜率偏陡为特征;而寒武系气源过成熟干气则以甲烷 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值显著偏重($\geq-42.5\text{‰}$), $\delta^{13}\text{C}_1\sim\delta^{13}\text{C}_5$ 值分布曲线的斜率平缓为标志(图10(a), (b))。

塔中隆起中深1井阿瓦塔格组湿气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值 -44.7‰ , 明显 $<-42.5\text{‰}$ 的界限值(表3), 且其 $\delta^{13}\text{C}_{1\sim4}$ 值分布曲线呈现较高斜率的正序分布型式(图10(c)), 与良里塔格组碳酸盐岩气源的湿气(图10(a))具有良好的可比性, 明显不同于寒武系气源的干气(图10(b))。中深1和中深1C井肖尔布拉克组4件干气碳同位素组成相近, 其 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值比中深1井阿瓦塔格组湿气偏重, 为 $-40.6\text{‰}\sim-42.1\text{‰}$, 均 $>-42.5\text{‰}$ 的界限值(图10(d))。此外, 它们 $\delta^{13}\text{C}_{1\sim4}$ 值分布曲线较平缓, 与寒武系气源的干气碳同位素组成具有良好的可比性。

图 10 塔里木盆地天然气碳稳定同位素 $\delta^{13}\text{C}_{1-5}$ 值分布曲线气-气对比

表 3 中深 1 和中深 1C 井寒武系天然气碳同位素组成

区块	井号	井深(m)	层位	$\delta^{13}\text{C}$ (‰)			
				C_{CH_4}	C_2	C_3	C_{n-4}
塔中隆起	中深1	6439~6458	ϵ_{2a}	-44.7	-35.5	-33.9	-26.0
		6598~6835	ϵ_{1x}	-42.1	-35.0	-31.9	-30.0
	中深1C	6861~6944	ϵ_{1x}	-40.6	—	—	—
				-41.4	-34.8	—	—
				-41.6	-34.88	—	—

6 油气源岩综合判识

依据生物标志物(包括 C_{27-29} 甾烷、 C_{21-23} 三环萜烷、 C_{26-28} 三芳甾烷等)组成特征, 以及全油与馏分碳同位素组成等指标, 进行油-油、油-源对比的结果表明: 中深1井阿瓦塔格组挥发油与中-上奥陶统烃源岩及塔河原油具有良好的可比性; 而中深1C井肖尔布

拉克组凝析油则与寒武系烃源岩及T904、塔东2和英南2井原油完全可以对比. 这一结论与Li等(2015)的研究结果基本一致.

依据天然气烃类组成及其碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布曲线特征两类指标, 与塔里木盆地不同气源天然气进行气-气对比的结果表明: 中深1井阿瓦塔格组高成熟湿气源自奥陶系气源岩; 而中深1和中深1C井肖尔

布拉克组过成熟干气应源自寒武系气源岩。

总体来看,中深1井阿瓦塔格组天然气与伴生挥发油均应源自中-上奥陶统烃源岩;而中深1和中深1C井肖尔布拉克组天然气与凝析油均应源自寒武系烃源岩。

7 讨论

(1) 尽管目前大多数学者均认为塔里木盆地台盆区存在两套烃源岩层,但有关具体主力烃源岩层的问题争论已久,主要存在两种观点:一种认为寒武系-下奥陶统是塔里木盆地主力海相烃源岩,另一种则认为是中上奥陶统(Graham等,1990;Wang等,1992;梁狄刚等,2000;Zhang等,2000,2005;Hanson等,2000;赵靖舟,2001;Sun等,2003;王招明和肖中尧,2004;肖中尧等,2005;Cai等,2009)。张水昌等(2000,2002)通过对海相原油与烃源岩生物标志化合物组成特征的对比研究,认为台盆区海相原油应该主要来源于中-上奥陶统烃源岩。同样通过油-岩地球化学特征对比,Hanson等(2000)认为塔中原油应源于塔中隆起北斜坡一侧的中-上奥陶统海相泥灰岩。但Sun等(2003)通过对芳基类异戊二烯的组成特征的研究认为塔中、塔北古生界海相原油并非来源于中-上奥陶统烃源,而是来源于寒武系-下奥陶统烃源岩。根据塔中凝析气中高丰度的 H_2S 以及硫同位素数据,陈利新等(2008)与Cai等(2009)认为寒武系-下奥陶统烃源岩应该是塔中油气的主要来源。

此次塔中隆起中深1和中深1C井盐下寒武系地层中两种不同来源油气的发现,表明塔里木盆地塔中地区可能存在两种不同的油气资源,既有源自寒武系的油气亦有源自中-上奥陶统的油气。

(2) 中深1和中深1C井不同来源油气的运移与聚集模式应该是不同的。中深1和中深1C井肖尔布拉克组寒武系烃源的油气应该是下寒武统烃源岩生成的油气自下而上运移/聚集的结果。但是由于盐岩盖层遮挡,上部中-上奥陶统烃源岩生成的油气不可能倒灌入下部寒武系地层中,因而中深1井中寒武系阿瓦塔格组油气不可能是油气垂向运移的结果。如图1所示,塔中隆起发育一系列深切的北东向走滑断裂,越来越多的研究表明这些走滑断裂正是塔中地区油气运移的主要通道,这些走滑断裂与塔中I号断裂

带的交叉点往往是油气的充注点(向才富等,2009;Pang等,2013)。塔中隆起上的中深1井正好位于TZ243北东向走滑断裂带上(图1),满加尔坳陷埋藏较深的中-上奥陶统烃源岩生成的油气,完全可以沿TZ234走滑断裂及塔中I号断裂带运移至中深1井中寒武统阿瓦塔格组储层聚集成藏(Li等,2015)。

参考文献

- 陈利新, 杨海军, 郭光辉, 韩建发, 蔡春芳, 翟妹玲. 2008. 塔中I号坡折带奥陶系礁滩体油气藏的成藏特点. 新疆石油地质, 29: 327-330
- 李曰俊, 吴根耀, 孟庆龙, 杨海军, 韩剑发, 李新生, 董立胜. 2008. 塔里木盆地中央地区的断裂系统: 几何学、运动学和动力学背景. 地质科学, 43: 82-118
- 梁狄刚, 张水昌, 张宝民, 王飞宇. 2000. 从塔里木盆地看中国海相生油问题. 地学前缘, 7: 534-547
- 任建业, 胡德胜, 阳怀忠, 尹新义, 李朋. 2011. 塔中隆起带断裂系统及其对碳酸盐岩台地的控制. 中国地质, 37: 935-943
- 王传刚, 王铁冠, 张卫彪, 何发歧. 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
- 王铁冠, 宋到福, 李美俊, 杨程宇, 倪智勇, 李慧莉, 曹自成, 张宝收, 冯子辉. 2014. 塔里木盆地顺南-古城地区奥陶系鹰山组天然气气源与深层天然气勘探前景. 石油与天然气地质, 35: 753-763
- 王招明, 肖中尧. 2004. 塔里木盆地海相原油的油源问题的综述. 科学通报, 49(增刊I): 1-8
- 王招明, 谢会文, 陈永权, 齐英敏, 张科. 2014. 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. 中国石油勘探, 19: 1-12
- 郭光辉, 杨海军, 屈泰来, 李浩武, 罗春树, 李本亮. 2012. 塔里木盆地塔中隆起断裂系统特征及其对海相碳酸盐岩油气的控制作用. 岩石学报, 28: 793-805
- 向才富, 王建忠, 庞雄奇, 姜振学, 刘洛夫, 李素梅. 2009. 塔中83井区表生岩溶缝洞体系中油气的差异运聚作用. 地学前缘, 16: 349-358
- 肖中尧, 卢玉红, 桑红. 2005. 一个典型的寒武系油藏: 塔里木盆地塔中62井油藏成因分析. 地球化学, 34: 155-160
- 张水昌, 张宝民, 王飞宇, 梁狄刚, 何忠华. 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
- 张水昌, 梁狄刚, 黎茂稳, 肖中尧, 何忠华. 2002. 分子化石与塔里木盆地油源对比. 科学通报, 47(增刊): 16-23
- 张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 王飞宇, 边立曾, 赵孟军. 2004. 塔里木海相油气的生成. 北京: 石油工业出版社. 1-50
- 赵靖舟. 2001. 塔里木盆地北部寒武-奥陶系海相烃源岩重新认识. 沉积学报, 19: 117-124
- Cai C F, Hu W S, Worden R H. 2001. Thermochemical sulphate

- reduction in Cambro-Ordovician carbonates in Central Tarim. *Mar Petrol Geol*, 18: 729–741
- Cai C F, Li K K, Ma A L, Zhang C M, Xu Z M, Worden R H, Wu G H, Zhang B S, Chen L X. 2009. Distinguishing Cambrian from Upper Ordovician source rocks: Evidence from sulfur isotopes and biomarkers in the Tarim Basin. *Org Geochem*, 40: 755–768
- Chung H M, Rooney M A, Toon M B, Claypool G E. 1992. Carbon isotope composition of marine crude oils. *AAPG Bull*, 76: 1000–1007
- Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, Eglinton G. 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
- Graham S A, Brassell S, Carroll A R. 1990. Characteristics of selected petroleum source rocks, Xianjiang Uygur Autonomous Region, Northwest China. *AAPG Bull*, 74: 493–512
- Hanson A D, Zhang S, Moldowan J M. 2000. Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, Northwest China. *AAPG Bull*, 84: 1109–1128
- Li S M, Alon A, Pang X Q, Yang H J, Said-Ahmad W, Zhang B S, Pang Q J. 2015. Origin and quantitative source assessment of deep oils in the Tazhong Uplift, Tarim Basin. *Org Geochem*, 78: 1–22
- 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
- Pang H, Chen J Q, Pang X Q, Liu L F, Liu K Y, Xiang C F. 2013. Key factors controlling hydrocarbon accumulations in Ordovician carbonate reservoirs in the Tazhong area, Tarim Basin, western China. *Mar Petrol Geol*, 43: 98–101
- 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. 503–504, 1155
- Riolo J, Albrecht P. 1985. Novel rearranged ring C monoaromatic steroid hydrocarbons in sediments and petroleum. *Tetrahedron Lett*, 26: 2701–2704
- Riolo J, Hussler G, Albrecht P, Connan J. 1986. Distribution of aromatic steroids in geological samples: Their evaluation as geochemical parameters. *Org Geochem*, 10: 981–990
- Riolo J, Ludwig B, Albrecht P. 1985. Synthesis of ring C monoaromatic steroid hydrocarbons occurring in geological samples. *Tetrahedron Lett*, 26: 2607–2700
- 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: American Association of Petroleum Geologists. 103–106
- Sun Y, Xu S, Lu H, Cuai P X. 2003. Source facies of the Paleozoic petroleum systems in the Tabei uplift, Tarim Basin, NW China: Implications from aryl isoprenoids in crude oils. *Org Geochem*, 34: 629–634
- Wang Q M, Nishidai T, Coward M P. 1992. The Tarim Basin, NW China: Formation and aspects of petroleum geology. *J Petrol Geol*, 15: 5–34
- Zhang S C, Hanson A D, Moldowan J M, Graham S A, Liang D G, Chang E, Fago F. 2000. Paleozoic oil-source rock correlations in the Tarim Basin, NW China. *Org Geochem*, 31: 273–286
- Zhang S C, Huang H P, Xiao Z, Liang D G. 2005. Geochemistry of Palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 2. Maturity assessment. *Org Geochem*, 36: 1215–1225
- Zhang S C, Huang H P. 2005. Geochemistry of Paleozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1. Oil family classification. *Org Geochem*, 36: 1204–1214
- Zhu Y M, Weng H X, Su A G, Liang D G, Peng D H. 2005. Geochemical characteristics of Tertiary saline lacustrine oils in the Western Qaidam Basin, northwest China. *Appl Geochem*, 20: 1875–1889