

# 渤海海域深层潜山油气地球化学特征及油气来源

李慧勇<sup>1</sup> 徐云龙<sup>2,3</sup> 王飞龙<sup>1</sup> 罗小平<sup>2,3</sup> 于海波<sup>1</sup>

1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司 2. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·成都理工大学  
3. 成都理工大学能源学院

**摘 要** 渤海湾盆地渤海海域渤中 19-6 深层潜山构造带周缘发育多个富烃深次洼, 油气聚集条件复杂, 对其油气的有机地球化学特征及主要来源认识尚不明确。为此, 利用饱和烃及轻烃色谱、色谱-质谱、天然气组分及碳同位素组分检测等地球化学测试技术对该潜山构造带的原油、天然气与其周缘富烃深次洼烃源岩的地球化学特征进行对比分析, 运用油-源生物标志化合物分析技术, 系统研究了渤中 19-6 潜山构造带油气的来源与特征。结果表明: ①渤中 19-6 深层潜山构造带周缘凹陷主要发育古近系东营组二段下亚段、东营组三段、沙河街组一段及沙河街组三段上亚段等 4 套烃源岩, 其中东三段和沙三上亚段烃源岩为其主力烃源灶, 有机质丰度较高, 为偏腐泥混合型有机质类型, 已进入生烃高峰期; ②深层太古界潜山及上覆古近系孔店组天然气为典型的油型气, 具有不同成熟度天然气混合特征, 成藏过程具有多阶段性; ③浅层与深层油气来源都具有 3 套烃源岩混源输入的特征, 但仍存在着差异性, 其中浅层油气来源以东三段烃源岩的输入为主, 并且可能存在着东二下亚段烃源岩的输入, 而深层油气来源则以沙三上亚段烃源岩的输入为主。结论认为, 该区油气源条件复杂, 油气源主要以周缘富烃深次洼内沙三上亚段烃源岩为主, 其深层凝析气藏表现出多期次油型气输入的特征。

**关键词** 渤海湾盆地 渤海海域 渤中凹陷南部 深层潜山 有机地球化学 烃源灶 生物标志化合物 油源对比

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2019.01.005

## Geochemical characteristics and sources of oil and gas in deep buried hills, Bohai Sea area

Li Huiyong<sup>1</sup>, Xu Yunlong<sup>2,3</sup>, Wang Feilong<sup>1</sup>, Luo Xiaoping<sup>2,3</sup> & Yu Haibo<sup>1</sup>

(1. Tianjin Branch Company of CNOOC, Tianjin 300452, China; 2. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation//Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 39, ISSUE 1, pp.45-56, 1/25/2019. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** Many hydrocarbon-rich deep subsags are developed in the periphery of the BZ19-6 deep buried-hill structural belt in the Bohai Sea area, Bohai Bay Basin, and their hydrocarbon accumulation conditions are complicated. So far, the organic geochemical characteristics and main sources of their oil and gas have not been figured out. In this paper, the geochemical characteristics of crude oil and natural gas in this belt and those of the source rocks of hydrocarbon-rich deep subsags around the buried-hill structure belt were analyzed by means of geochemical testing technologies, such as saturated hydrocarbon and light hydrocarbon chromatography, chromatography-mass spectrometry, detection of natural gas components and carbon isotope components. Then, the sources and characteristics of oil and gas in the BZ19-6 deep buried-hill structural belt were studied systematically by using the oil-source biomarker analysis technology. And the following research results were obtained. First, in the peripheral sags of this belt are mainly developed four sets of source rocks, i.e., the lower submember of the second Member of Paleogene Dongying Fm ( $E_2d_2^1$ ), the third Member of Dongying Fm ( $E_2d_3$ ), the first Member of Shahejie Fm ( $E_2s_1$ ) and the upper submember of the third Member of Shahejie Fm ( $E_2s_3^2$ ). Among them,  $E_2d_3$  and  $E_2s_3^2$  are the principal hydrocarbon source kitchens. Their organic abundance is relatively high and their organic matter is of sapropel-prone mixed type. And now they are in the peak stage of hydrocarbon generation. Second, natural gas in the Archean deep buried hill and its overlying Paleogene Kongdian Fm ( $E_1k$ ) is typical oil-type gas. It presents the mixed characteristics of natural gas with different maturities and multiple stages of hydrocarbon accumulation process. Third, the source of oil and gas in shallow layers is different from that in deep layers, though they both present the mixed source input characteristics of three sets of source rocks. The oil and gas in shallow layers is mainly derived from  $E_2d_3$  source rocks and possibly from  $E_2d_2^1$  source rocks, while the oil and gas in deep layers is mainly derived from  $E_2s_3^2$  source rocks. In conclusion, the hydrocarbon source conditions in this area are complex, the hydrocarbon source is mainly contributed by the  $E_2s_3^2$  source rocks in the hydrocarbon-rich deep subsags in the periphery of this belt, and the deep condensate gas reservoirs are characterized by multi-stage oil-type gas input.

**Keywords:** Bohai Bay Basin; Bohai Sea area; Southern Bozhong Sag; Deep buried hill; Organic geochemistry; Hydrocarbon source kitchen; Biomarker; Oil source correlation

**基金项目:** 国家科技重大专项“渤海潜山成藏综合研究与有利勘探方向”(编号: 2016ZX05024-003-010)、中海石油(中国)有限公司科研项目“渤海海域潜山石油地质特征、典型油气藏成藏机理与有利勘探区带预测”(编号: CCL2014TJXZSS0870)。

**作者简介:** 李慧勇, 1978 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事海上油气勘探方面的研究工作。地址: (300450) 天津市滨海新区海川路 2121 号。ORCID: 0000-0002-7041-0430。E-mail: lihy@cnooc.com.cn

**通信作者:** 徐云龙, 1988 年生, 博士研究生; 主要从事石油与天然气有机地球化学、油气成藏方面的研究工作。地址: (610059) 四川省成都市成华区二仙桥东三路 1 号。ORCID: 0000-0003-2792-1363。E-mail: xuyclcut@163.com

# 0 引言

潜山油气藏是指位于区域不整合面之下的较老地层中凸起的含油气体，其烃源主要来自上覆或侧向较新烃源岩，不整合面或断层面是油气运移的通道<sup>[1-2]</sup>。近年来，渤海湾盆地渤中凹陷周缘凸起带及斜坡带陆续发现大中型潜山油气田，如PL9-1、渤中28-1油气田等<sup>[3-5]</sup>。渤中19-6潜山构造带为近期发现的较大型含油气构造带，发育太古界深层花岗岩潜山储层和其上覆的古近系古新统孔店组砂砾岩储层，均为优质储层，新近系中新统馆陶组储层发育也较好<sup>[6]</sup>。构造带周缘发育多个富烃深次洼，且构造带多层次立体含油气，其油气来源及聚集条件极其复杂，深、浅层天然气与原油有机地球化学特征及油气主要来源不明确。因此，需要对其油气来源及聚集机理开展研究。

笔者通过对渤中19-6潜山构造带天然气及原油有机地球化学特征开展分析，结合其周缘富烃深次洼烃源岩有机地球化学特征，运用油-源生物标志化合物分析技术，在前人沉积-构造演化特征研究的基础上，系统研究渤中19-6潜山构造带油气来源特征，以期为该区下一步油气勘探提供理论支撑。

# 1 地质概况

渤海湾盆地是典型的裂谷盆地<sup>[7]</sup>，渤中19-6潜山构造带及周缘发育古近系古新统一始新统孔店组(E<sub>1-2</sub>k)、始新统沙河街组(E<sub>2</sub>s)、渐新统东营组(E<sub>3</sub>d)、新近系中新统馆陶组(N<sub>1</sub>g)、上新统明化镇组(N<sub>2</sub>m)、第四系平原组(Q)、太古界(Ar)花岗岩潜山。此外沙河街组三段上亚段(以下简称沙三上亚段, E<sub>2</sub>s<sub>3</sub><sup>2</sup>)、东营组三段(以下简称东三段, E<sub>3</sub>d<sub>3</sub>)、东营组二段下亚段(以下简称东二下亚段, E<sub>3</sub>d<sub>2</sub><sup>1</sup>)为主要烃源岩层,此外沙河街组一段(以下简称沙一段, E<sub>2</sub>s<sub>1</sub><sup>1</sup>)暗色泥岩厚度较薄,虽具备生烃能力,但本文未作为主要烃源岩层研究;馆陶组、明化镇组、孔店组、沙一段及沙河街组三段下亚段(以下简称沙三下亚段, E<sub>2</sub>s<sub>3</sub><sup>1</sup>)发育碎屑岩储层,太古界发育花岗岩潜山储层,均为含油气层(图1)。为了方便研究,根据研究区储层埋深及其油气藏含油气性质变化特征,将孔店组以上储层定义为浅层储层,目前已发现馆陶组、明化镇组、沙一段、沙三下亚段等浅层储层,孔店组及以下层位储层定义为深层,目前已发现孔店组和太古界花岗岩储层。其中太古界花岗岩储层埋藏较深,埋深超过4 000 m。

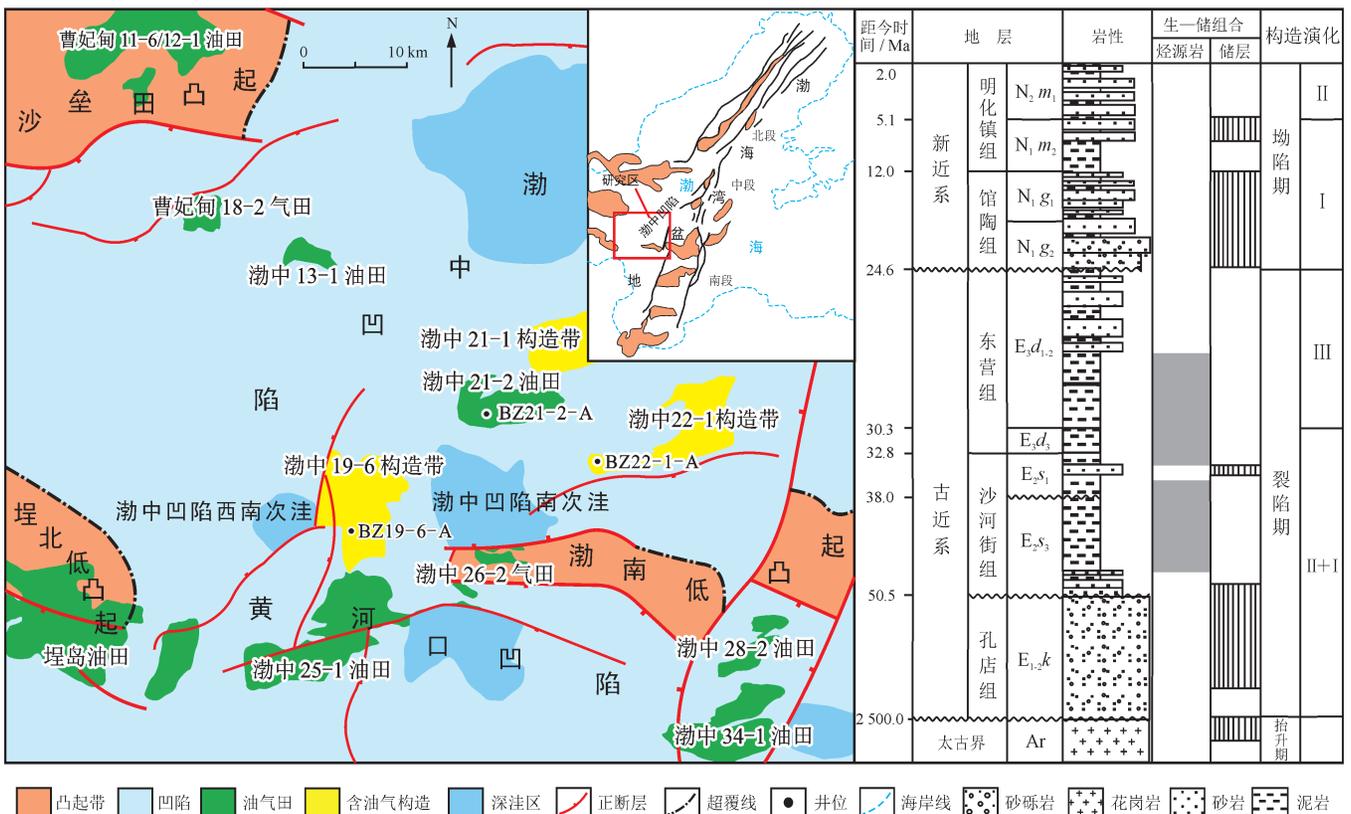


图 1 渤中 19-6 潜山构造带区域位置及地层综合柱状图

渤中 19-6 潜山构造带位于渤海湾盆地南部海域, 处于渤中凹陷西南斜坡带, 东南与渤南低凸起毗邻, 西接埕北低凸起, 北为渤中凹陷主洼, 南部为黄河口凹陷。渤中 19-6 潜山构造带是被渤中凹陷西南次洼和渤中凹陷南次洼所夹持的具有洼中隆特征的背斜构造带<sup>[8]</sup> (图 1)。

研究区构造演化整体上可划分为 6 个阶段: 构造抬升期 (中侏罗世—白垩纪末期)、裂陷 I 幕 (孔店组—沙三段沉积时期)、裂陷 II 幕 (沙三段—沙二段沉积时期)、裂陷 III 幕 (沙二段—东一段沉积时期)、裂后热沉降拗陷幕 (馆陶组—明化镇组下段沉积时期) (图 1)、新构造运动改造阶段 (明化镇组上段沉积时期至今)<sup>[9]</sup>。

## 2 样品及实验

本次研究所有样品均取自渤中 19-6 潜山构造带及邻区实际钻井的岩心、岩屑、天然气、油砂及原油。烃源岩样品取自 BZ19-6-A、BZ22-1-B、BZ21-2-A 等 3 口井的东三段、东二下亚段、沙三上亚段暗色泥岩, 每口井分层位间隔采样共 32 件; 天然气、原油及油砂取自各单井产油产气层位, 共 18 件。

原油物性检测实验检测依据 NB/SH/T 0870—2013《石油产品动力黏度和密度的测定及运动黏度的计算斯塔宾格黏度计法》, 进行 SVM3000 运动黏度/密度计实验分析。

天然气样品组分分析采用 HP6890 型气相色谱仪, 单个烃类气体组分通过毛细管柱 (PLOT Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 50 m×0.53 mm) 分离, 通过 2 个毛细管柱 (PLOT—5A 分子筛 30 m×0.53 mm, PLOT—Q 30 m×0.53 mm) 分离稀有气体。气相色谱仪炉温首先设定在 30 °C 保持 10 min, 然后以 10 °C/min 的速率升高到 180 °C。天然气同位素分析采用 Delta S GC/C/IRMS 同位素质谱仪, 气体组分通过气相色谱仪分离, 然后转化为 CO<sub>2</sub> 注入到质谱仪。单个烷烃气组分 (C<sub>1</sub> ~ C<sub>5</sub>) 和 CO<sub>2</sub> 通过色谱柱 (PLOT—Q 30 m) 分离, 色谱柱升温过程为 35 °C 升至 80 °C (升温速率为 8 °C/min), 再升至 260 °C (升温速率为 5 °C/min), 在最终温度保持炉温 10 min。

原油与岩石轻烃气相色谱分析使用美国 Agilent 6890 型气相色谱仪, 配用 PONA 色谱柱。标样为 1-己烯; 载气为 99.999% 氦气, 流速为 1 mL/min; 进样口温度 230 °C; 分馏进样, 分流比为 100:1; 升温程序设定初始温度为 35 °C, 以 0.5 °C/min 速率升

至 60 °C, 再以 2 °C/min 速率升至 200 °C, 最后以 6 °C/min 速率升至 230 °C 并保持 40 min; 检测方式为火焰离子化检测 (FID)。

烃源岩和原油样品抽提物色谱实验检测依据 GB/T 18606—2001《气相色谱质谱法测定沉积物和原油中生物标志物》, 先经索氏抽提后, 采用硅胶/氧化铝柱色谱分离法进行族组分分离, 分别用正己烷、二氯甲烷/正己烷 (体积比 3:1) 及二氯甲烷/甲醇 (体积比 2:1) 洗脱, 得到饱和烃、芳烃和非烃组分。对饱和烃进行尿素络合法获取正构烷烃单体烃组分, 然后对其进行色谱 (GC) 和色谱—质谱联用仪 (GC-MS) 分析。

天然气组分、天然气同位素、烃源岩总有机碳含量 (TOC)、烃源岩和原油样品抽提物轻烃、色谱、物性等分析试验均在中海石油 (中国) 有限公司天津分公司实验中心渤海实验中心完成。

## 3 结果与讨论

### 3.1 烃源岩地球化学特征

渤中 19-6 潜山构造带主要发育东二下亚段、东三段及沙三上亚段等 3 套有效烃源岩, 实验数据表明, 东三段、沙三上亚段烃源岩相对东二下亚段烃源岩有机质丰度更高, 残余 TOC 分别介于 1.60% ~ 3.26%、1.56% ~ 3.60%, 平均值分别为 2.84%、2.45%; 总烃平均值分别为 2.603 08 mg/g、4.411 31 mg/g; 游离烃量+热解烃量 (S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub>) 平均值分别为 14.35 mg/g、11.41 mg/g。依据中国陆相盆地泥质岩类有机质类型和丰度评价标准<sup>[10]</sup>, 东三段和沙三上亚段烃源岩均为好—最好烃源岩, 而东二下亚段烃源岩为中—好烃源岩。由于烃源岩样品的井位分布在低凸起带, 其镜质体反射率 (R<sub>o</sub>) 相对构造带两侧深洼较低, 但 3 套烃源岩仍均已达到生烃门限 (表 1)。

依据烃源岩样品岩石热解及干酪根镜下显微组分鉴定, 东三段及沙三上亚段烃源岩有机质类型均以偏腐泥混合型干酪根为主, 而东二下亚段烃源岩有机质存在偏腐殖混合型干酪根, 以混合型干酪根混合为主 (图 2)。

有机质丰度较高的东三段及沙三上亚段烃源岩为渤中 19-6 潜山构造带油气的主力供烃灶, 有机质类型主要为偏腐泥混合型干酪根, 也显示出深层天然气来源应以油型气为主。

### 3.2 原油地球化学特征

原油的密度、黏度及含蜡量是原油重要的物理

表 1 渤中 19-6 潜山构造带烃源岩地球化学特征参数表

层位	岩性	TOC	$(S_1+S_2) / (\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	总烃含量 / $(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	$T_{\text{max}} / ^\circ\text{C}$	$R_o$	干酪根类型
$E_3d_3^1$	泥岩	0.45% ~ 2.81% (1.01%)	0.49 ~ 14.44 (3.18)	0.227 57 ~ 0.817 63 (0.395 76)	156 ~ 445	0.58% ~ 1.05%	偏腐泥混合型 偏腐殖混合型
$E_2d_3$	泥岩	1.60% ~ 3.26% (2.84%)	9.37 ~ 19.97 (14.35)	2.558 16 ~ 2.648 00 (2.603 08)	287 ~ 477	0.69% ~ 1.56%	偏腐泥混合型
$E_2s_3^2$	泥岩	1.56% ~ 3.60% (2.45%)	5.87 ~ 21.75 (11.41)	3.887 04 ~ 4.935 57 (4.411 31)	321 ~ 489	0.69% ~ 0.73%	偏腐泥混合型

注：括号内表示平均值

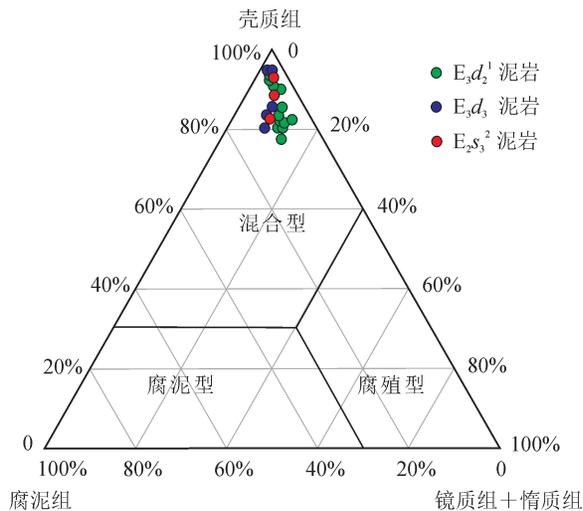


图 2 渤中 19-6 潜山构造带烃源岩干酪根组分三相图

性质参数，其差异性能够指示不同油气藏聚集过程中的多种性质变化<sup>[11]</sup>。渤中 19-6 潜山构造带深层与浅层油藏原油性质（原油密度、黏度、含蜡量及沥青质含量）存在明显的差异。

浅层油藏馆陶组及沙一段原油密度介于 0.84 ~ 0.93 g/cm<sup>3</sup>；黏度分布范围较大，介于 8.13 ~ 240.00 mPa·s；含蜡量介于 9.43% ~ 18.73%；沥青质含量介于 3.54% ~ 6.54%；表现出高密度、高黏度、低含蜡量、高沥青质的普通原油特征。深层油藏孔店组

及太古界原油密度介于 0.76 ~ 0.79 g/cm<sup>3</sup>；黏度介于 1.24 ~ 2.44 mPa·s；含蜡量介于 7.32% ~ 17.79%；沥青质含量介于 0.02% ~ 0.31%；表现出低密度、低黏度、高含蜡量、低沥青质的轻质原油的特征（表 2）。值得注意的是，BZ19-6-A 井深层油藏的原油相对于浅层油藏原油具有密度相对偏低、含蜡量高、含沥青质低的特征，原油物性的变化反映出该井深层原油可能遭受天然气气洗作用。此特征反映出晚期深注内高成熟的天然气只充注了深层储层，浅层储层未经历成熟天然气的充注气洗作用<sup>[12-13]</sup>。

### 3.3 天然气地球化学特征

#### 3.3.1 天然气组分特征

渤中 19-6 潜山构造带深层天然气以凝析气为主，其中甲烷含量介于 75.44% ~ 78.05%，乙烷含量介于 8.03% ~ 8.15%，丙烷含量介于 2.91% ~ 3.15%，并含有微量的丁烷和戊烷（表 3）。非烃类气体中 CO<sub>2</sub> 含量较高，介于 6.88% ~ 10.89%，N<sub>2</sub> 含量较低，介于 0.32% ~ 0.60%，干燥系数平均值为 0.85（表 3），表现为典型湿气特征<sup>[14]</sup>。

#### 3.3.2 天然气碳同位素特征

深层天然气碳同位素数据显示，甲烷碳同位素值介于 -38.8‰ ~ -38.5‰，乙烷碳同位素为 -27.0‰。

表 2 渤中 19-6 潜山构造带原油物性参数表

井号	层位	深度 /m	密度 / $(\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	黏度 / $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	含蜡量	沥青质含量	胶质含量
BZ19-6-A	N <sub>1g</sub>	2 632.5	0.930 4	240.000	9.43%	6.54%	13.93%
BZ19-6-A	E <sub>2s1</sub>	3 521.1	0.841 6	8.134	18.73%	3.54%	8.97%
BZ19-6-D	E <sub>1-2k</sub>	4 079.2	0.763 6	2.064	7.32%	0.02%	0.57%
BZ19-6-A	E <sub>1-2k</sub>	3 566.8 ~ 3 634.0	0.771 7	1.416	13.95%	0.31%	0.76%
BZ19-6-A	Ar	4 043.4 ~ 4 142.0	0.769 8	1.244	11.80%	0.15%	0.84%
BZ19-6-B	Ar	3 873.7 ~ 3 923.5	0.776 7	1.539	15.04%	0.28%	0.41%
BZ19-6-C	Ar	3 879.0 ~ 3 998.7	0.786 5	2.136	13.84%	0.14%	1.28%
BZ19-6-C	Ar	4 261.0	0.788 4	2.438	17.79%	0.25%	1.40%

表 3 渤中 19-6 潜山构造带深层天然气组成表

井号	深度 /m	地层	主要组分及其含量							干燥系数	C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> <sup>+</sup>	
			C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> <sup>+</sup>	CO <sub>2</sub>			N <sub>2</sub>
BZ19-6-A	4 043.4 ~ 4 142.0	Ar	75.44%	8.15%	2.91%	0.49%	0.95%	0.59%	10.89%	0.60%	0.85	5.76
BZ19-6-A	3 566.8 ~ 3 634.0	E <sub>1</sub> k	78.05%	8.03%	3.15%	0.52%	1.04%	1.21%	6.88%	0.32%	0.85	5.59

丙烷、丁烷碳同位素发生倒转 ( $\delta^{13}C_3 > \delta^{13}C_4$ )，烷烃气同位素的倒转推测为煤成气与油型气的混合，同型不同源气或同源不同期气的混合两种可能<sup>[15-16]</sup>。CO<sub>2</sub> 碳同位素值介于 -3.60‰ ~ -7.00‰，结合天然气中表现出的高 CO<sub>2</sub>，根据戴金星等<sup>[17-18]</sup>提出的判别标准，主要为无机成因，可能为有机酸溶蚀储层中碳酸盐岩矿物所形成。

### 3.3.3 天然气成因与来源

根据天然气母质来源的成因分类，天然气可分为干酪根裂解气（初次裂解气）与原油裂解气（包括可溶有机质裂解气，即二次裂解气）等不同成因类型<sup>[19-21]</sup>，运用 Lorant 等<sup>[22]</sup>、Berner 和 Faber<sup>[23]</sup> 根据封闭体系热模拟实验条件下气体组成与碳同位素值的变化，建立的乙烷、丙烷组分与碳同位素鉴定干酪根裂解气以及原油裂解气鉴定图版（图 3-a）。渤中 19-6 潜山构造带深层天然气主要为干酪根裂解气，即初次裂解气。与相邻区域渤中 21-2 及渤中 22-1 构造带深层天然气相比较，成因类型更为简单。

C<sub>1</sub>/(C<sub>2</sub>+C<sub>3</sub>)— $\delta^{13}C_1$  相关图（Bernard 图<sup>[24]</sup>）同样可以用于天然气成因的鉴别，渤中 19-6 潜山构造

带深层天然气在 Bernard 图上表现为典型热成因气的特征，分布在典型混合型型和腐殖型干酪根热成因气区域之间，表现出以偏腐殖型干酪根热成因气为主的特征（图 3-b）。与相邻区域渤中 21-2 及渤中 22-1 构造带深层天然气相比较，成因类型分布较为集中，具有一定的相似性。

有机热成因烷烃气碳同位素组成受烃源岩类型和成熟度的控制，其中，甲烷碳同位素值受烃源岩成熟度影响最为明显。由于研究区深层天然气为典型热成因气，因此，利用 Stahl 和 Garey<sup>[25]</sup>、戴金星和戚厚发<sup>[26]</sup>、沈平等<sup>[27]</sup> 总结出的  $\delta^{13}C_1$ —R<sub>o</sub> 经验公式计算对天然气成熟度进行计算，计算的 R<sub>o</sub> 值介于 1.4% ~ 1.7%，天然气成熟度均较高，说明研究区深层天然气来源主要为洼陷内较深层烃源岩，天然气母质热演化程度较高。研究区天然气成熟度与深度的关系说明天然气母质来源及充注的次序与时期的差异，表现出天然气在成藏过程中的复杂特征。

### 3.4 原油与天然气来源

#### 3.4.1 轻烃特征

油气藏的次生变化可以影响原油中轻烃特征，

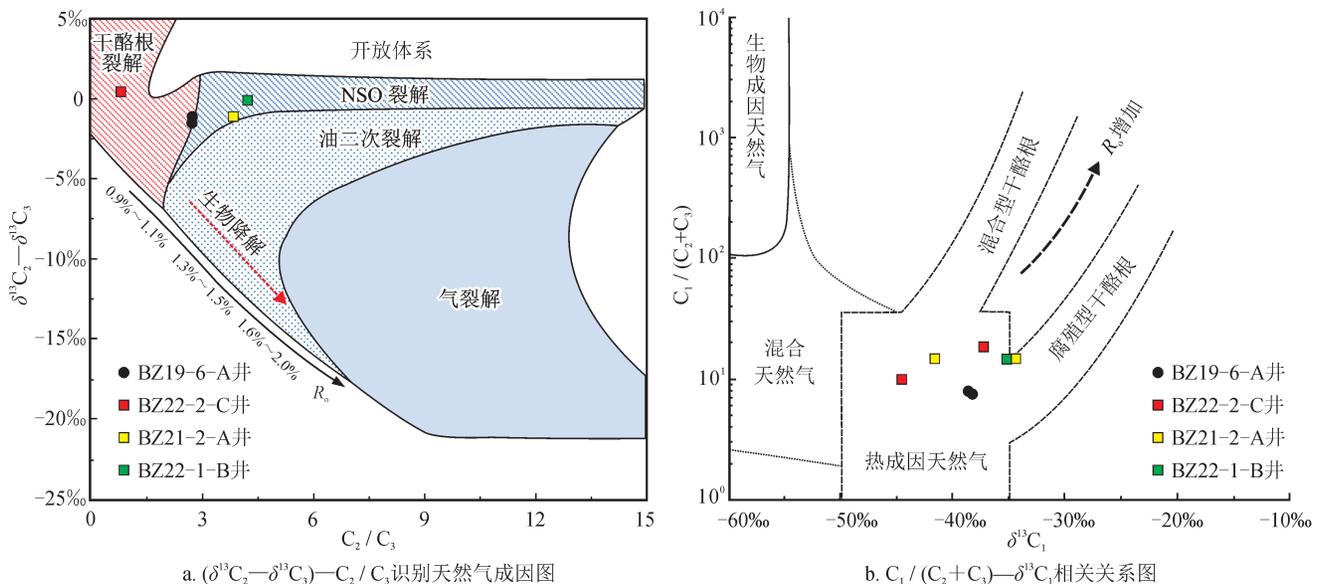


图 3 渤中 19-6 潜山构造带深层天然气成因识别图版

如生物降解和蒸发分馏等作用，从而影响油源对比中参数的准确性。根据 Thompson<sup>[28-29]</sup> 提出的运用甲苯 / 正庚烷和正庚烷 / 甲基环己烷这两个比值判断轻烃次生蚀变模式可以看出，所选取的所有原油样品大部分未发生生物降解和蒸发分馏等作用，主要为成熟作用的影响，且浅层馆陶组及沙一段原油样品成熟度显示较低，深层孔店组及太古界潜山原油样品成熟度相对较高，具有明显的分异性（图 4）。

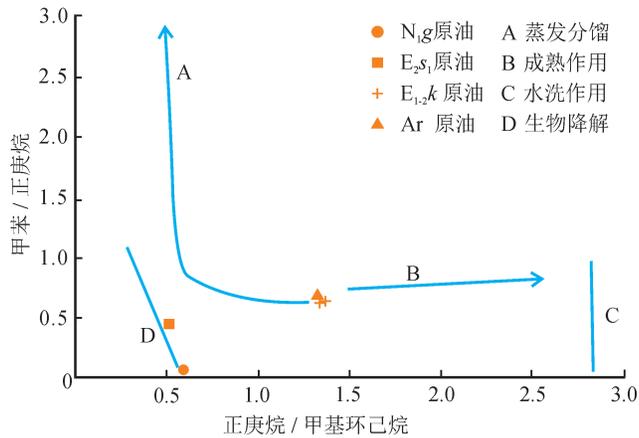


图 4 渤中 19-6 潜山构造带原油轻烃不同侧生蚀变作用识别图

渤中 19-6 潜山构造带浅层及深层原油轻烃谱图特征可以发现，在排除其他次生作用影响的条件下，浅层馆陶组和沙一段原油样品轻烃谱图相似，正己

烷 ( $nC_6$ )、正庚烷 ( $nC_7$ ) 及正辛烷 ( $nC_8$ ) 含量相似，特别是  $MCyC_6/nC_7 > 1$ ，呈上升形态，具有一致性（图 5-a、b）。深层孔店组和太古界原油样品轻烃谱图相似， $MCyC_6/nC_7 < 1$ ，呈下降形态，具有相似性（图 5-c、d）。原油的轻烃谱图特征显示出浅层原油之间具有一致性，深层原油之间也具有一定相似性，浅层原油与深层原油差异明显，这代表了浅层原油与深层原油的不同来源特征及成因过程<sup>[30-31]</sup>。

运用研究区原油样品与烃源岩样品轻烃的定量指纹参数，可以判别深层及浅层油气来源特征<sup>[11]</sup>。如图 6 所示，浅层馆陶组与沙一段原油样品轻烃参数相似度较高，与东二下亚段、东三段及沙三上亚段烃源岩均具有一定的相似特征，表现为以东三段烃源岩输入为主，并可能存在东二下亚段及沙三上亚段烃源岩输入的 3 套烃源岩混源输入的特征；而深层孔店组与太古界原油样品轻烃参数相似度较高，明显区别于浅层原油轻烃参数特征，与沙三上亚段烃源岩具有更高的相似性，表现为以沙三上亚段烃源岩为主的混源输入特征。

综上所述表明，浅层油气来源于 3 套烃源岩混源输入，以东三段烃源岩输入为主，可能存在东二下亚段及沙三上亚段烃源岩输入；深层油气来源为以沙三上亚段烃源岩输入为主，伴随东三段的烃源混入特征。

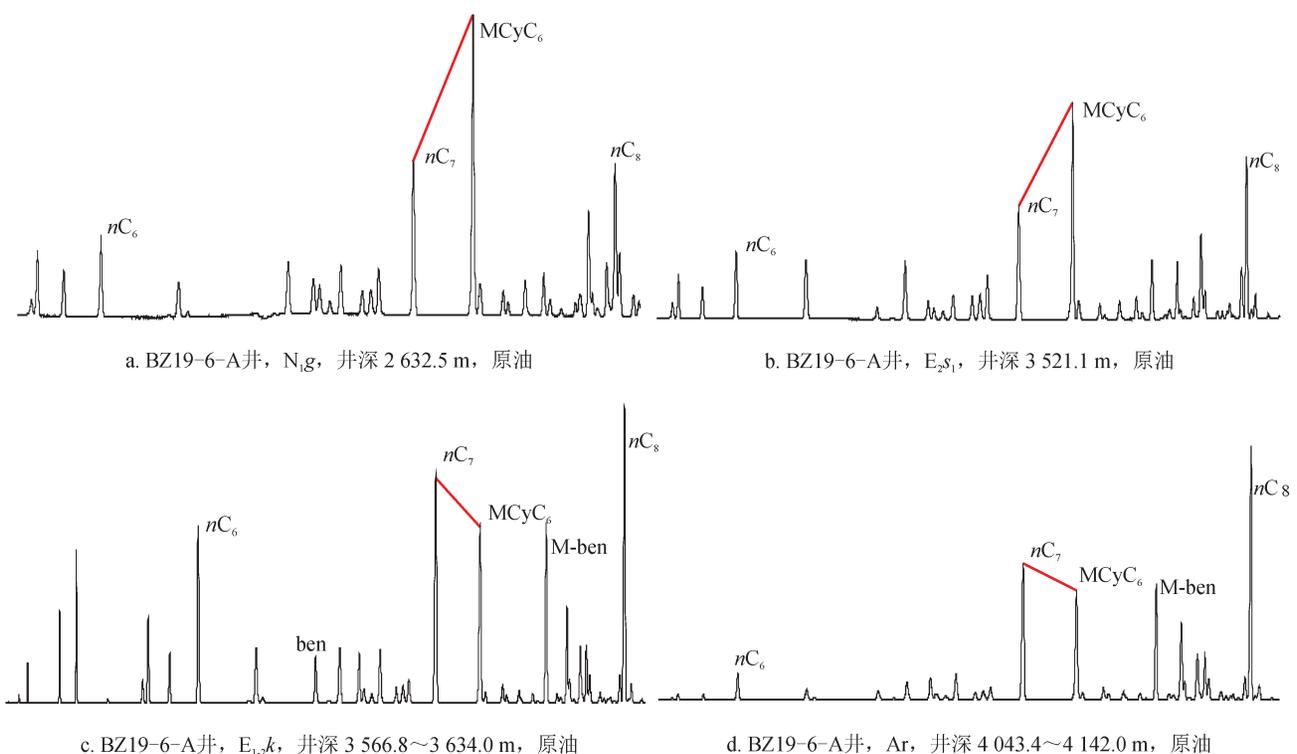


图 5 渤中 19-6 潜山构造带原油  $C_6-C_8$  化合物对比图

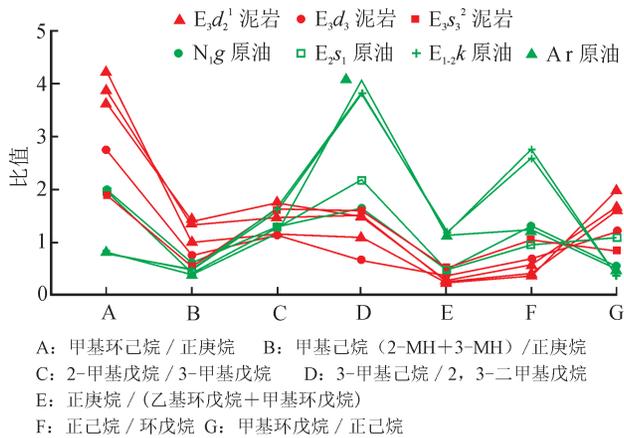


图 6 渤中 19-6 潜山构造带原油及烃源岩轻烃化合物  
指纹参数折线图

### 3.4.2 饱和烃气相色谱特征

渤中 19-6 潜山构造带原油及烃源岩饱和烃色谱图特征显示, 原油及烃源岩样品正构烷烃分布比较完整, 出峰正常, 基线无明显抬升。馆陶组原油样品出现正构烷烃降解现象, 应为轻微生物降解作用所致 (图 7-a); 沙一段原油样品烃类正构烷烃分布完整, 碳数主要介于  $nC_{14} \sim nC_{35}$ , 主碳峰为  $nC_{19}$ , 明显的前峰分布特征 (图 7-b); 太古界原油样品烃类正构烷烃分布完整, 碳数主要介于  $nC_{16} \sim nC_{35}$ , 主碳峰为  $nC_{19}$ , 明显的前峰分布特征 (图 7-c)。浅层与深层油气表现出一定的差异性, 浅层原油样品表现出更明显的前峰优势。烃源岩样品中, 东营组烃源岩样品烃类正构烷烃峰型较为相似, 均为前峰型, 碳数主要介于  $nC_{14} \sim nC_{35}$ , 东二下亚段烃源岩主碳峰为  $nC_{18}$ , 东三段烃源岩主碳峰为  $nC_{20}$  (图 7-d、e); 沙三上亚段烃源岩样品正构烷烃峰型为前中峰型, 碳数主要介于  $nC_{16} \sim nC_{35}$ , 主碳峰为  $nC_{23}$  (图 7-f)。

抽提物的饱和烃色谱数据显示, 原油样品相对于油砂抽提物具有更强的准确性, 其中浅层馆陶组及沙一段原油样品均具有明显的低碳优势, 由于馆陶组原油存在轻微生物降解作用, 所以参考沙一段原油数据,  $C_{21}^-/C_{22}^+$  为 1.13, 奇偶优势比 ( $OEP$ )  $> 1.0$ , 明显的偶碳数优势; 姥植比 ( $Pr/Ph$ ) 介于  $0.71 \sim 1.17$ ,  $Pr/nC_{17}$  和  $Ph/nC_{18}$  差异不大, 均小于 1, 显示强还原环境来源有机质<sup>[32]</sup>; 深层孔店组与太古界原油样品中的  $C_{21}^-/C_{22}^+$  介于  $0.97 \sim 1.06$ ;  $OEP$  基本为 1.0, 无明显的偶碳数优势;  $Pr/Ph$  介于  $0.80 \sim 0.92$ ,  $Pr/nC_{17}$  和  $Ph/nC_{18}$  差异不大, 均小于 1, 显示强还原环境有机质来源。烃源岩样品中, 东二下亚段烃源岩  $C_{21}^-/C_{22}^+$  介于  $0.24 \sim 0.57$ ;  $OEP$

$> 1.0$ , 明显的偶碳数优势;  $Pr/Ph$  介于  $1.22 \sim 1.31$ ,  $Pr/nC_{17}$  和  $Ph/nC_{18}$  大部分大于 1.0, 显示弱还原环境有机质来源; 东三段烃源岩  $C_{21}^-/C_{22}^+$  为 0.85,  $OEP > 1.0$ , 明显的偶碳数优势;  $Pr/Ph$  为 1.02,  $Pr/nC_{17}$  和  $Ph/nC_{18}$  大部分小于 0.4, 显示强还原环境有机质来源; 沙三上亚段烃源岩  $C_{21}^-/C_{22}^+$  为 0.73,  $OEP > 1.0$ , 明显的偶碳数优势,  $Pr/Ph$  为 1.14,  $Pr/nC_{17}$  和  $Ph/nC_{18}$  大部分小于 0.4, 显示强还原环境有机质来源。

从饱和烃色谱特征可以看出, 深层油气更偏向于来源于沙三上亚段烃源岩, 同时也具有东营组烃源岩的混合输入; 浅层油气则更偏向于东营组烃源岩输入。

$Pr/Ph$ 、 $Pr/nC_{17}$ 、 $Ph/nC_{18}$  三角图显示, 深层孔店组与太古界 2 个原油样品分布在湖沼相环境, 东三段及沙三上亚段烃源岩样品主要分布在湖沼相—淡水湖相环境, 分布规律相似; 浅层馆陶组、东营组及沙一段原油及油砂抽提物样品主要分布在半咸水—咸水环境, 与东二下亚段烃源岩分布特征相似。进一步证明了深层与浅层油气来源的差异性 (图 8)。

### 3.4.3 饱和烃色谱特征

甾烷 ( $m/z=217$ )、萜烷 ( $m/z=191$ ) 谱图的图形特征显示, 深层太古界原油样品具有明显的气洗现象, 甾烷、萜烷消耗明显, 4-甲基甾烷及伽马蜡烷含量中等, 较高的重排甾烷显示热演化程度较高, 规则甾烷呈现出“L”形分布, 与沙三上亚段及东三段烃源岩具有较高的相似度 (图 9-a、e、d); 浅层馆陶组及沙一段原油及油砂抽提物与深层太古界原油样品具有一定的相似性, 同样表现为 4-甲基甾烷及伽马蜡烷含量中等, 较高的重排甾烷显示热演化程度较高, 规则甾烷呈现出“L”形分布, 表明具有沙三上亚段烃源岩贡献 (图 9-a ~ d)。原油及油砂抽提物样品均表现出 3 套烃源岩混源输入的特征, 优势烃源岩输入以沙三上亚段烃源岩为主 (图 9-d ~ f)。

甾烷、萜烷分析结果表明, 浅层馆陶组与沙一段原油及油砂样品抽提物中, 伽马蜡烷/ $C_{30}$  藿烷 ( $Ga/C_{30}H$ ) 介于  $0.11 \sim 0.20$ , 反映有机质沉积水体盐度不高, 可能为微咸水沉积环境<sup>[33-35]</sup>, 4-甲基甾烷/ $C_{29}$  甾烷 (4MSI) 介于  $0.21 \sim 0.37$ , 规则甾烷  $aaaC_{27}(20R) > aaaC_{28}(20R) < aaaC_{29}(20R)$ , 其中  $aaaC_{27}(20R)$  所占比例大于 0.4, 反映低等浮游生物有机质输入比例较大,  $Ts/(Tm + Ts)$  介于  $0.49 \sim 0.64$ ,  $regC_{27}/C_{27}$  介于  $0.17 \sim 0.46$ , 三环萜烷/ $C_{30}H$  介于  $0.75 \sim 1.69$ , 大部分小于 0.8; 深层孔店组及太古界原油及油砂样品抽提物中,  $Ga/C_{30}H$  介于  $0.11 \sim 0.20$ , 4MSI 介于

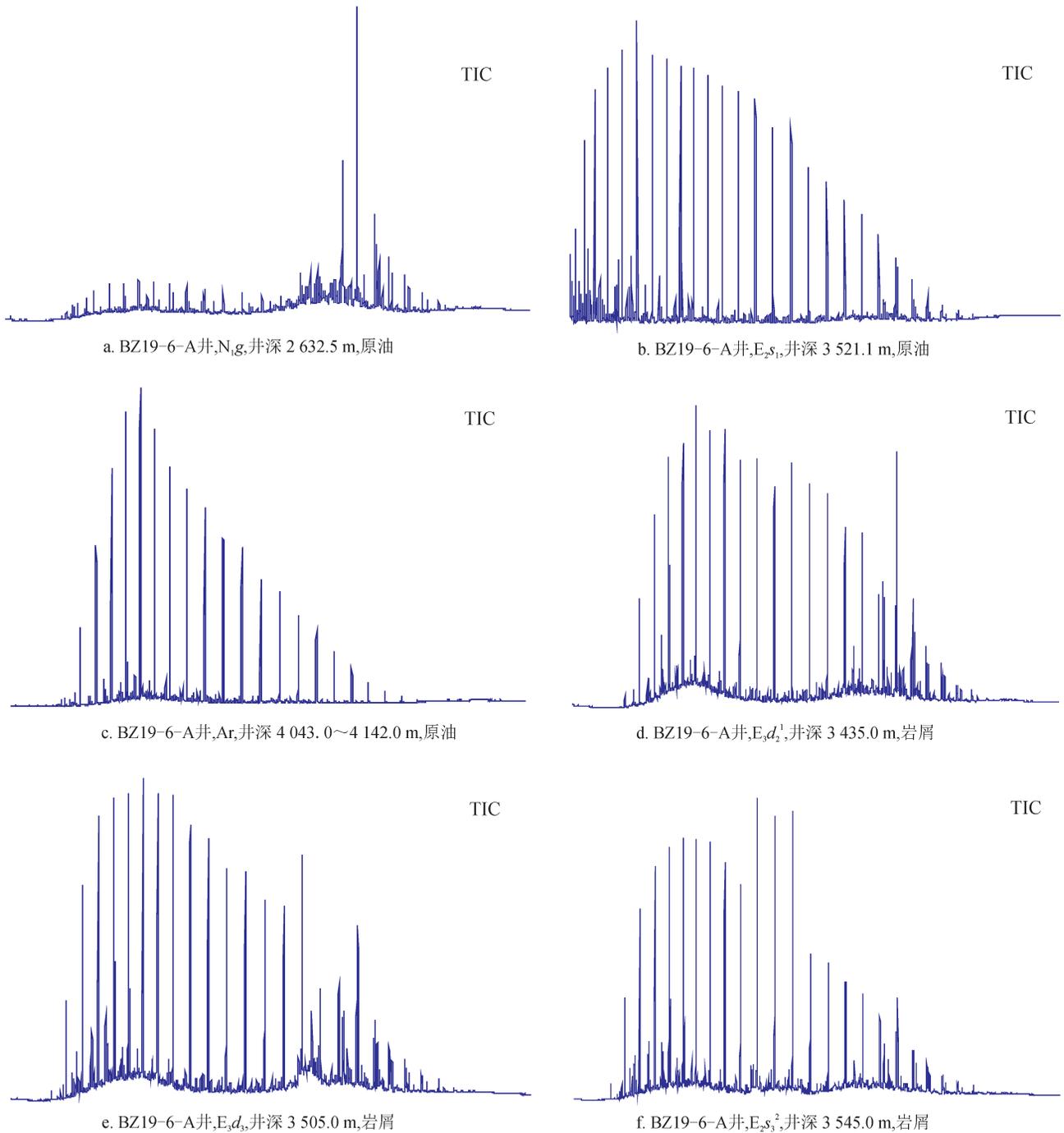


图 7 渤中 19-6 潜山构造带原油及烃源岩抽提物气相色谱分布特征图

0.22 ~ 0.33, 规则甾烷  $aaaC_{27}(20R) > aaaC_{28}(20R) < aaaC_{29}(20R)$ , 其中  $aaaC_{27}(20R)$  所占比例大于 0.4, 反映低等浮游生物有机质输入比例较大<sup>[36]</sup>,  $Ts/(Tm + Ts)$  介于 0.52 ~ 0.76,  $regC_{27}/C_{27}$  介于 0.33 ~ 0.70, 三环萜烷  $/C_{30}H$  介于 0.93 ~ 5.12。深层与浅层原油及油砂抽提物样品特征差异并不特别明显, 表现为混源特征。

烃源岩样品中, 东二下亚段烃源岩相对于东三段、沙三上亚段烃源岩具有明显差异, 主要表现在

$Ga/C_{30}H$  更低, 多小于 0.05, 4MSI 同样较低, 多小于 0.1, 但三环萜烷  $/C_{30}H$  更高, 大部分大于 0.8。东三段及沙三上亚段烃源岩样品较少, 所取两个样品表现为相似的特征。

原油、油砂抽提物及烃源岩 4MSI 与  $Ga/C_{30}H$  交汇图显示<sup>[37]</sup> (图 10-a), 深层与浅层原油及油砂抽提物样品均表现出明显的混源特征, 沙三上亚段烃源岩表现出明显的输入优势;  $C_{19}/C_{23}$  三环萜烷 ( $C_{19}/C_{23}TT$ ) 与  $C_{24}$  四环萜烷  $/C_{26}$  三环萜烷 ( $C_{24}Tet/C_{26}TT$ )

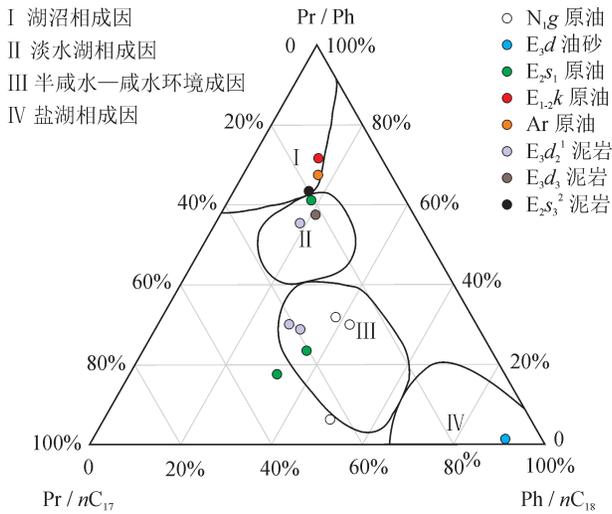


图 8 渤中 19-6 潜山构造带原油及烃源岩 Pr/Ph—Pr/nC<sub>17</sub>—Ph/nC<sub>18</sub> 值三角图

交汇图显示<sup>[32]</sup> (图 10-b), 研究区明显存在两类油气输入特征, 第 1 类为以东三段烃源岩输入为主的浅层馆陶组与沙一段、沙三段油气, 3 套有效烃源岩混源输入; 第 2 类为以沙三段上亚段和东三段烃源岩输入为主的孔店组及太古界油气, 也具有 3 套有效烃源岩混源输入特征。

生物标志化合物中甾萜烷异构化度参数广泛用于判别原油成熟度<sup>[38]</sup>。渤中 19-6 潜山构造带原油及油砂抽提物中烃类甾萜烷异构化参数  $C_{29}\alpha\alpha\alpha/20S/(20S + 20R)$  和  $C_{29}\beta\beta/(aa + \beta\beta)$  具有较好的相关性, 且绝大多数样品未达到平衡点。所有样品均已达到成熟阶段, 但成熟度分布不均, 表明低成熟及高成熟油气的混合多期次输入特征, 即既有来自洼陷深部的油气输入, 同时也具有洼陷缓坡带近源油气输入。

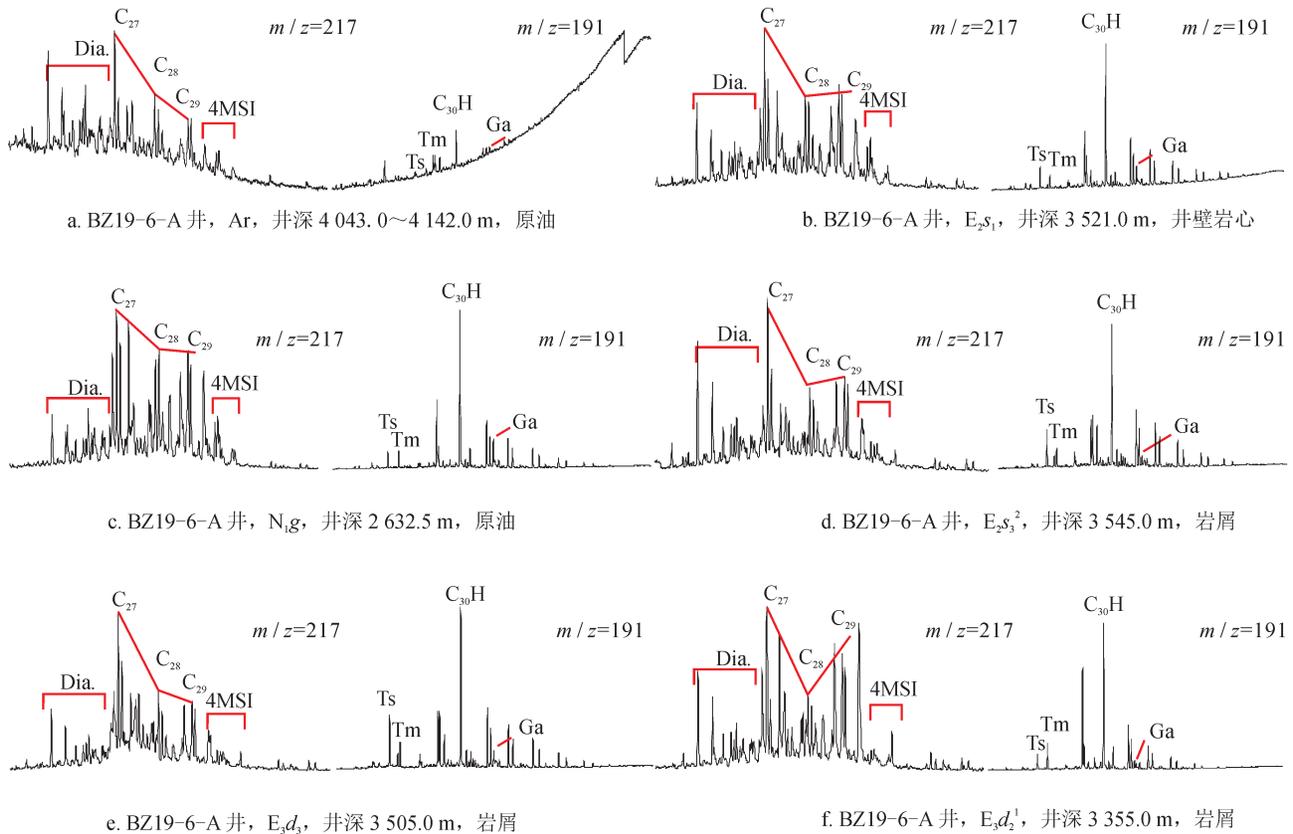


图 9 渤中 19-6 潜山构造带原油及烃源岩甾萜、萜烷分布特征图

油气多期次多层位的混合输入证明了研究区油气多源性、复杂性 (图 11)。

综上所述认为, 沙三上亚段烃源岩与深层原油及油砂抽提物样品表现出更高的相似性, 为主力输入烃源岩层, 同时 3 套有效烃源岩混源输入深层; 浅层原油及油砂抽提物样品显示出以东营组两套烃源岩为主力输入, 同时 3 套有效烃源岩混源输入的特征。

## 4 结论

1) 渤中 19-6 潜山构造带主要发育东二下亚段、东三段及沙三上亚段等 3 套烃源岩。东三段和沙三上亚段烃源岩均为好—最好烃源岩, 有机质类型均以偏腐泥混合型干酪根为主, 为研究区主力烃源岩; 东二下亚段烃源岩为中—好烃源岩, 以混合型干酪

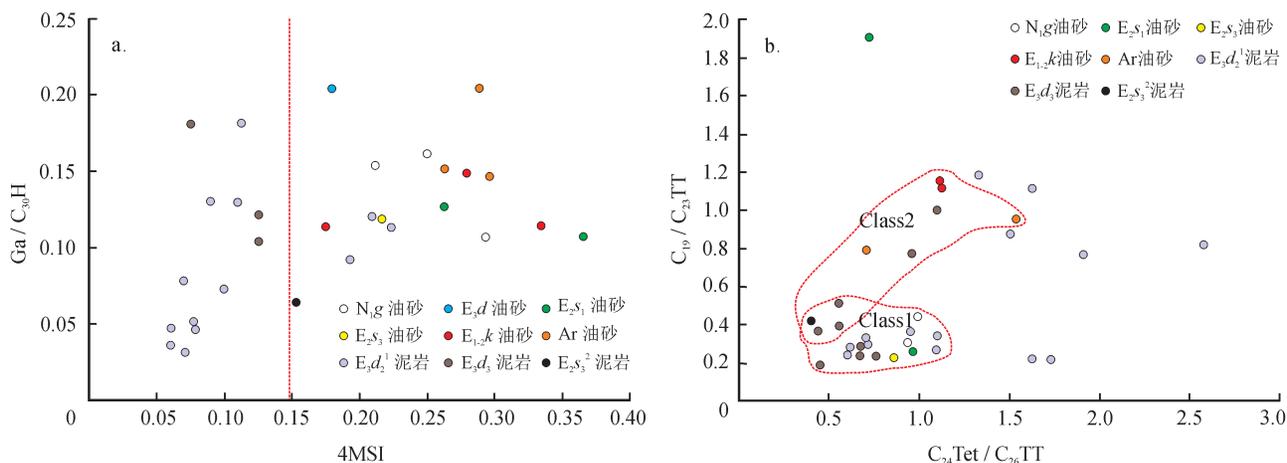


图 10 渤中 19-6 潜山构造带原油及烃源岩生物标志化合物对比图

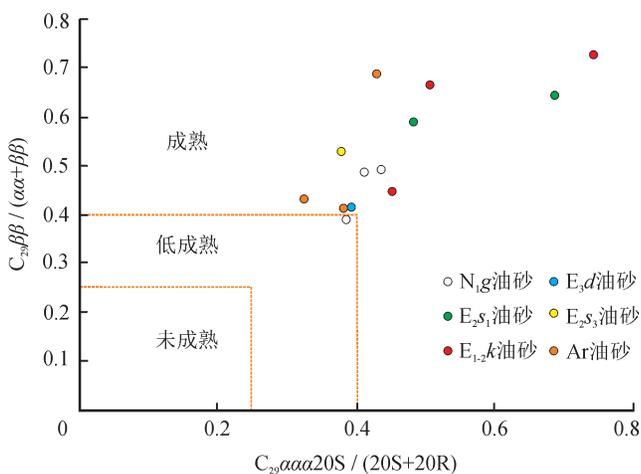


图 11 渤中 19-6 潜山构造带原油及油砂抽提物成熟度关系图

根为主。

2) 太古界潜山及孔店组深层原油相对于浅层原油表现出低密度、低黏度、高含蜡量的轻质油特征,表明经历过气洗作用,证明了晚期深注内高成熟的天然气只充注了深层储层;深层凝析气藏中天然气主要为油型气,同时是以干酪根热成因气为主的裂解气,成藏过程具有多阶段特性。

3) 原油样品的轻烃中 MCyC<sub>6</sub>、nC<sub>7</sub> 上升及下降形态特征表现出浅层原油与深层原油差异明显,原油及烃源岩轻烃定量特征表现出油气来源于 3 套烃源岩混源输入,浅层油气来源以东三段烃源岩输入为主,可能存在东二下亚段烃源岩输入,深层油气来源主要为以沙三上亚段烃源岩输入为主。

4) 原油、油砂抽提物及烃源岩生物标志化合物特征显示研究区明显存在 2 类油气输入特征,第 1 类为以东三段烃源岩输入为主的浅层馆陶组与东营组、沙河街组油气,同时 3 套有效烃源岩混源

输入,具有较低的 4-甲基甾烷及伽马蜡烷,较高的三环萜烷;第 2 类为以沙三上亚段烃源岩输入为主的孔店组及太古界油气,也具有 3 套有效烃源岩混源输入特征,具有中等的 4-甲基甾烷及伽马蜡烷,较低的三环萜烷。

### 参 考 文 献

[ 1 ] 陈昭年. 石油与天然气地质学 [M]. 北京: 地质出版社, 2013.  
Chen Zhaonian. Oil and gas geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2013.

[ 2 ] 高长海, 查明, 赵贤正, 金凤鸣. 渤海湾盆地冀中坳陷深层古潜山油气成藏模式及其主控因素 [J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 52-59.  
Gao Changhai, Zha Ming, Zhao Xianzheng & Jin Fengming. Hydrocarbon accumulation models and their main controlling factors in the deep buried hills of the Jizhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 52-59.

[ 3 ] 靳强, 赵贤正, 靳凤鸣, 马鹏, 王权 & 王静. Generation and accumulation of hydrocarbons in a deep "buried hill" structure in the Baxian Depression, Bohai Bay Basin, Eastern China[J]. Journal of Petroleum Geology, 2014, 37(4): 391-404.

[ 4 ] 孟卫工, 陈振岩, 李湃, 郭彦民, 高先志, 回雪峰, 等. 潜山油气藏勘探理论与实践——以辽河坳陷为例 [J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(2): 136-143.  
Meng Weigong, Chen Zhenyan, Li Pai, Guo Yanmin, Gao Xianzhi, Hui Xuefeng, et al. Exploration theories and practices of buried-hill reservoirs: A case from Liaohe Depressions[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 136-143.

[ 5 ] 蒋有录, 叶涛, 张善文, 刘华. 渤海湾盆地潜山油气富集特征与主控因素 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2015, 39(3): 20-29.  
Jiang Youlu, Ye Tao, Zhang Shanwen & Liu Hua. Enrichment characteristics and main controlling factors of hydrocarbon in

- buried hill of Bohai Bay Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(3): 20-29.
- [6] 薛永安, 李慧勇. 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[J]. 中国海上油气, 2018, 30(3): 1-9. Xue Yong'an, Li Huiyong. Large condensate gas field in deep Archean metamorphic buried hill in Bohai Sea: Discovery and geological significance[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(3): 1-9.
- [7] 李德生. 渤海湾含油气盆地的地质和构造特征[J]. 石油学报, 1980, 1(1): 6-20. Li Desheng. Geology and structural characteristics of Bohai Bay, China[J]. Acta Petrolei Sinica, 1980, 1(1): 6-20.
- [8] 周心怀, 张如才, 李慧勇, 王保全, 郭永华. 渤海湾盆地渤中凹陷深埋古潜山天然气成藏主控因素探讨[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(1): 42-50. Zhou Xinhuai, Zhang Rucai, Li Huiyong, Wang Baoquan & Guo Yonghua. Major controls on natural gas accumulations in deep-buried hills in Bozhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(1): 42-45.
- [9] Tian Jinqiang, Hao Fang, Zhou Xinhuai & Zou Huayao. Distribution, controlling factors, and oil-source correlation of biodegraded oils in the Bohai offshore area, Bohai Bay Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2017, 101(3): 361-385.
- [10] 胡见义, 黄第藩. 中国陆相石油地质理论基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991. Hu Jianyi & Huang Difan. The bases of nonmarine petroleum geology in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991.
- [11] 崔景伟, 王铁冠, 李美俊, 耿峰, 唐友军, 胡健. 塔西南地区原油轻烃特征及成因类型[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(7): 1354-1364. Cui Jingwei, Wang Tieguan, Li Meijun, Geng Feng, Tang Youjun & Hu Jian. Light hydrocarbon characteristics and oil family classification of crude oils, Southwest Tarim Basin, Northwest China[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(7): 1354-1364.
- [12] Cui Jingwei, Wang Tieguan, Li Meijun, Ou Guangxi, Geng Feng & Hu Jian. Oil filling history of the Bashituo Oilfield in the Markit Slope, SW Tarim Basin, China[J]. Petroleum Science, 2013, 10(1): 58-64.
- [13] Cui Jingwei, Wang Tieguan, Wang Chunjiang & Li Meijun. Quantitative assessment and significance of gas washing of oil in Block 9 of the Tahe Oilfield, Tarim Basin, NW China[J]. Chinese Journal of Geochemistry, 2012, 31(2): 165-173.
- [14] 翟丽娜, 倪云燕, 吴朝东, 高金亮. 川中地区须家河组天然气地球化学特征[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(4): 539-549. Zhai Lina, Ni Yunyan, Wu Chaodong & Gao Jinliang. Geochemical characteristics of the natural gas from the Xujiahe Formation in the central Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 539-549.
- [15] Dai Jinxing, Xia Xinyu, Qin Shengfei & Zhao Jingzhou. Origins of partially reversed alkane  $\delta^{13}\text{C}$  values for biogenic gases in China[J]. Organic Geochemistry, 2004, 35(4): 405-411.
- [16] 贺聪, 吉利明, 苏奥, 吴远东, 张明震. 天然气组分碳同位素倒转成因分析及地质应用[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 14-19. He Cong, Ji Liming, Su Ao, Wu Yuandong & Zhang Mingzhen. Genesis analysis and geological application of gas component carbon isotope reversal[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 14-19.
- [17] Dai Jinxing, Song Yang, Dai Chunsen & Wang Darui. Geochemistry and accumulation of carbon dioxide gases in China[J]. AAPG Bulletin, 1996, 80(10): 1615-1626.
- [18] 戴金星, 秦胜飞, 陶士振, 朱光有, 米敬奎. 中国天然气工业发展趋势和天然气地质理论重要进展[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 127-142. Dai Jinxing, Qin Shengfei, Tao Shizhen, Zhu Guangyou & Mi Jingkui. Developing trends of natural gas industry and the significant progress on natural gas geological theories in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(2): 127-142.
- [19] 刘新社, 蒋有录, 侯云东, 刘景东, 文彩霞, 朱荣伟, 等. 鄂尔多斯盆地靖西地区奥陶系中组合天然气成因与成藏主控因素[J]. 天然气工业, 2016, 36(4): 16-26. Liu Xinshe, Jiang Youlu, Hou Yundong, Liu Jingdong, Wen Caixia, Zhu Rongwei, et al. Origins of natural gas and the main controlling factors of gas accumulation in the Middle Ordovician assemblages in the Jingxi area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(4): 16-26.
- [20] 蒋飞, 李忠诚, 程日辉, 刘宇, 许中杰, 王茂汀. 王府断陷小城子气田火石岭组气藏天然气成藏模式及富集规律[J]. 天然气工业, 2016, 36(10): 46-55. Jiang Fei, Li Zhongcheng, Cheng Rihui, Liu Yu, Xu Zhongjie & Wang Maoting. Natural gas accumulation models and enrichment patterns of the Huoshiling Fm reservoirs in the Xiaochengzi gas field, Wangfu fault depression, Songliao Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 46-55.
- [21] 郭潇潇, 熊小峰, 徐新德, 甘军, 梁刚. 莺歌海盆地天然气类型划分与来源分析[J]. 特种油气藏, 2017, 24(5): 54-58. Guo Xiaoxiao, Xiong Xiaofeng, Xu Xinde, Gan Jun & Liang Gang. Type classification and origin analysis of natural gas in the Yinggehai Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(5): 54-58.
- [22] Lorant F, Prinzhofer A, Behar F & Huc AY. Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases[J]. Chemical Geology, 1998, 147(3/4): 249-264.
- [23] Berner U & Faber E. Empirical carbon isotope/maturity relationships for gases from algal kerogens and terrigenous organic matter, based on dry, open-system pyrolysis[J]. Organic Geochemistry, 1996, 24(10/11): 947-955.
- [24] Bernard BB, Brooks JM & Sackett WM. Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments[J]. Journal of Geophysical Research, 1978, 33(8): 4053-4061.
- [25] Stahl WJ & Garey BD. Source-rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Val Verde and Delaware Basins, West Texas[J]. Chemical Geology, 1975, 16(4): 257-267.
- [26] 戴金星, 戚厚发. 我国煤成烃气的  $\delta^{13}\text{C}-R_o$  关系[J]. 科学通报, 1989, 34(9): 690-692.

Dai Jinxing & Qi Houfa, Relationship of  $\delta^{13}\text{C}-R_o$  of coal-derived gas in China[J]. Chinese Science Bulletin, 1989, 34(9): 690-692.

[27] 沈平, 徐永昌, 王先彬. 气源岩和天然气地球化学特征及成气机理研究 [M]. 兰州: 甘肃科学技术出版社, 1991.

Shen Ping, Xu Yongchang & Wang Xianbin. Study on geochemical characteristics of gas source rock and natural gas and mechanism of genesis of gas[M]. Lanzhou: Gansu Science and Technology Press, 1991.

[28] Thompson KFM. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1983, 47(2): 303-316.

[29] Thompson KFM. Fractionated aromatic petroleum and the generation of gas-condensates[J]. Organic Geochemistry, 1987, 11(6): 573-590.

[30] 王培荣, 徐冠军, 张大江, 肖廷荣, 任冬冬. 气源岩与原油中轻馏分烃的对比——以胜利油田东营、沾化凹陷为例 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(1): 1-10.

Wang Peirong, Xu Guanjun, Zhang Dajiang, Xiao Tingrong & Ren Dongling. Correlation of light hydrocarbons between source rock and crude: An example from Dongying and Zhanhua Depressions in Jiyang Subbasin, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(1): 1-10.

[31] 王培荣, 赵红, 肖廷荣, 朱翠山, 徐冠军, 张敏, 等. 采用气相色谱“反吹、微流控”技术分析原油  $\text{C}_5-\text{C}_{13}$  轻馏分及其地球化学意义初探 [J]. 自然科学进展, 2007, 17(8): 1144-1149.

Wang Peirong, Zhao Hong, Xiao Tingrong, Zhu Cuishan, Xu Guanjun, Zhang Min, et al. Application of backflush and micro-flow techniques to the analysis of  $\text{C}_5-\text{C}_{13}$  hydrocarbons in crude oils and its geochemical significance[J]. Progress in Natural Science, 2007, 17(8): 1144-1149.

[32] Peters KE, Walters CC & Moldowan JM. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments (second edition)[M]. New York: Prentice Hall, 1992.

[33] Zhu Yangming, Weng Huanxin, Su Aiguo, Liang Digang & Peng Dehua. Geochemical characteristics of Tertiary saline lacustrine oils in the Western Qaidam Basin, Northwest China[J]. Applied Geochemistry, 2005, 20(10): 1875-1889.

[34] Chen Jianyu, Bi Yanpong, Zhang Jiguo & Li Shuafu. Oil-source correlation in the Fulin Basin, Shengli petroleum province, East China[J]. Organic Geochemistry, 1996, 24(8/9): 931-940.

[35] Hao Fang, Zhou Xinhui, Zhu Yangming & Yang Yuanyuan. Mechanisms for oil depletion and enrichment on the Shijiutuo uplift, Bohai Bay Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(8): 1015-1037.

[36] Huang Wenyan & Meinschein WG. Sterols as ecological indicators[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1979, 43(5): 739-745.

[37] 咎灵, 张枝焕, 王顺华, 邢辉, 李文浩, 刘炜楠, 等. 4-甲基甾烷在油源对比中的应用——以渤南洼陷北部陡坡带为例 [J]. 沉积学报, 2012, 30(4): 770-778.

Zan Ling, Zhang Zhihuan, Wang Shunhua, Xing Hui, Li Wenhao, Liu Weinan, et al. Application of 4-methyl steranes in oil-source correlation: A case study from northern steep slope zone of Bonan Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(4): 770-778.

[38] 王铁冠, 钟宁宁, 侯读杰, 黄光辉, 包建平, 李贤庆, 等. 低熟油气形成机理与分布 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.

Wang Tieguan, Zhong Ningning, Hou Dujie, Huang Guanghui, Bao Jianping, Li Xianqing, et al. Genetic mechanism and occurrence of immature hydrocarbon[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.

(修改回稿日期 2018-11-26 编辑 陈古明)



## 中国石油准噶尔盆地南缘高泉构造带高探 1 井喜获高产油气

1月6日, 中国石油新疆油田公司在准噶尔盆地南缘下组合勘探又获重大突破, 位于新疆乌苏市境内的风险探井——高探 1 井喜获高产油气流, 日产原油 1 213 m<sup>3</sup>、天然气 32.17×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 井口压力 32.4 MPa, 创准噶尔盆地单井日产量最高纪录。

高探 1 井的重大突破, 是准噶尔盆地油气勘探史上的重要里程碑, 证实了准噶尔盆地南缘冲断带油气富集, 勘探潜力巨大, 对全面加快整个南缘地区规模勘探进程意义重大。目前, 新疆油田已在南缘冲断带下组合落实构造 21 个、面积 1 800 km<sup>2</sup>, 勘探前景十分广阔。

准噶尔盆地南缘是几代石油地质家们高度关注、坚持探索的重大勘探领域, 油气资源十分丰富, 储盖组合匹配良好, 沿天山北麓发育长达 400 km 的大型背斜构造带, 具备形成世界级前陆盆地大油气田的地质条件。以往准噶尔南缘勘探主要针对上组合, 先后发现了呼图壁、玛河等 5 个中小型油气田。2007 年以来, 针对南缘下组合, 持续组织开展综合研究、地震攻关和目标探索。2008—2013 年, 先后钻探西湖 1 井、独山 1 井、大丰 1 井, 见良好油气显示, 但由于圈闭落实程度低和工程作业难度未获突破。2017 年, 在新一轮地质研究和物探技术攻关的基础上, 针对下组合大构造优选高泉背斜部署钻探高探 1 井, 并于 2018 年上钻, 设计井深 5 980 m, 终获重大突破。

(天工 摘编自《中国石油报》)