

渤海湾盆地渤中 19-6 气田凝析油特征及油气关系

李威,李友川,兰蕾,傅宁,王柯

中海油研究总院有限责任公司,北京,100028

内容提要:2018年中国东部最大整装凝析气田——渤中 19-6 气田的发现,一举打开了渤海湾盆地深层天然气勘探的新领域,展现了油型盆地天然气勘探的巨大潜力。渤中凹陷发育多套不同成熟度的烃源岩,位于渤中凹陷西南部的渤中 19-6 气田凝析油与天然气并存,近年来于该地区的天然气成因及形成条件多有研究,但是对于凝析油的形成则少有研究。本文以渤中 19-6 气田为例,探讨多套烃源岩发育的复杂油气区凝析油的成因及与天然气的关系。渤中 19-6 气田 6 个凝析油样品化学组成及其变化特征精细分析对比表明:该区凝析油以低碳数正构烷烃为主,含有较丰富的环己烷、甲基环己烷等环烷烃和苯、甲苯等低碳数芳烃,金刚烷类化合物较发育,高碳数生物标志化合物含量较低,综合判断凝析油属于混合偏腐殖型高熟原油。结合该区凝析油与天然气对比结果认为,该区凝析油和天然气属于同一套烃源岩在同一阶段所生成的烃类化合物,两者相伴而生,均属于烃源岩原生产物。

关键词:渤中凹陷;天然气;凝析油;轻烃;气油对比

渤海湾盆地是中国东部重要含油气盆地,经历半个多世纪的勘探未发现大型天然气田。中国海油通过长期的攻关研究,积极向深层挺进,2018年发现了探明储量超千亿方的整装凝析气田——渤中 19-6 凝析气田(Xu Changgui et al., 2019; Shi Hesheng et al., 2019)。这一发现,一举打开了渤海湾盆地渤海海域深层天然气勘探的新领域,对于推动渤海湾盆地深层一超深层油气勘探意义重大。

渤中 19-6 气田位于渤中凹陷西南部,属于深层泛潜山凝析气藏(Shi Hesheng et al., 2019),气藏周缘主要发育东营组三段、沙河街组一段、沙河街组三段共三套烃源岩,且烃源岩均已成熟。前人对渤中 19-6 气田的研究主要集中在天然气的成因、天然气储层及天然气富集条件方面;Xu Changgui et al. (2019)利用天然气碳同位素判断天然气主要为油型气,其组分特征与四川中部地区天然气相似,属于干酪根降解气,气源岩主要为沙三段烃源岩;Xue Yongan et al. (2018)利用天然气甲烷碳同位素与组分之间的关系,判断天然气属于凝析油伴生气,为沙三段烃源岩热裂解形成;Shi Hesheng et al. (2019)、Hou Mingcai et al. (2019)通过钻井岩芯观

察及岩石薄片分析等认为储层主要为潜山裂缝系统以及风化壳等;保存方面,认为天然气得以保存的重要原因在于东营组厚套烃源岩的存在,可以作为优质盖层,对潜山气藏进行有效封盖(Xu Changgui et al., 2019; Shi Hesheng et al., 2019)。但是对于渤中 19-6 气田中凝析油的形成以及与天然气的关系则少有研究。

凝析油通常是由低碳数轻烃组成的一类特殊原油,对于凝析油的成因广大学者有不同的认识,主要可以归纳为以下几类:① 烃源岩热裂解形成凝析油(反射率 R_o 1.3%~1.6%),该类凝析油属于高成熟原油藏(Tissot and Welte, 1984);② 烃源岩未熟—低熟阶段生成凝析油,即由Ⅲ型有机质和煤系地层中树脂生源(Snowdon, 1982; Boreham et al., 1993)或者细菌来源及细菌改造有机质在低成熟演化阶段生成凝析油(Wang Tieguan et al., 1995);③ 次生作用形成凝析油,主要包括蒸发分馏作用(Thompson, 1987, 1988, 2010, 2016; Zhang Shuichang, 2000)和相控运移分馏作用(Larter et al., 1991; Curiale et al., 1996);④ 原油热裂解形成凝析油(Horsfield et al., 1992; Peters et al.,

注:本文为中国海洋石油集团有限公司青年科技与管理创新研究课题(编号 JZTW2019KJ02)资助成果。

收稿日期:2019-09-11;改回日期:2019-12-30;网络发表日期:2020-08-02;责任编辑:邱楠生;责任编辑:周健。

作者简介:李威,男,1988年生。博士,工程师,主要从事地球化学与油气成藏方面的研究工作。Email:liweil73@cnoc.com.cn。

引用本文:李威,李友川,兰蕾,傅宁,王柯. 2021. 渤海湾盆地渤中 19-6 气田凝析油特征及油气关系. 地质学报, 95(3):913~923, doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2020248.

Li Wei, Li Youchuan, Lan Lei, Fu Ning, Wang Ke. 2021. Genetic type of condensates oil and oil-gas relationship in the Bohong 19-6 gas field, Bohai Bay basin. Acta Geologica Sinica, 95(3): 913~923.

2005; Wang Zhaoyun et al., 2020)。因此,对于发育多套不同沉积环境、不同成熟度烃源岩的渤中凹陷,在渤中 19-6 构造带发育大量天然气的情况下,凝析油的形成就存在多种途径和可能 (Chen Jianping et al., 2017, 2019),究竟是烃源岩高成熟阶段生成的原生凝析油还是后期次生作用形成的凝析油? 如何准确判断凝析油的成因是渤中 19-6 气田及渤中凹陷深层油气成藏研究方面非常重要也是非常迫切的事情。本文以渤中 19-6 气田凝析油为实例,对该地区 6 个凝析油样品进行了轻烃、全油、饱和烃、芳烃以及金刚烷等方面的综合分析,探讨复杂油气区凝析油的成因,揭示凝析油与天然气并存的原因。本文对深入认识渤中凹陷深层油气形成与分布规律具有重要的科学意义和现实意义。

1 地质概况

渤中凹陷位于渤海湾盆地中东部,面积近 $1 \times 10^4 \text{ km}^2$,是渤海海域面积最大的二级构造单元。渤中 19-6 气田位于渤中凹陷西南部深层(图 1),其北部、西部和东部分别为沙垒田凸起、埕北低凸起和渤南低凸起,气田周边为曹妃甸 18-2 油田、渤中 13-1 油田、渤中 21-22 含气构造带 (Xu Changgui et al., 2019; Shi Hesheng et al., 2019)。

渤中凹陷潜山地层在纵、横向上分布变化较大,由北部的中生界、下古生界和太古宇 3 套地层逐渐

过渡到南部的太古宇 (Ye Tao et al., 2018, 2019),上覆新生界厚度可达 4500m,发育古近系孔店组、沙河街组和东营组,新近系馆陶组和明化镇组,以及第四系。渤中 19-6 气田主力气层为太古宇和披覆于低潜山之上的孔店组(图 1),洼陷中发育沙三段、沙一段和东三段 3 套优质烃源岩,烃源岩处于成熟—过成熟阶段,超覆于低潜山和砂砾岩之上或通过大断层断面直接接触 (Xu Changgui et al., 2019)。

2 渤中 19-6 气田凝析油特征

2.1 原油物性特征

渤中 19-6 气田属于特高含凝析油凝析气藏,气油比 $951.00 \sim 1500.00 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 20°C 条件下的凝析油密度为 $0.78 \sim 0.80 \text{ g/cm}^3$,含蜡量较高,在 $11.8\% \sim 16.5\%$ 之间,含硫量低,在 0.02% 左右,气藏高含凝析油(大于 700.00 g/m^3),低黏度、低含硫,高含蜡、高凝固点。凝析气藏主要赋存于孔店组和太古宇潜山中,压力系数为 $1.15 \sim 1.36$,属于常压—弱超压体系,气藏温度在 $134.00 \sim 172.00^\circ\text{C}$ 之间,地温梯度 $3.60^\circ\text{C}/100\text{m}$,属于高地温梯度系统。

2.2 原油轻烃特征

轻烃是原油的重要组成部分,尤其是轻质油和凝析油,轻烃含量占有较大优势 (Wang Peirong et al., 2007),因此对于凝析油来说,研究其轻烃对于揭示原油特征与成因具有重要意义。目前对于轻烃

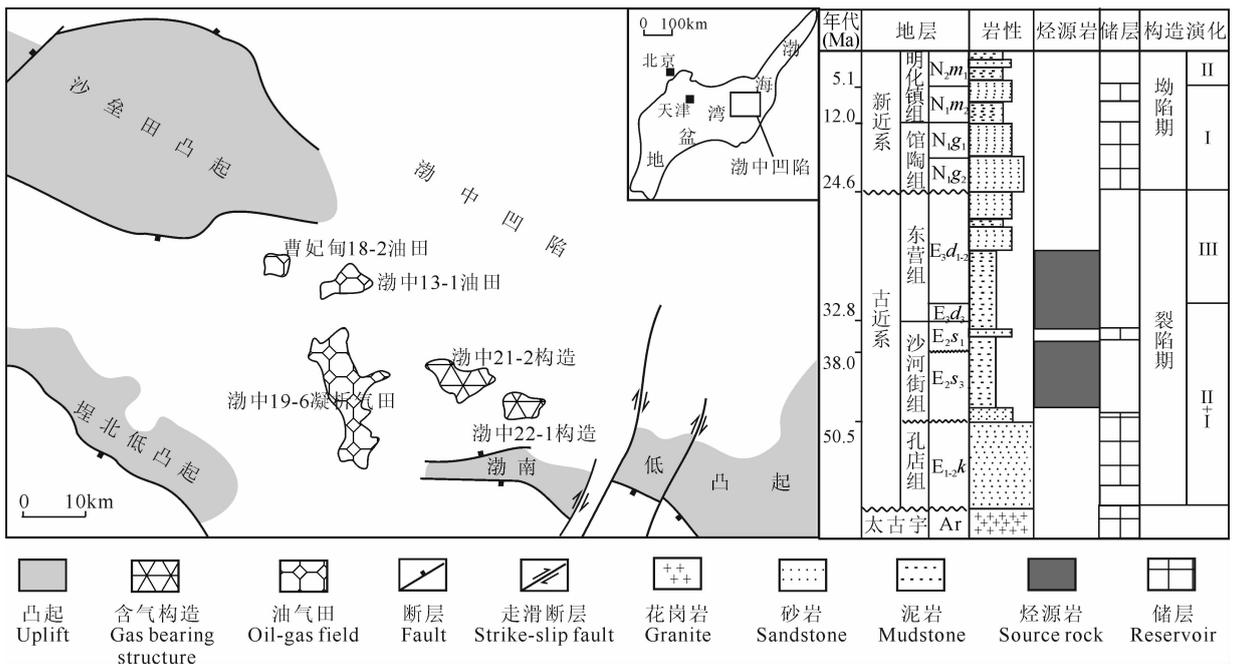


图 1 渤中 19-6 凝析气田区域位置及地层综合柱状图

Fig. 1 Location of the study area and column of Bozhong 19-6 condensate gas field

研究较为普遍的主要是 $C_4 \sim C_7$ 类化合物,该部分化合物包含了丰富的地球化学信息,蕴含着油气成因、有机质类型和沉积环境、成熟度等信息。

Mango(1990, 1997, 2000)通过对世界 2000 余个不同类型原油的轻烃系统研究后,提出了轻烃的稳态催化动力学成因模式,认为原油轻烃中 4 个异庚烷化合物的组成具有显著的不变性,即 2-甲基己烷(2-MH)、3-甲基己烷(3-MH)、2,3-二甲基戊烷(2,3-DMP)和 2,4-二甲基戊烷(2,4-DMP) 4 个异庚烷化合物的比值显示出惊人的不变性;并推导出一系列具有广泛应用前景的参数,将 $[(2\text{-MH}) + (2,3\text{-DMP})] / [(3\text{-MH}) + (2,4\text{-DMP})]$ 比值定义为 K_1 。一般来说,在同一类原油(气)中 K_1 为不变的常数值,而在不同类型原油(气)中它们之间有差别;因此,可以利用 K_1 参数实现油气源的对比。

同时 Mango(2000)基于 C_7 成因的稳态催化动力学模式认为形成不同碳数环状化合物的反应速率相互独立,而形成同碳数碳环(等环)的反应速率是成比例的,提出轻烃参数 K_2 ($K_2 = P_3 / (P_2 + N_2)$)。Zhu Yangming et al. (1999)认为,对于同一套源岩在整个生油窗范围所生成的所有原油及天然气轻烃应有不变的 K_2 值,不同成因的天然气和原油之间 K_2 有所差别。

渤中 19-6 气田凝析油样品中虽然 4 个异庚烷化合物的绝对含量略有差异,但是其轻烃参数 K_1 、 K_2 基本保持一致,其中 K_1 值在 1.1 左右, K_2 值在 0.17 左右(表 1),呈现同一族群的分布特征,表明凝析油是同一类原油。

基于 Mango 轻烃成因模式,不同性质的烃源岩控制不同结构类型的轻烃演化途径,表现在产物上也有差异性。Zhu Yangming et al. (1999)通过对塔里木盆地的原油进行系统研究,提出了运用 N_1^6 / N_1^5 划分陆相和海相原油,一般陆相原油的 N_1^6 / N_1^5 高于 5.0,而海相原油则小于 5.0。对渤中 19-6 气

田凝析油的相关参数进行计算,发现凝析油样品 N_1^6 / N_1^5 集中在 30~37 之间(表 1),属于同一族群原油,均来源于陆相有机质。

Hu Tilin et al. (1990)提出利用甲基环己烷指数 $[MCI = MCH / (nC_7 + MCH + \sum DMCP) \times 100\%]$ 来区分不同沉积环境和母质类型烃源岩生成的油气,并分成四部分: I 型($MCI < 35$)、II 型($35 < MCI < 50$)、III 型-滨浅湖($50 < MCI < 65$)、III 型-沼泽相($50 < MCI < 65$)。计算渤中 19-6 气田原油的甲基环己烷,参数基本在 38%~40%之间(表 1),按此标准,原油来源于 II 型源岩。

一般而言,腐泥型烃源岩生成的轻烃中 $C_4 \sim C_7$ 链烷烃丰富,正构烷烃相对支链烷烃占优势,苯和甲苯含量低,普遍低于 10%(Wang Peirong et al., 2008);而典型腐殖型有机质生成的原油其轻烃组成以异构烷烃和芳香烃占优势,苯和甲苯含量非常高。渤中 19-6 气田凝析油轻烃中苯、甲苯、甲基环己烷具有较高的丰度,正构烷烃、异构烷烃、环烷烃相对百分比约为 40 : 30 : 30,其中苯和甲苯含量在 9.9%~11.4%之间,综合来看渤中 19-6 气田凝析油不属于腐泥型凝析油,具有偏腐殖的性质。

轻烃组分中不同类型的 C_6 、 C_7 化合物有着不同的母质来源。 C_6 化合物中六元环烃大多数都源于植物的纤维素以及糖类,表征腐殖型母质,五元环烃则绝大多数源于甾族类以及萜族类; C_7 轻烃组成中的正庚烷主要来自藻类和细菌,二甲基环戊烷来源于水生生物类脂化合物输入,而甲基环己烷与高等植物木质素和纤维素有关,它们可作为反映陆源母质类型的指标(Leythaeuser et al., 1979)。在 C_6 化合物中,渤中 19-6 气田凝析油正己烷(nC_6)相对含量在 57%~59%之间、环己烷(CH)相对含量在 21%~23%之间、甲基环戊烷(MCP)相对含量在 20%~22%之间(表 1),在相应 C_6 轻烃三角图中(图 2a)集中分布在混合型(偏腐殖)范围内,表明渤中 19-6 气田凝析油可能主要来源于混合型母质。 C_7

表 1 渤中 19-6 凝析气田凝析油轻烃参数

Table 1 Light hydrocarbon parameters of condensate oil in Bozhong 19-6 condensate gas field

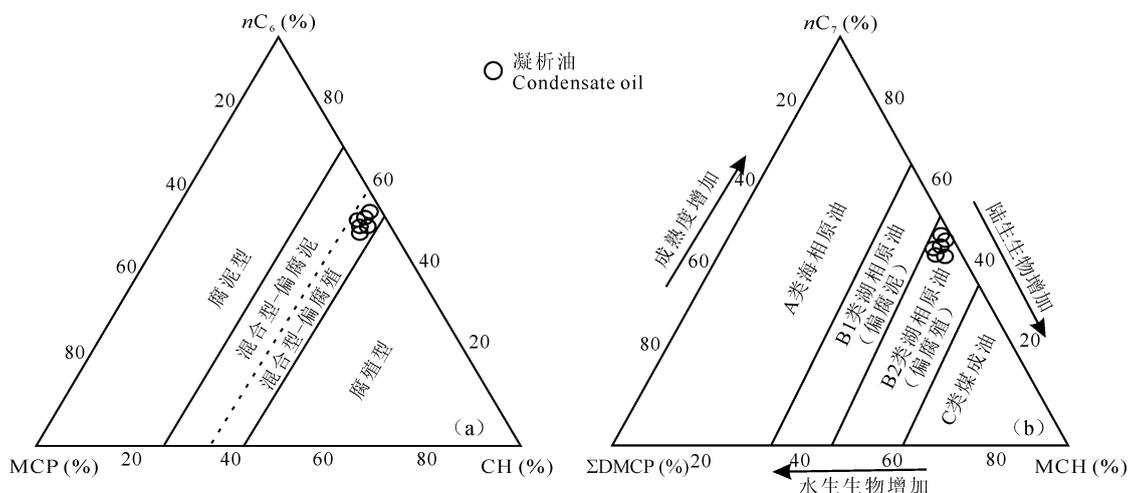
井号	K_1	K_2	正庚烷	异庚烷	甲基环己烷指数	N_1^6 / N_1^5	甲基环己烷(%)	二甲基环戊烷(%)	正庚烷(%)	正己烷(%)	甲基环戊烷(%)	环己烷(%)
BZ19-6-a	1.09	0.17	35.00	2.94	38.58	30.70	39.52	10.33	50.15	57.40	21.41	21.18
BZ19-6-b	1.10	0.17	32.40	3.10	38.07	33.04	38.92	9.83	51.25	57.40	20.71	21.90
BZ19-6-c	1.10	0.17	31.40	3.08	38.10	33.03	38.96	10.09	50.95	58.20	20.70	21.10
BZ19-6-d	1.10	0.18	33.60	3.18	38.15	37.10	38.93	9.66	51.42	57.81	20.52	21.67
BZ19-6-e	1.10	0.17	32.10	2.72	39.24	27.61	40.25	10.67	49.09	56.22	22.31	21.48
BZ19-6-f	1.10	0.17	35.25	2.99	37.97	30.84	38.88	10.62	50.50	57.50	21.21	21.29

表2 渤中19-6凝析气田凝析油地球化学参数

Table 2 Geochemical parameters of condensate oil in Bozhong 19-6 condensate gas field

井号	主峰碳	$\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$	$(C_{21}+C_{22})/(C_{28}+C_{29})$	Pr/Ph	Pr/ nC_{17}	Ph/ nC_{18}	CPI	OEP	$C_{23} TT/C_{30} H$	$C_{19}+C_{20}/C_{23} TT$	$C_{24} Tet/C_{26} TT$	$C_{30} DH/C_{29} Ts$	G/ $C_{30} H$	C_{27}/C_{29} 规则甾烷	C_{27} 重排甾烷/ C_{27} 甾烷	孕甾烷/升孕甾烷	F1	F2
BZ19-6-a	nC_9	3.76	3.60	1.46	0.23	0.18	1.18	1.06	0.19	1.14	0.60	0.81	0.14	1.66	0.53	4.53	0.80	0.45
BZ19-6-b	nC_9	4.08	3.47	1.43	0.23	0.18	1.16	1.06	0.26	1.10	0.58	0.85	0.20	1.46	0.43	4.34	0.77	0.45
BZ19-6-c	nC_9	3.81	3.22	1.43	0.22	0.17	1.16	1.06	0.26	1.20	0.56	0.87	0.18	1.65	1.04	4.35	0.76	0.43
BZ19-6-d	nC_{11}	3.47	3.31	1.39	0.22	0.17	1.15	1.06	0.24	1.00	0.44	0.81	0.20	1.59	0.16	4.43	0.78	0.45
BZ19-6-e	nC_9	4.33	3.24	1.63	0.27	0.19	1.18	1.06	0.16	1.12	0.53	0.65	0.12	1.26	0.39	2.73	0.72	0.39
BZ19-6-f	nC_9	4.07	3.28	1.66	0.28	0.16	0.97	0.91	0.18	1.30	0.42	0.95	0.20	1.67	0.66	5.46	0.85	0.47

注: TT—三环萜烷; H—藿烷; DH—重排藿烷; Tet—四环萜烷; G—伽马蜡烷; $C_{29} Ts$ — C_{29} 降新藿烷。

图2 渤中19-6凝析气田凝析油 C_6 (a)和 C_7 (b)轻烃组成三角图Fig. 2 Ternary plot of C_6 (a) and C_7 (b) of light hydrocarbons of condensate oil from Bozhong 19-6 condensate gas field

化合物中,渤中19-6气田凝析油甲基环己烷(MCH)含量达到40%左右、二甲基环戊烷($\Sigma DMCP$)相对含量在10%左右、正庚烷(nC_7)相对含量在49%~52%之间(表1),在 C_7 轻烃三角图中(图2b),集中分布在B2类湖相油区内,代表了偏腐殖混源型原油(Ji Hong et al., 2017)。

2.3 原油生标特征

渤中19-6气田凝析油全油色谱特征相似,以前锋型为主(图3a),主峰碳在 $nC_9 \sim nC_{11}$ 之间,色谱参数 $\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$ 值在3.47~4.33之间, $(nC_{21}+nC_{22})/(nC_{28}+nC_{29})$ 在3.22~3.60之间(表2),轻质组分占优势。Pr/ nC_{17} 、Ph/ nC_{18} 分别在0.22~0.28、0.16~0.19之间,Pr/Ph在1.39~1.63之间(表2),根据水介质氧化还原程度指标(ten Haven et al., 1987),凝析油母质形成水体为弱还原—弱氧化环境下的淡水湖相混合成因区(图4a)。CPI、OEP参数值分别在1.15~1.18、1.05~1.06之间(表2),奇偶优势不明显,反映出凝析油均为成熟原油。

渤中19-6气田凝析油TIC展布与全油色谱相似,为单峰型正态分布(图3b)。萜烷系列中(图3c)以 C_{30} 藿烷($C_{30} H$)为主峰,升藿烷系列依次降低,表现为 $C_{33} H > C_{34} H > C_{35} H$,伽马蜡烷(G)/ C_{30} 藿烷在0.1~0.2之间, C_{30} 重排藿烷($C_{30} DH$)丰度较高, $C_{30} DH/C_{29} Ts$ 在0.65~0.95之间(表2、图4b),原油低丰度的伽马蜡烷、升藿烷含量降低、较高丰度重排藿烷的特征反映原油母质的沉积环境主要为浅水、富含黏土、低盐度、弱还原的水体环境(Philp et al., 1991; Li Wei et al., 2017)。三环萜烷在原油中分布广泛, $C_{19}+C_{20}$ 三环萜烷($C_{19}+C_{20} TT$)主要来源于陆相植物, C_{23} 三环萜烷($C_{23} TT$)主要来源于水生生物,渤中19-6气田凝析油($C_{19}+C_{20} TT$)/ $C_{23} TT$ 高于1.0,反映陆生高等植物的重要贡献作用(表2、图4c);萜烷系列中 C_{24} 四环萜烷($C_{24} Tet$)表征高等植物的贡献,渤中19-6气田凝析油 $C_{24} Tet/C_{26} TT$ 在0.42~0.60之间(表2),在 $C_{24} Tet/C_{26} TT$ 参数相关图上(图4d),同样反映了陆生高等植物的重要贡献作用。甾烷系列分布图中(图3d),孕甾烷发

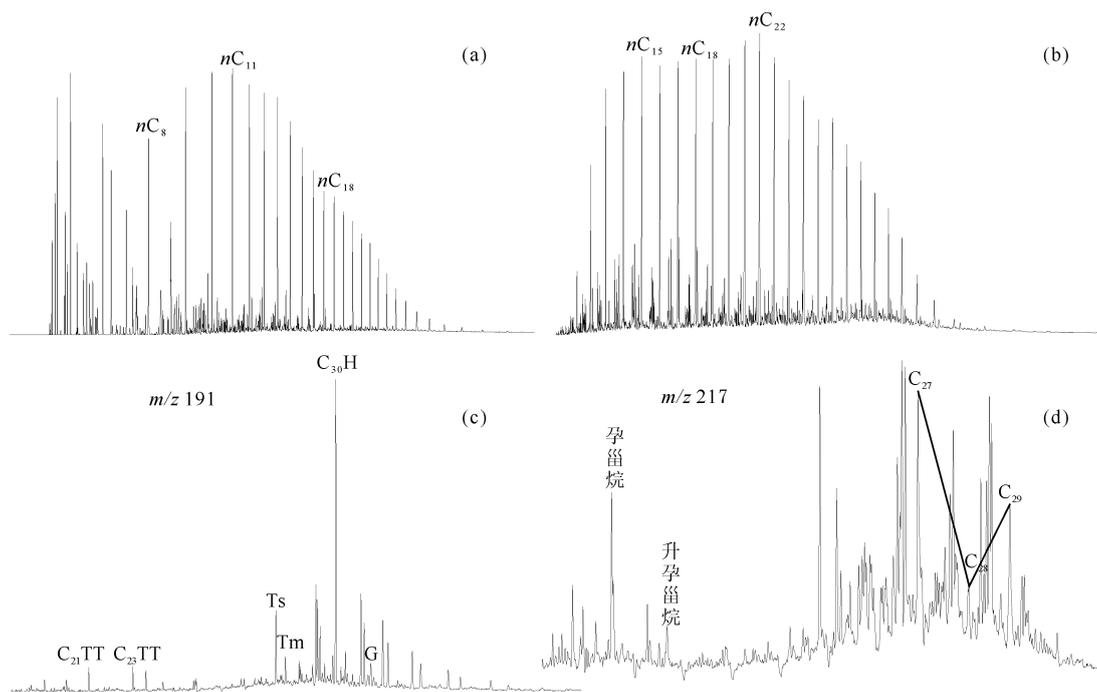


图 3 渤中 19-6 凝析气田凝析油色谱、质谱图

Fig. 3 Whole oil chromatogram and gas chromatography-mass of condensate oil in Bozhong 19-6 condensate gas field

(a) 全油色谱图; (b) 饱和烃总离子流 (TIC) 图; (c) 萜烷生物标志物分布图; (d) 甾烷生物标志物分布图

(a) Full oil chromatogram; (b) TIC chromatogram of the saturate fraction; (c) distribution of terpanes in crude oils (m/z 191);

(d) distribution of steranes in crude oils (m/z 217)

育, 孕甾烷/升孕甾烷高于 1, 重排甾烷发育, 其中 C_{27} 重排甾烷/ C_{27} 规则甾烷在 0.5 左右 (表 2), 一方面表明凝析油成熟度高, 另一方面也表明陆生高等植物的重要, C_{27}/C_{29} 规则甾烷在 1.5 左右, 综合反映了母质输入中陆源高等植物和低等水生生物都很丰富, 具有陆相湖盆混合型母质特征。

原油成熟度的判定对于认识原油的成因具有重要意义。渤中 19-6 气田原油主要为凝析油, 在对生物标志化合物定量测定时, 甾、萜等一些常用的生物标志化合物含量较低, 可能受成熟度高的影响。如常用的甾烷成熟度判别参数, 凝析油样品基本均处于平衡值范围内 (图 5a), 适应性受到制约, 可能不再适用。沉积物中的芳烃类生物标志化合物一些特征参数随着有机质热演化程度的增大, 呈现出有规律的变化, 常用作定量计算原油成熟度。利用甲基萘比值 (Redke et al., 1982) (MNR) 和甲基菲指数 (Bao Jiangping et al., 1992; Song Huanxin et al., 2012) (MPI1) 定量计算渤中 19-6 气田凝析油成熟度在 1.40%~1.60% 之间, 均属于高成熟原油。对于芳烃类化合物, Kvalheim (1987) 提出用甲基菲参数 $F1 = (3-MP + 2-MP) / (3-MP + 2-MP + 9-MP + 1-MP)$ 和 $F2 = 2-MP / (3-MP + 2-MP + 9-MP + 1-MP)$

来表征成熟度, 并建立了相应的成熟度判别关系。据此计算渤中 19-6 气田凝析油 F1 和 F2 分别在 0.72~0.81、0.38~0.45 之间 (表 2), 在 F1、F2 划分成熟度的相关图上, 主要分布在 $R_o > 1.3\%$ 的高成熟区域 (图 5b)。

金刚烷类化合物具有很强的稳定性, 常用来判断高成熟阶段的原油成熟度及裂解程度。其中 Chen et al. (1996) 通过研究发现金刚烷类化合物与有机质成熟度之间存在良好的相关性, 并提出 2 个金刚烷成熟度指标 MAI、MDI, 建立了他们与成熟度之间的关系。国内外广大学者利用金刚烷成熟度参数 (MAI、MDI) 对不同盆地的高成熟油气进行的评价, 效果显著 (Fu Ning et al., 2001; Wang Yonggang et al., 2019)。渤中 19-6 气田凝析油 MAI、MDI 分别为 37%~38%、41%~43%, 根据 Chen et al. (1996) 提出的判断标准, 原油成熟度范围位于 $R_o = 1.4\% \sim 1.6\%$ 之间 (图 5c), 属于高成熟原油。Fu Ning et al. (2001) 通过对不同成熟度的烃源岩金刚烷系列研究, 将金刚烷参数 MDI 与镜质组反射率 R_o 比对, 认为 MDI 与镜质组反射率 R_o 具有很好的线性相关性, 相关系数达到 0.86, 并利用该相关关系计算了莺-琼盆地天然气的成熟度。据

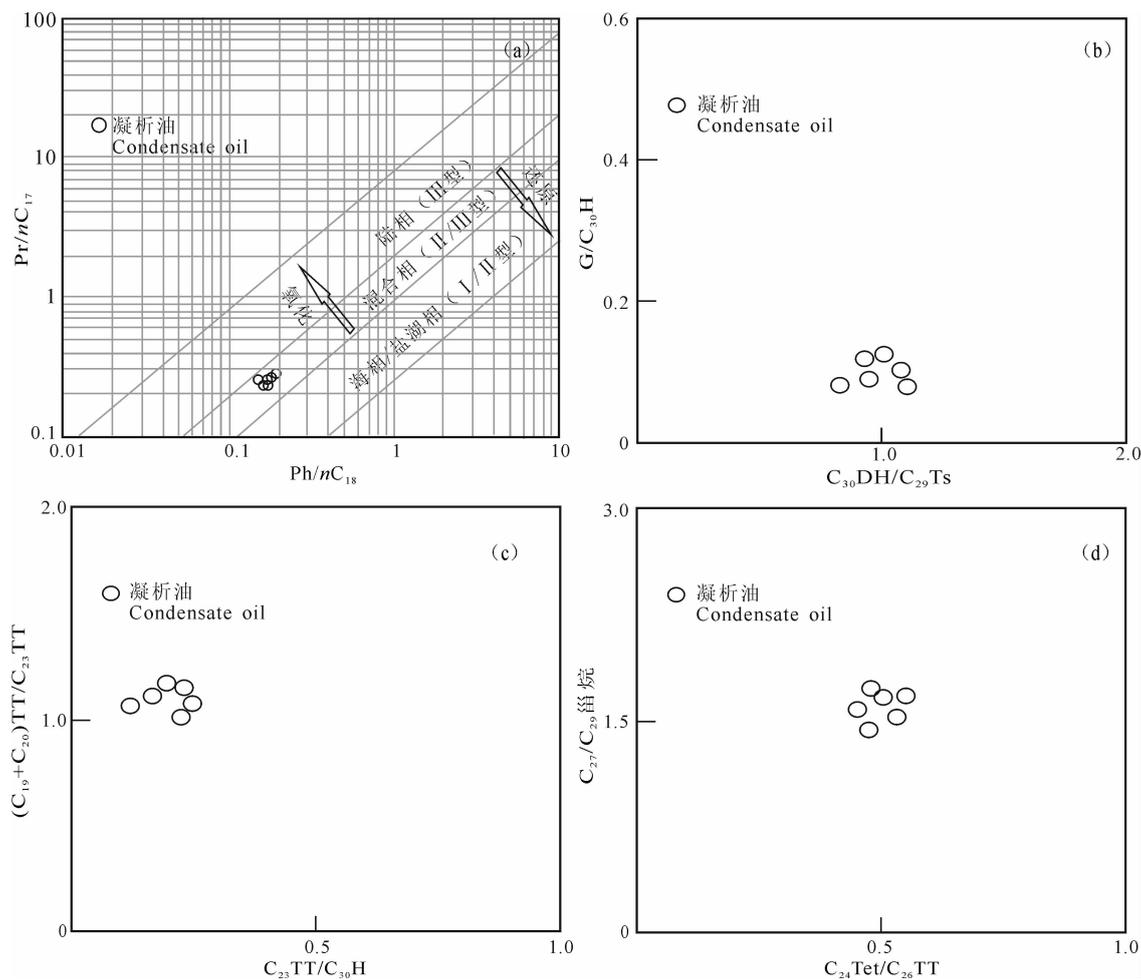


图4 渤中19-6凝析气田凝析油地球化学参数对比图

Fig. 4 The relationship of condensate oils geochemical parameters in Bozhong 19-6 condensate gas field

(a)—Pr/nC₁₇与Ph/nC₁₈关系图;(b)—C₃₀DH/C₂₉Ts与G/C₃₀DH关系图;(c)—(C₁₉+C₂₀)TT/C₂₃TT与C₂₃TT/C₃₀H关系图;
(d)—C₂₄Tet/C₂₆TT与C₂₇/C₂₉规则甾烷关系图

(a)—Relationship between Pr/nC₁₇ and Ph/nC₁₈; (b)—relationship between C₃₀DH/C₂₉Ts and G/C₃₀DH;

(c)—relationship between (C₁₉+C₂₀)TT/C₂₃TT and C₂₃TT/C₃₀H; (d)—relationship between C₂₄Tet/C₂₆TT and C₂₇/C₂₉ sterane

于此笔者将渤中19-6气田凝析油金刚烷参数MDI与莺-琼盆地天然气进行对比,通过计算认为凝析油成熟度主要集中在1.4%~1.6%之间(图5d),与前文分析一致,均表明凝析油属于高成熟阶段生成的原油。

因此,综合轻烃、全油色谱、质谱等参数,认为渤中19-6气田凝析油属于高成熟原油,来源于混合型有机质,烃源岩形成于浅水、富含黏土、低盐度、弱还原的沉积环境。

3 渤中19-6气田天然气与凝析油关系

3.1 气油对比

Mango(1990,1997)通过研究认为(2-MH+2,3-DMP)/C₇与(3-MH+2,4-DMP)/C₇和P₂/C₇

与N₂/P₃可用来判识有机质母质类型,认为相同母质生成的烃类产物应该在一条直线上,斜率一致。同时前人研究认为这些参数值不受蒸发分馏等次生作用的影响(Canipa-Morales et al.,2003),是良好的油气源岩对比参数。

渤中19-6气田天然气和凝析油轻烃的(2-MH+2,3-DMP)/C₇与(3-MH+2,4-DMP)/nC₇和P₃/nC₇与(P₂+N₂)/nC₇分布关系所示(图6),在(2-MH+2,3-DMP)/nC₇与(3-MH+2,4-DMP)/nC₇相关图上,天然气和凝析油这两类样品点比值基本分布在一条直线上,两者之间均存在良好的正相关性,相关系数为0.9984,P₃/nC₇与(P₂+N₂)/nC₇也呈直线分布,相关系数为0.9923,相关性好,表明天然气和凝析油母源具有一致性,另外计算其K₁、K₂

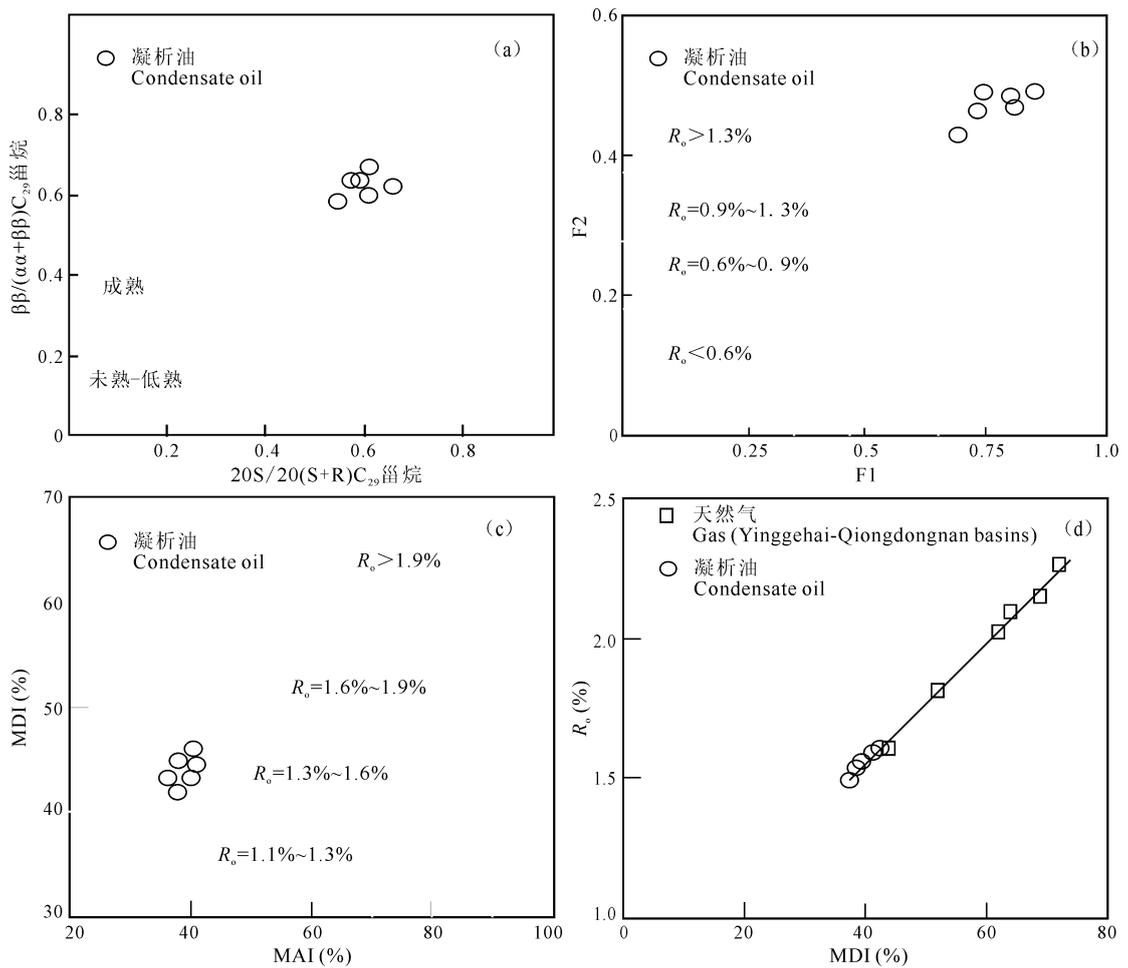


图 5 渤中 19-6 凝析气田凝析油成熟度参数关系

Fig. 5 Plots of maturity parameters of the condensate oils in Bozhong 19-6 condensate gas field

(a)— $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)C_{29}$ 与 $20S/20(S+R)C_{29}$ 关系图; (b)— $F1$ 与 $F2$ 关系图;

(c)—双金刚烷参数 MDI 与单金刚烷参数 MAI 关系图; (d)—双金刚烷 MDI 与 R_o 关系图

(a)—Relationship between $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)C_{29}$ sterane and $20S/20(S+R)C_{29}$ sterane;

(b)—relationship between $F1$ and $F2$; (c)—relationship between MDI and MAI ; (d)—relationship between MDI and R_o .

值发现,渤中 19-6 天然气的 K_1 值在 1.13~1.19 之间、 K_2 在 0.27~0.37 之间,凝析油的 K_1 值在 1.09~1.10 之间、 K_2 在 0.17~0.18 之间,两者的 K_1 、 K_2 值基本保持一致,来源相近。

Hu Guoyi et al. (2012) 研究认为凝析油和天然气相态不同,但是正庚烷、甲基环己烷和二甲基环戊烷组成差异较小,基本不影响油气成因判识。Ten Haven(1996) 研究认为以高等植物为主要生源的陆相原油轻烃中环己烷占优势,而海相原油中环戊烷很丰富。利用 C_7 轻烃三角图对渤中 19-6 气田天然气与凝析油进行判识(图 7),由图 7 可看出,天然气和凝析油轻烃 nC_7 含量一致,凝析油的甲基环己烷相对含量为 38.90%~40.25%,略高于天然气的甲基环己烷相对含量(31.50%~32.50%),两者都投

影到 II 型区域,源岩主要发育于浅水环境,源岩类型为偏腐殖型源岩。

Ten Haven(1996) 应用 Mango 参数交会图版成功划分了陆相高等植物来源、湖相低等生物来源及混合来源的气源岩母质。应用该图版,对渤中 19-6 气田天然气和凝析油源岩类型进行了标定。由图 8 可知,渤中 19-6 天然气样品点均落在图版中部混合来源区,凝析油样品同样落在图版中部混合来源区,且靠近陆相高等植物区,表明天然气和凝析油均属于混合来源的烃源岩生成,陆生高等植物具有重要的贡献。

从天然气和凝析油的轻烃图谱上来看,两者具有相似性,在 $C_5 \sim C_7$ 化合物中正构烷烃为主峰,甲基环己烷丰度较高,均具有较强的优势,同时芳烃类

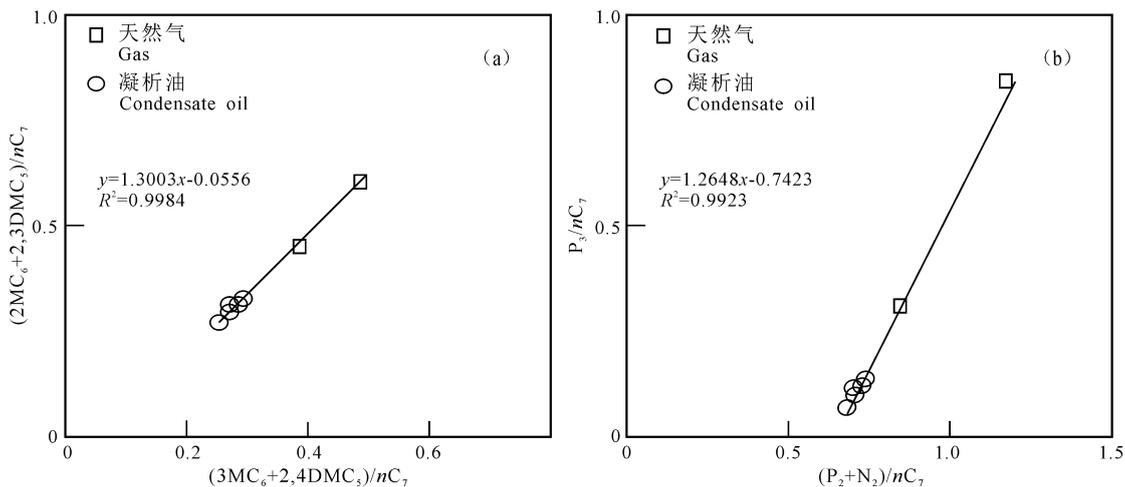


图6 渤中19-6凝析气田天然气与凝析油 $(2\text{-}MC_6+2,3\text{-}DMC_3)/nC_7$ 与 $(3\text{-}MC_6+2,4\text{-}DMC_5)/nC_7$ 和 P_3/nC_7 与 $(P_2+N_2)/nC_7$ 分布关系图

Fig. 6 Correlation of $(2\text{-}MC_6+2,3\text{-}DMC_3)/nC_7$ vs. $(3\text{-}MC_6+2,4\text{-}DMC_5)/nC_7$ and P_3/nC_7 vs. $(P_2+N_2)/nC_7$ of condensate oils from Bozhong 19-6 condensate gas field

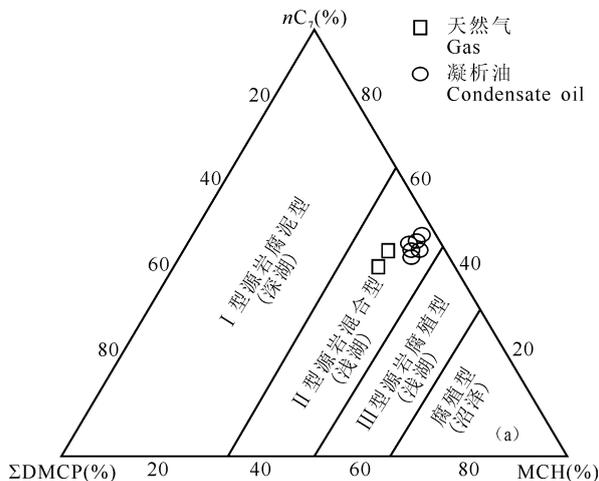


图7 渤中19-6凝析气田凝析油和天然气轻烃三角图
Fig. 7 Light hydrocarbon system triangle chart of the condensate oils and natural gas from Bozhong 19-6 condensate gas field

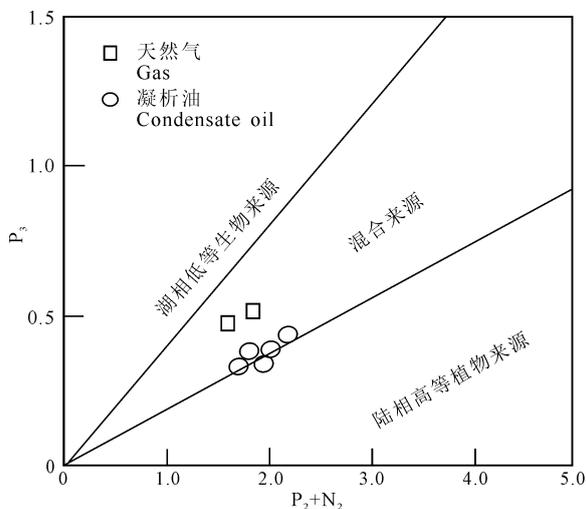


图8 渤中19-6凝析气田 P_2+N_2 与 P_3 /总烃交会图
Fig. 8 Cross plots of P_2+N_2 vs. P_3 /total oil of Bozhong 19-6 condensate gas field

化合物甲苯、苯也较为发育,与典型的腐泥型有机质具有明显差异,而甲基环己烷/正庚烷、甲苯/正庚烷略小于1和典型的腐殖型有机质也略有差异,综合表明气体和原油母源应该属于混合型,且腐殖类有机质具有较强的贡献。

3.2 气油成熟度对比

部分轻烃参数对温度的敏感性较高,和有机质成熟度具有良好的相关性,目前常用庚烷值、异庚烷值的分布区间来划分天然气成熟度范围,通常根据庚烷值和异庚烷值的相对大小将天然气分为低熟气、成熟气、高成熟气、过熟气。Canipa-Morales et

al. (2003)通过研究认为 2-MH、3-MH 和 DMP 的沸点温度接近,蒸发分馏程度相似,因此根据此参数计算的庚烷值和异庚烷值基本不受蒸发分馏作用的影响。利用庚烷值和异庚烷值判识图版对渤中19-6气田天然气和原油成熟度进行判识(图10),天然气庚烷值在28~32之间,异庚烷值在2.1~3.5之间,原油庚烷值在30~35之间,异庚烷值在2.7~3.2之间,综合判识为天然气和原油均为高熟阶段的产物。

前文利用芳烃参数、金刚烷参数对原油成熟度进行了量化,认为原油成熟度主要为1.4%~

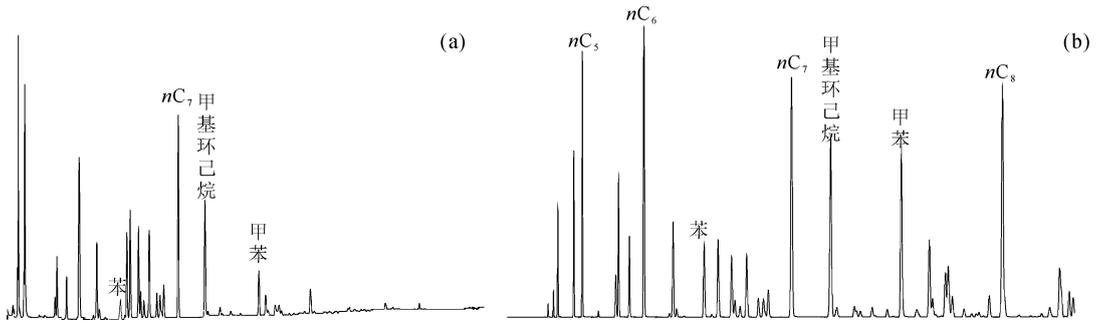


图9 渤中19-6凝析气田天然气(a)与凝析油(b)轻烃色谱图

Fig. 9 Gas chromatogram of light hydrocarbon of gas(a) and condensate oils (b) of Bozhong 19-6 condensate gas field

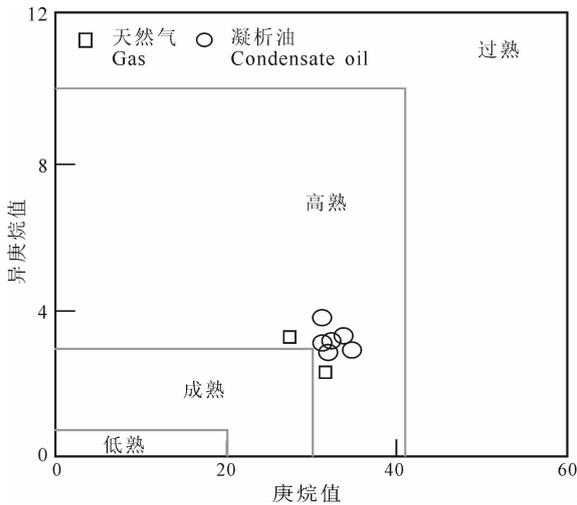


图10 渤中19-6凝析气田天然气、凝析油轻烃成熟度判别图
Fig. 10 Maturity of natural gas and condensate oils judged by light hydrocarbon of Bozhong 19-6 condensate gas field

1.6%。同样利用天然气同位素进行成熟度量,计算发现渤中19-6气田天然气成熟度在1.4%~1.6%之间,即天然气与原油成熟度一致,属于同一演化阶段的产物。

综合上述分析,对比渤中19-6天然气和凝析油的轻烃参数、母质类型和成熟度发现,两者轻烃特征一致,母质类型相同,成熟演化阶段一致,表明天然气和凝析油属于相同烃源岩在同一演化阶段生成的。

4 结论

(1)渤中19-6气田凝析油以低碳数正构烷烃为主,含有较丰富的环己烷、甲基环己烷等环烷烃和苯、甲苯等低碳数芳烃,金刚烷类化合物较发育;高碳数生物标志化合物含量较低,其中萘烷系列中伽马蜡烷、升霍烷丰度较低,重排藿烷、 C_{24} 四环萘烷丰度较高,甾烷系列中重排甾烷丰富,综合反映了原油

母质属于混合型有机质,发育于浅水、富含黏土、低盐度、弱还原的沉积水体环境。

(2)利用轻烃参数,对比渤中19-6凝析油和天然气特征,两者具有相似的母源特征,具有II型干酪根的轻烃特征;且天然气和凝析油成熟度相近,即表明天然气和凝析油为同一套烃源岩在相近地质时期生成。

References

- Bao Jiangping, Wang Tieguan, Zhou Yuqi, et al. 1992. The relationship between methyl phenanthrene ratios and the evolution of organic matter. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*, 14(4): 3~18 (in Chinese with English abstract).
- Boreham C J, Powell T G. 1993. Petroleum source rock potential of coal and associated sediments: Qualitative and quantitative aspects. In: Law B E, Eice D D, eds. *Hydrocarbon from Coal*. AAPG Studies Geol., 38: 133~157.
- Canipa-Morales N K, Galan-Vidal C A, Guzman-Vega M A, et al. 2003. Effect of evaporation on C_7 light hydrocarbon parameters. *Organic Geochemistry*, 34: 813~826.
- Chen J, Fu J, Sheng G, et al. 1996. Diamondoid hydrocarbon ratios: Novel maturity indices for highly mature crude oil. *Organic Geochemistry*, 25(3/4): 179~190.
- Chen J P, Deng C P, Wang X L, et al. 2017. Formation mechanism of condensates, waxy and heavy oils in the southern margin of Junggar Basin, NW China. *Science China Earth Sciences*, 60(5): 972~991.
- Chen Jianping, Wang Xulong, Ni Yunyan, Xiang Baoli, Liao Fengrong, Liao Jiande. 2019. The accumulation of natural gas and potential exploration regions in the southern margin of the Junggar basin. *Acta Geologica Sinica*, 93(5): 1002~1019 (in Chinese with English abstract).
- Curiale J A, Bromley B W. 1996. Migration induced compositional changes in oils and condensates of a single field. *Organic Geochemistry*, 24: 1097~1113.
- Fu Ning, Li Youchuan. 2001. Diamondoid hydrocarbon ratios as indicators of maturity in natural gas. *Acta Sedimentologica Sinica*, 19(1): 145~149 (in Chinese with English abstract).
- Horsfield B, Schenk H J, Mills N, Welte D H. 1992. An investigation of the in-reservoir conversion of oil to gas: Compositional and kinetic findings from closed-system programmed-temperature pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 19: 191~204.
- Hou Mingcai, Cao Haiyang, Li Huiyong, et al. 2019. Characteristics and controlling factors of deep buried-hill reservoirs in the BZ19-6 structural belt, Bohai Sea area. *Natural Gas Industry*, 39(1): 33~43 (in Chinese with English abstract).

- abstract).
- Hu Guoyi, Wang Weisheng, Liao Fengrong. 2012. Geochemical characteristics and its influencing factors of light hydrocarbon in coalerived gas; A case study of Sichuan Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 28(3): 905~916.
- Hu Tilin, Ge Baoxiong, Zhang Yigang, et al. 1990. The development and application of fingerprint parameters for hydrocarbons absorbed by source rocks and light hydrocarbons in natural gas. *Experimental Petroleum Geology*, 12(4): 375~394 (in Chinese with English abstract).
- Ji Hong, Huang Guanghui, Cheng Dingshu, et al. 2017. Geochemical application of light hydrocarbons in Kuqa Depression of Tarim Basin; Case study of Dawanqi-Dabei areas. *Natural Gas Geoscience*, 28(6): 965~974 (in Chinese with English abstract).
- Kvalheim O M, Christy A A, Telnaes N, et al. 1987. Maturity determination of organic matter in coals using the methylphenanthrene distribution. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 51(7): 1883~1888.
- Larter S, Mills N. 1991. Phase-controlled molecular fractionation in migrating petroleum charges. In: England W A, Fleet A J, eds. *Petroleum Migration*. Geological Society, London, Special Publications, 59: 137~147.
- Leythaeuser D, Schaefer R G, Weiner B. 1979. Generation of low molecular weight hydrocarbons from organic matter in source beds as a function of temperature and facies. *Chemical Geology*, 25(1/2): 95~108.
- Li Wei, Dou Lirong, Wen Zhigang, et al. 2017. Buried-hill hydrocarbon genesis and accumulation process in Bongor Basin, Chad. *Acta Petrologica Sinica*, 38(11): 1253~1262 (in Chinese with English abstract).
- Mango F D. 1997. The light hydrocarbons in petroleum: A critical review. *Organic Geochemistry*, 26(7-8): 417~440.
- Mango F D. 1990. The origin of light cycloalkanes in petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 54: 23~27.
- Mango F D. 2000. The origin of light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 64(7): 1265~1277.
- Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. 2005. *The Biomarker Guide; Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History*. 2nd ed. Part II. Cambridge: Cambridge University Press, 475~1155.
- Philp R P, Fan P, Lewis C A, et al. 1991. Geochemical characteristics of oils from the Chaidamu, Shanganning and Jiangnan basins, China. *Journal of Southeast Asian Earth Science*, 5(1/2/3/4): 351~358.
- Redke M, Welte D H, Willisch H. 1982. Geochemical study on a well in the western Canada Basin; retention of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46(1): 1~10.
- Shi Hesheng, Wang Qingbin, Wang Jun, et al. 2019. Discovery and exploration significance of large condensate gas fields in BZ19-6 structure in deep Bozhong sag. *China Petroleum Exploration*, 24(1): 36~45 (in Chinese with English abstract).
- Snowdon L R, Powell T G. 1982. Immature oil and condensate-modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter. *AAPG Bull.*, 66: 1422~1426.
- Song Huanxin, Wen Zhigang, Chen Xiaona. 2012. Geochemistry characteristics and genetic type of gas condensate in B Basin of Africa. *Journal of Oil and Gas Technology*, 34(8): 23~26 (in Chinese with English abstract).
- ten Haven H L. 1996. Application and limitation of Mango's light hydrocarbon parameters in petroleum correlation studies. *Organic Geochemistry*, 24(10): 957~976.
- ten Haven H L, De Leeuw J W, Rullkotter J, et al. 1987. Restricted utility of the pristane /phytane ratio as a palaeoenvironmental indicator. *Nature*, 330(6149): 641~643.
- Thompson K F M. 1987. Fractionated aromatic petroleum and the generation of gas-condensates. *Organic Geochemistry*, 11: 573~590.
- Thompson K F M. 1988. Gas-condensate migration and oil fractionation in deltaic systems. *Marine and Petroleum Geology*, 5(3): 237~246.
- Thompson K F M. 2010. Aspects of petroleum basin evolution due to gas advection and evaporative fractionation. *Organic Geochemistry*, 41: 370~385.
- Thompson K F M. 2016. Hybrid gas condensates and the evolution of their volatile light hydrocarbons. *Organic Geochemistry*, 93: 32~50.
- Tissot B P, Welte D H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin-Heidelberg-New York-Tokyo: Springer-Verlag, 1~699.
- Wang Peirong, Xu Guanjun, Xiao Tingrong, et al. 2007. Application of C₇ light hydrocarbon parameters in identifying source rock depositional environment. *Petroleum Exploration and Development*, 34(2): 156~159 (in Chinese with English abstract).
- Wang Peirong, Xu Guanjun, Xiao Tingrong, et al. 2008. Application of C₅-C₁₃ light hydrocarbons in depositional environment diagnosis. *Progress in Natural Science*, 18(9): 1129~1137.
- Wang Tieguan, Zhong Ningning, Hou Dujie, et al. 1995. The role of bacteria in the mechanism of hydrocarbon generation in Banqiao Sag. *Science in China (Series B)*, 25: 882~889.
- Wang Yonggang, Tian Yankuan, Zhan Zhaoen, et al. 2019. Characteristics and implications of diamondoids in crude oils from the Xihu depression, East Sea basin, China. *Natural Gas Geoscience*, 30(4): 582~592 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zhaoyun, Ma Chao, Gong Deyu, Jiang Hua. 2020. The origin of bitumen and its significance for hydrocarbon accumulation process. *Acta Geologica Sinica*, 94(11): 3436~3448 (in Chinese with English abstract).
- Xu Changgui, Yu Haibo, Wang Jun, et al. 2019. Formation conditions and accumulation characteristics of Bozhong 19-6 large condensate gas field in offshore Bohai Bay basin. *Petroleum Exploration and Development*, 46(1): 1~14.
- Xue Yongan, Li Huiyong. 2018. Large condensate gas field in deep Archean metamorphic buried hill in Bohai Sea; discovery and geological significance. *China Offshore Oil and Gas*, 30(3): 1~9 (in Chinese with English abstract).
- Ye Tao, Wei Ajuan, Gao Kunshun, et al. 2018. The characteristics of soft-sediment deformation structures within the Lower Palaeozoic of Southwest Bohai Sea and its geological implications. *Geological Review*, 64(6): 1530~1540 (in Chinese with English abstract).
- Ye Tao, Wei Ajuan, Lu Fengting, et al. 2019. Characteristic of inversion tectonics of Pre-Cenozoic and formation mechanism in southwest of Bohai Bay area. *Acta Geologica Sinica*, 93(2): 317~328 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Shuichang. 2000. Migration fractionation: an important mechanism for the formation of condensate and waxy oils. *Chinese Science Bulletin*, 45(14): 667~670.
- Zhu Yangming, Zhang Chunming. 1999. Application of Mango's light hydrocarbon parameters in classification of oils from Tarim basin. *Geochimica*, 28(1): 26~33 (in Chinese with English abstract).

参 考 文 献

- 包建平, 王铁冠, 周玉琦, 等. 1992. 甲基菲比值与有机质热演化的关系. *石油天然气学报(江汉石油学院学报)*, 14(4): 3~18.
- 陈建平, 王绪龙, 倪云燕, 向宝力, 廖凤蓉, 廖键德. 2019. 准噶尔盆地南缘天然气成藏及勘探方向. *地质学报*, 93(5): 1002~1019.
- 傅宁, 李友川. 2001. 估算天然气成熟度的新指标——金刚烷指标. *沉积学报*, 19(1): 145~149.
- 侯明才, 曹海洋, 李慧勇, 等. 2019. 渤海海域渤中 19-6 构造带深层潜力储层特征及其控制因素. *天然气工业*, 39(1): 33~43.
- 胡惕麟, 戈葆雄, 张义纲, 等. 1990. 源岩吸附烃和天然气轻烃指纹参

数的开发和应用. 石油实验地质, 12(4): 375~394.

纪红, 黄光辉, 成定树, 等. 2017. 塔里木盆地库车坳陷大宛齐—大北地区原油轻烃特征及地球化学意义. 天然气地球科学, 28(6): 965~974.

李威, 窦立荣, 文志刚, 等. 2017. 乍得 Bongor 盆地潜山油气成因和成藏过程. 石油学报, 38(11): 1253~1262.

施和生, 王清斌, 王军, 等. 2019. 渤中凹陷深层渤中19-6构造大型凝析气田的发现及勘探意义. 中国石油勘探, 24(1): 36~45.

宋换新, 文志刚, 陈晓娜. 2012. 非洲B盆地轻质油地球化学特征与成因类型研究. 石油天然气学报, 34(8): 23~26.

王培荣, 徐冠军, 肖廷荣, 等. 2007. 用C₇轻烃参数判识烃源岩沉积环境的探索. 石油勘探与开发, 34(2): 156~159.

王铁冠, 钟宁宁, 侯读杰, 等. 1995. 细菌在板桥凹陷生烃机制中的作用. 中国科学(B辑), 25: 882~889.

王勇刚, 田彦宽, 詹兆文, 等. 2019. 东海盆地西湖凹陷原油中金刚烷

类化合物特征及意义. 天然气地球科学, 30(4): 582~592.

王兆云, 马超, 龚德瑜, 姜华. 2020. 沥青成因及反映的油气成藏过程. 地质学报, 94(11): 3436~3448.

徐长贵, 于海波, 王军, 等. 2019. 渤海海域渤中19-6气田形成条件与成藏特征. 石油勘探与开发, 46(1): 1~14.

薛永安, 李慧勇. 2018. 渤海海域深层太古界变质岩潜山大型凝析气田的发现及其地质意义. 中国海上油气, 30(3): 1~9.

叶涛, 韦阿娟, 高坤顺, 等. 2018. 渤海西南海域寒武系崮山组软沉积物变形构造特征及地质意义. 地质论评, 64(6): 1530~1540.

叶涛, 韦阿娟, 鲁凤婷, 胡志伟, 孙哲, 邓辉. 2019. 渤海海域西南部前新生代反转构造特征及成因机制. 地质学报, 93(2): 317~328.

张水昌. 2000. 运移分馏作用: 凝析油和蜡质油形成的一种重要机制. 科学通报, 45: 667~670.

朱扬明, 张春明. 1999. Mango轻烃参数在塔里木原油分类中的应用. 地球化学, 28(1): 26~33.

Genetic type of condensates oil and oil-gas relationship in the Bozhong 19-6 gas field, Bohai Bay basin

LI Wei*, LI Youchuan, LAN Lei, FU Ning, WANG Ke

CNOOC Research Institute Co. Ltd., Beijing, 100028

* Corresponding author: liwei173@cnooc.com.cn

Abstract

The discovery of Bozhong 19-6 gas field, the largest integrated condensate gas field in eastern China in 2018, has opened up a new field of deep gas exploration in the Bohai Bay basin, showing great potential for gas exploration in oil-type basins with multiple sets of source rocks with different maturity and various chemical features. Condensate and natural gas co-exist in Bozhong 19-6 gas field located in the southwest of Bozhong Sag. The formation mechanism of condensate gas has been seriously debated for long time; however, no study has integrated it with genetic types of condensate oil. Taking the Bozhong 19-6 condensate gas as an example, this study employs geological and geochemical methods to determine the formation mechanism of condensates oil and condensates gas in a complicated petroliferous area, and reveals the causes of the co-occurrence of condensates gas and oil in this region. Based on detailed geochemical analyses of 6 condensates oils, it is found that the condensates are dominated by low carbon number n-alkanes and enriched in light naphthenics and aromatic hydrocarbons. Adamantanes are present in abundance, with low abundance of high carbon biomarkers. It is concluded that condensate oils belong to mixed high mature crude oil. Combined with the comparison results of condensate oils and natural gas in this area, it is concluded that the condensate oils and natural gas belong to the same set of hydrocarbon compounds generated by the same source rock at the same stage, and they are both the products of the source rock.

Key words: Bozhong depression; natural gas; condensate oil; light hydrocarbon; oil-gas correlation