

鄂尔多斯盆地庆城地区延长组7段 致密油特征及油源分析



屈童^{1, 2)}, 高岗^{1, 2)}, 梁晓伟^{3, 4)}, 孙明亮^{1, 2)}, 尤源^{3, 4)}, 李涛涛^{1, 2)},

冯顺彦^{3, 4)}, 刘艳妮^{3, 4)}, 费国勇⁵⁾

1) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249;

2) 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京, 102249;

3) 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 西安, 710018;

4) 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 西安, 710018;

5) 玉门油田勘探开发研究院, 甘肃酒泉, 735019

内容提要:鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段(长7段)半深湖—深湖相优质油源岩是油气的重要来源,包括黑色页岩和暗色泥岩,作为盆地重要的供烃源岩一直是研究的热点。为了明确不同烃源岩的贡献及油气来源,通过对庆城地区长7段致密油特征进行分析,对原油进行精细划分,并对源岩有效性进行分析,进一步明确油源对应关系,研究表明,庆城地区长7段黑色页岩和暗色泥岩均对油气成藏有贡献,其中黑色页岩贡献最大,长7₃段暗色泥岩次之,长7₂和长7₁段暗色泥岩贡献较小;原油为低密度、中—低黏度和低凝固点的轻质油。根据生物特征将原油划分为3类,A类原油具有低C₃₀重排藿烷/C₂₉藿烷、低C₂₉Ts/C₂₉藿烷、低Ts/Tm的特征,由黑色页岩贡献,主要分布于长7₁段;C类原油具有高C₃₀重排藿烷/C₂₉藿烷、高C₂₉Ts/C₂₉藿烷、高Ts/Tm的特征,主要由暗色泥岩贡献,数量较少且分布局限;B类油各项生物参数均居中,为A、C类原油的混合,主要分布于长7₂段。由于黑色页岩生烃时间比暗色泥岩早,且原油黏度和密度更低,因此黑色页岩先生成低黏度A类原油易于向长7₂和长7₁段运移,而暗色泥岩后生成的C类原油主要近源富集与A类油混合分布于长7₂段,从而形成的A类油主要分布于长7₁段,B类油主要分布于长7₂段,而C类油分布局限的格局。这对下一步勘探开发及资源评价有重要意义。

关键词:致密油特征;烃源岩;油源对比;延长组7段;鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地为南北向近于矩形、西倾单斜的大型内陆拗陷型沉积盆地,油气资源丰富。三叠系延长组长7油层组作为鄂尔多斯盆地致密油勘探的重点目标层位(姚宜同等,2015),前人已针对其沉积相、烃源岩、储层特征及致密油藏形成机理等方面展开较多研究(杨华等,2010;李威等,2012,2014;李兆扬等,2012;吴伟涛等,2016)。前人研究表明,长7黑色页岩是盆地中生界的主力烃源岩,长6、长8油层组原油与长7黑色页岩特征均具有较高的一致性(刘高红等,2014;赵阳等,2015;杨华等,2016),但长7油层组层内致密油地球化学特征存在差异,长7段暗色泥岩与黑色页岩地化特征亦存在差异,

不同类型致密油油源关系尚不明确,且以往研究大多忽视了暗色泥岩对油气的贡献,且前人对油气分布的分析主要集中于沉积相、异常压力、源储组合等因素的研究(何浩男等,2019;高岗等,2021;Wang Fuwei et al., 2022),而对油源因素的分析较为缺乏,这极大地限制了对石油运聚特征与分布规律的研究。因此,笔者等通过对庆城地区长7油层组致密油与烃源岩地球化学特征进行分析,对长7烃源岩的有效性进行评价并确定有效烃源岩有机碳含量下限,进一步对长7油层组油气来源进行分析,为研究区油气成藏研究提供科学依据,为下一步油气勘探提供指导。

注:本文为国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地致密油资源潜力、甜点预测与关键技术应用”(编号:2016ZX05046005-002)的成果。

收稿日期:2022-08-31;改回日期:2022-12-18;网络首发:2023-01-20;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2023.01.011

作者简介:屈童,男,1994年生,博士研究生,油气成藏与分布规律研究方向;Email: qutong1994@sina.com。通讯作者:高岗,男,1966年生,教授,从事油气地质与勘探、油气地球化学、油气成藏与分布规律及资源评价等方面研究;Email: gaogang2819@sina.com。

1 研究区地质概况

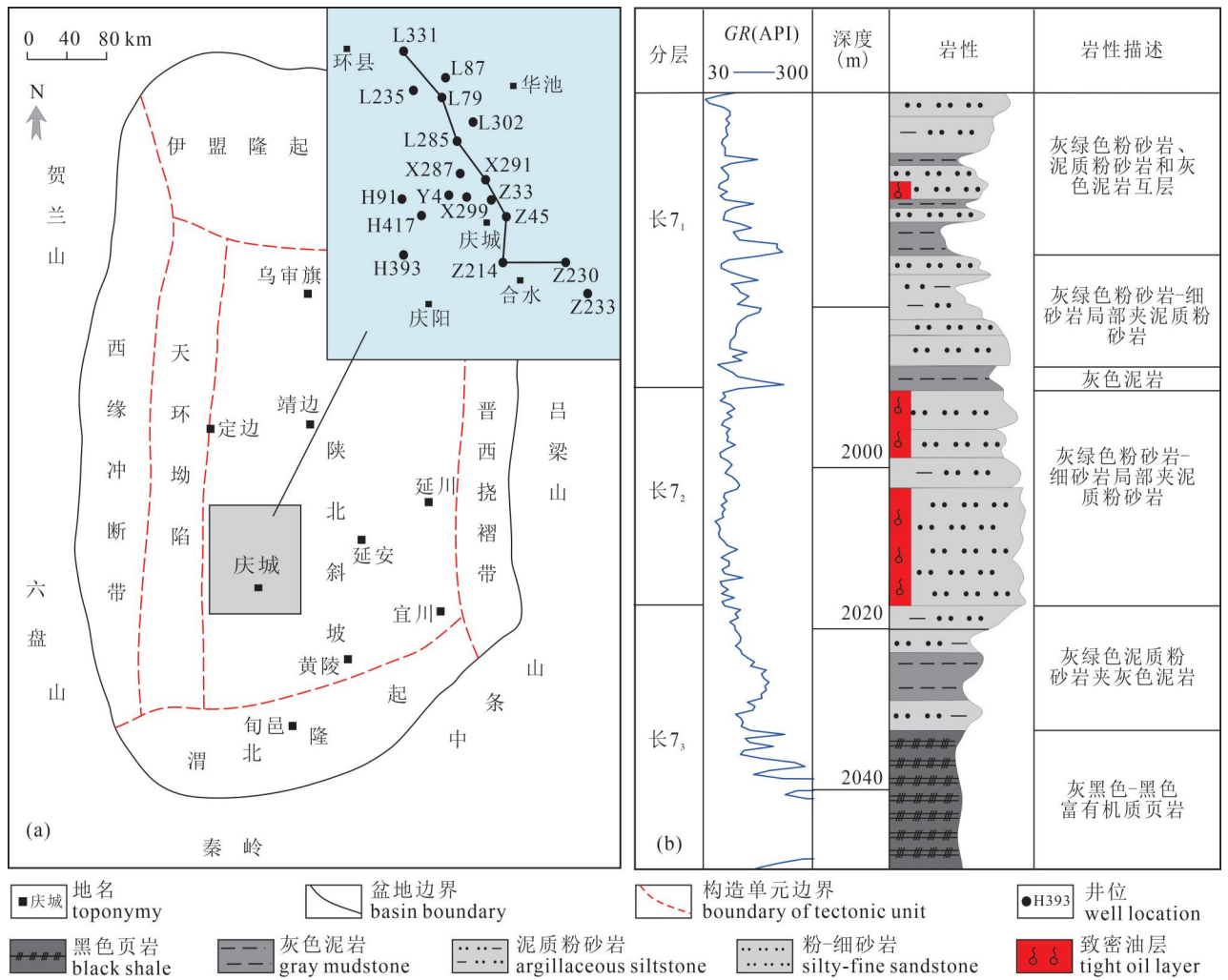
研究区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西南部的庆城地区(图 1a),目前钻遇到的三叠系的地层主要有纸坊组和延长组。三叠系延长组是盆地重要的含油层系,自上而下可划分为 10 段(长 1—长 10),其中长 7 段沉积时期湖盆范围最大,利于泥岩和页岩的发育,沉积了广泛分布的厚层淡水型泥页岩(刘群等,2018)。长 7 段自上而下可划分为 3 个亚段(长 7₁、长 7₂ 和长 7₃)(图 1b),其中长 7₃ 段发育着一套厚度大、分布广的黑色页岩—“张家滩页岩”,是盆地重要的生油源岩;暗色泥岩广泛发育于长 7 段,在 3 个亚段均有分布,对油气生成也有一定的贡献,黑色页岩和暗色泥岩为研究区致密油成藏提供了充足

的油气来源。在长 7₁ 段和长 7₂ 段发育厚层块状砂岩,中间偶夹有薄层泥岩或粉砂质泥岩,为研究区致密油成藏提供了良好的储集条件。

2 长 7 段致密油储层及流体特征

2.1 致密砂岩储层特征

研究区长 7₁ 段和长 7₂ 段致密储层发育,岩石类型整体差异不大,石英含量为 27.51%~69.79%,平均 51.03%;长石含量为 4.92%~46.21%,平均 22.15%,整体以长石质岩屑砂岩和岩屑质长石砂岩为主,均含有部分岩屑砂岩,长 7₂ 段还含有少量长石砂岩(图 2a)。长 7₁ 段和长 7₂ 段均以细砂岩为主,储层分选较好。



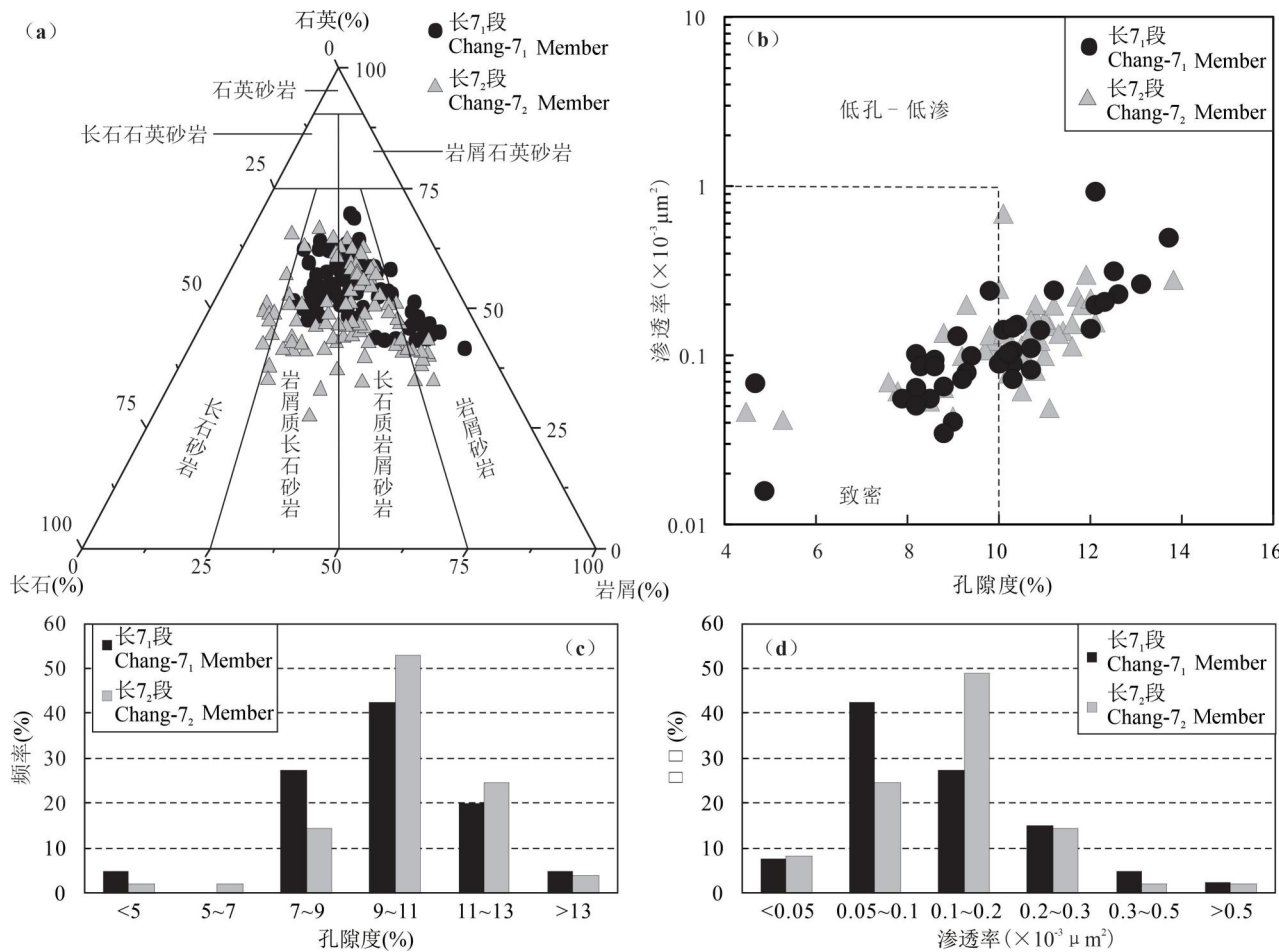


图 2 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段致密砂岩组分三角图(a)、孔渗交汇图(b)和孔隙度(c)、渗透率(d)频率分布直方图

Fig. 2 Triangle diagram of tight sandstone components (a), intersection diagram of porosity and permeability (b) and frequency distribution histogram of porosity (c) and permeability (d) of the Chang-7 Member in Qingcheng area, Ordos Basin

长 7 段储层物性整体较差。长 7₁ 段储层孔隙度为 4.70%~13.70%，平均 9.94%，渗透率为 0.016~0.930×10⁻³ μm²，平均 0.151×10⁻³ μm² (40 个样品)；长 7₂ 段储层孔隙度为 4.50%~13.80%，平均 10.25%，渗透率主要分布于 0.042~0.690×10⁻³ μm² 之间，平均 0.145×10⁻³ μm² (49 个样品) (图 2b)，均为低孔低渗—致密储层。与长 7₁ 段储层相比，长 7₂ 段储层物性相对略好 (图 2c, d)，这是由于长 7₂ 段储层紧邻长 7₃ 段黑色页岩，优质烃源岩早期形成的大量的有机酸优先进入长 7₂ 段储层形成大量的溶蚀孔隙，对储层物性有一定的改善作用 (王汇智等, 2019; 屈童等, 2022; 王恩泽等, 2022)。

2.2 原油物性及族组成特征

庆城地区长 7₁ 段原油在地层条件下的密度为 0.720~0.787 g/cm³，黏度为 1.10~1.33 mPa·s，气

油比为 102.70~116.70 m³/t，体积系数为 1.27~1.40；长 7₂ 段原油在地层条件下的密度为 0.727~0.827 g/cm³，黏度为 1.04~2.05 mPa·s，气油比为 125.50~126.90 m³/t，体积系数为 1.19~1.29 (表 1)，长 7₁ 段油质相对较轻。在地面条件下，长 7₁ 段原油的密度为 0.822~0.847 g/cm³，平均 0.839 g/cm³；50℃ 条件下黏度为 3.65~6.80 mPa·s，平均 4.78 mPa·s；原油初馏点介于 45.0~99.0℃，凝固点介于 12.3~23.2℃ 之间。长 7₂ 段地面原油的密度为 0.824~0.849 g/cm³，平均 0.837 g/cm³；50℃ 条件下黏度为 3.80~7.01 mPa·s，平均 5.02 mPa·s；原油初馏点介于 54.0~96.0℃ 之间，凝固点介于 9.0~23.0℃ 之间。整体上长 7 段原油为低密度、中—低黏度和低凝固点的轻质油 (表 1; 图 3a)。

原油族组分常被作为油源对比、油气来源与保

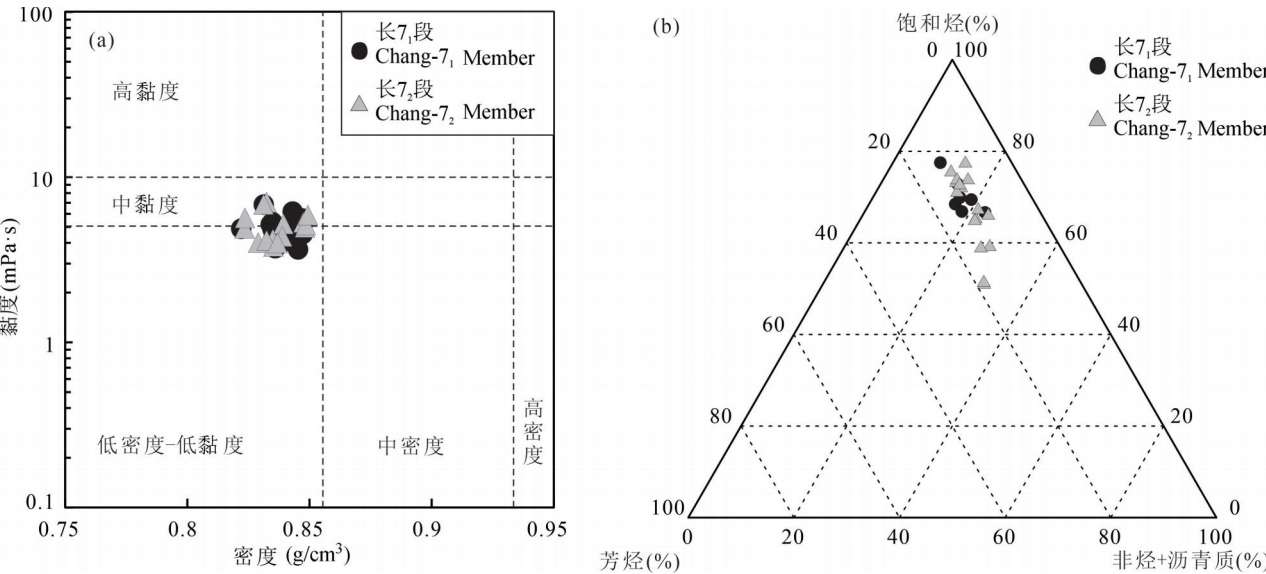


图3 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组7段原油密度与黏度关系图(a)和原油组分含量三角图(b)
Fig. 3 Intersection diagram of density and viscosity of crude oil (a) and triangle diagram of crude oil group components (b)
in the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

存条件的辅助指标(白玉彬等, 2013; 杜江民等, 2018)。长7₁段和长7₂段原油族组成差异不大, 饱和烃平均含量均在68%左右, 芳烃平均含量均在13%左右, 非烃平均含量均在18%左右, 饱芳比介于2.81~9.08, 平均值为5.57(图3b), 表明生源母质以低等水生生物贡献为主, 母源类型较好。

2.3 原油生物标志化合物特征

奇偶优势比(OEP)和碳优势指数(CPI)是反映有机质成熟度的重要参数(唐文忠等, 2001; Li Delu et al., 2017; Gao Gang et al., 2020)。研究区原油饱和烃分布特征相似(图4), 长7₁段原油的OEP分布在0.96~1.05, 平均0.96, CPI为1.05~1.17, 平

均1.10; 而长7₂段原油的OEP分布在1.01~1.05, 平均1.02, CPI为1.08~1.17, 平均1.11, 两个亚段原油的OEP和CPI差别不大, 且均达到成熟阶段。姥植比(Pr/Ph)、Pr/nC₁₇和Ph/nC₁₈等参数常用于氧化还原沉积环境的识别(任拥军等, 2003; 赵德力等, 2004; 程鹏等, 2014)。长7₁段和长7₂段原油Pr/Ph值分别为0.60~1.26和0.46~1.10, 平均值分别为0.78和0.73, 整体差异不大, 由Pr/nC₁₇和Ph/nC₁₈关系图版可得, 长7段原油母源类型主要为还原—弱氧化的水生生物来源(图5)。

规则甾烷C₂₇-C₂₈-C₂₉的相对含量常用于反映母质来源(徐文等, 2008; 白玉彬等, 2013; 杜佰伟等,

表1 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组7段原油物性参数统计表
Table 1 Statistical table of physical parameters of crude oil in the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation
in Qingcheng area, Ordos Basin

层位		长7 ₁ 段				长7 ₂ 段			
		最小值	最大值	平均值	样品数	最小值	最大值	平均值	样品数
地层原油	密度(g/cm ³)	0.720	0.787	0.743	3	0.727	0.827	0.772	3
	黏度(mPa·s)	1.10	1.33	1.19	3	1.04	2.05	1.53	3
	气油比(m ³ /t)	102.70	116.70	109.70	2	125.50	126.90	126.20	2
	体积系数	1.27	1.40	1.34	3	1.19	1.29	1.24	3
地面原油	密度(g/cm ³)	0.822	0.847	0.839	20	0.824	0.849	0.837	15
	黏度(50℃)(mPa·s)	3.65	6.80	4.78	20	3.80	7.01	5.02	15
	初馏点(℃)	45.0	99.0	72.5	23	54.0	96.0	70.2	16
	凝固点(℃)	12.3	23.2	17.9	23	9.0	23.0	16.1	16

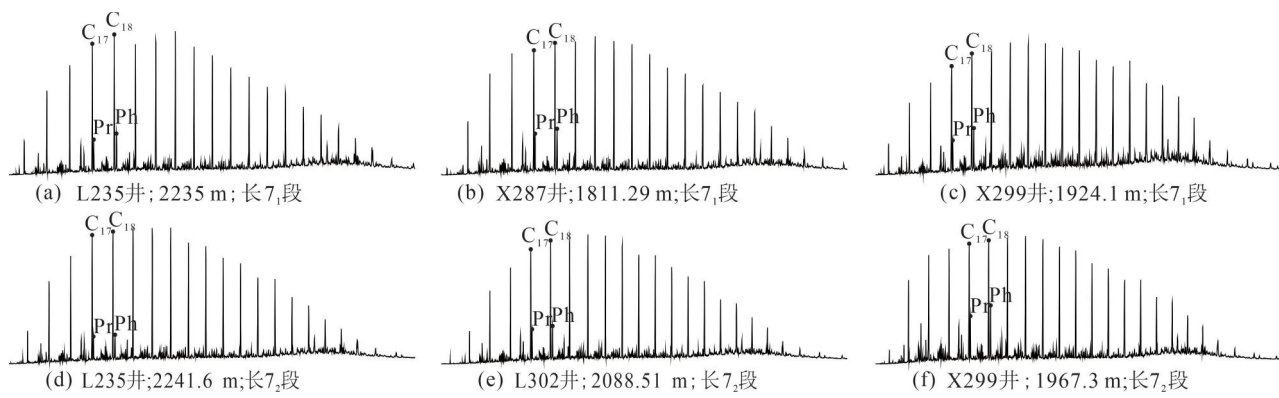


图 4 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段部分样品饱和烃和天然气相色谱图
Fig. 4 Gas chromatogram of saturated hydrocarbons in some samples of the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

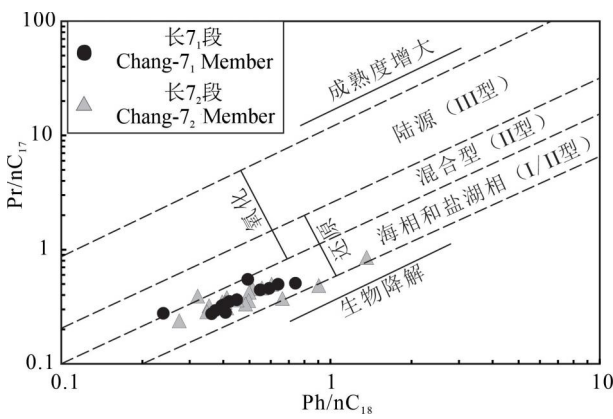


图 5 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段原油 Ph/nC_{18} 与 Pr/nC_{17} 关系图 (图版据 Shanmugam, 1985 改)
Fig. 5 Relationship between Ph/nC_{18} and Pr/nC_{17} of crude oil of the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin (modified from Shanmugam, 1985)

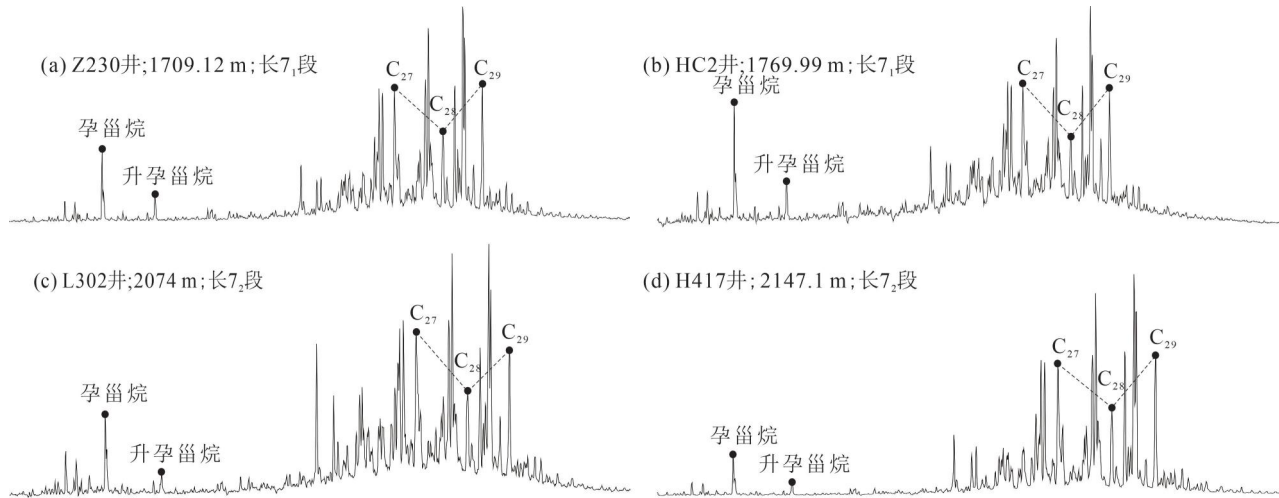


图 6 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段部分样品甾烷 ($m/z=217$) 质谱图
Fig. 6 Mass spectrum of sterane ($m/z=217$) in some samples of the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

2016), 而 $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$, $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S + 20R)$ 等指标是判断有机质成熟度的常用参数 (Jalees et al., 2010)。长 7 段砂岩抽提物的甾烷特征整体差别不大, 规则甾烷 $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ 均呈“V”型分布, 即 $\alpha\alpha\alpha-20R-C_{27}$ 与 $\alpha\alpha\alpha-20R-C_{29}$ 含量大致相当, 其含量远高于 $\alpha\alpha\alpha-20R-C_{28}$ 的含量, 由 $\alpha\alpha\alpha-20R-C_{27-29}$ 含量三角图版可得, 研究区长 7 段原油母源主要为低等水生浮游藻类, 含有部分陆源有机质的输入 (图 6, 图 7a)。研究区长 7₁ 段和长 7₂ 段砂岩抽提物的 $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S + 20R)$ 和 $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ 值相近, 反映两个亚段原油的成熟度相近, 均达到成熟阶段 (图 6; 图 7b)。

$17\alpha(H)-C_{30}$ 重排藿烷在湖相烃源岩中较为常见, 重排藿烷的相对丰度具有一定的成熟度、沉积环境指示意义 (赵孟军等, 2001; 张文正等, 2009; Li Honglei et al., 2015)。研究区长 7 段原油的藿烷

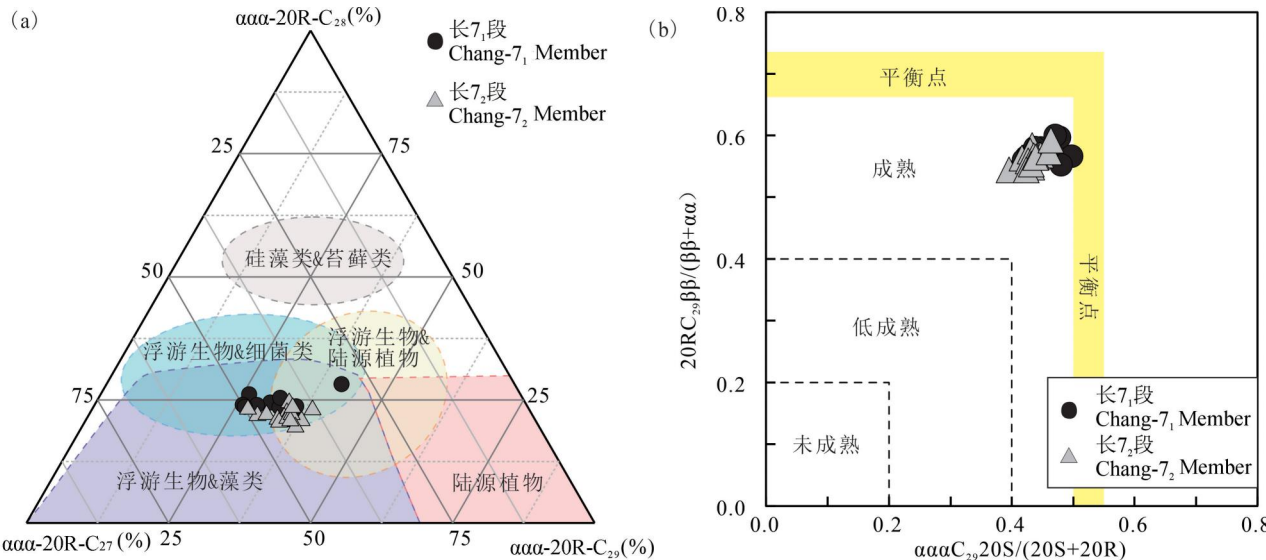


图 7 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段砂岩抽提物 $\alpha\alpha\alpha$ -20R-C₂₇-C₂₈-C₂₉ 甾烷三角图 (a) 和 C₂₉ 规则甾烷成熟度判别图版 (b) (a 图版据 Huang Wenyan et al. , 1979 改, b 中标准据彼得斯 K E 等, 2011)

Fig. 7 $\alpha\alpha\alpha$ -20R-C₂₇-C₂₈-C₂₉ sterane triangle diagram (a) and C₂₉ regular sterane maturity discriminant diagram (b) of the sandstone of the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation extract in Qingcheng area, Ordos Basin [(a) is modified from Huang Wenyan et al. , 1979, the standard in (b) is based on Peters et al. , 2011]

特征具有明显差异,主要体现在 18 α (H)-三降新藿烷(Ts)、17 α (H)-三降藿烷(Tm)、17 α (H)-C₃₀重排藿烷等化合物的相对含量上(表 2;图 8),长 7 段原油的 Ts/C₃₀藿烷、C₃₀重排藿烷/C₂₉降藿烷和 C₃₀重排藿烷/C₃₀藿烷比值变化范围均较大,表明原油具有不同的成因类型。伽马蜡烷丰度与沉积水体盐度密切相关(王春江等,2000),研究区原油伽马蜡烷含量普遍较低,伽马蜡烷/ $\alpha\beta$ -C₃₀藿烷均小于 0.2(表 2),反映研究区长 7 段致密油母源沉积环境为淡水—微咸水环境。

表 2 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段部分原油样品萜烷参数表

Table 2 Terpane parameters of some crude oil samples from the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin									
井号	深度(m)	层位	A	B	C	D	E	F	G
HC2	1762.99	长 7 ₁ 段	0.70	0.31	0.35	0.55	3.50	0.49	0.14
HC2	1769.99	长 7 ₁ 段	0.86	0.39	0.40	0.67	3.59	0.50	0.14
HU56	2366	长 7 ₁ 段	0.17	0.09	0.25	0.33	1.02	0.15	0.06
HU69	2382	长 7 ₁ 段	0.19	0.09	0.29	0.40	1.39	0.15	0.06
L235	2210	长 7 ₁ 段	0.13	0.06	0.22	0.28	1.07	0.16	0.11
L302	2066.9	长 7 ₁ 段	0.32	0.15	0.31	0.44	1.52	0.24	0.12
W67	2044	长 7 ₁ 段	0.31	0.15	0.28	0.39	1.77	0.25	0.09
X299	1928.6	长 7 ₁ 段	0.51	0.21	0.37	0.58	2.85	0.31	0.12
H91	2157	长 7 ₂ 段	0.79	0.38	0.46	0.84	3.94	0.55	0.12
L285	2172	长 7 ₂ 段	0.61	0.26	0.38	0.61	3.68	0.44	0.12
L302	2088.51	长 7 ₂ 段	0.85	0.32	0.38	0.62	3.76	0.39	0.14
L83	2194.5	长 7 ₂ 段	2.12	1.04	0.59	1.46	6.92	1.49	0
X233	1950.92	长 7 ₂ 段	0.29	0.14	0.29	0.40	1.92	0.26	0.10
X291	1995.8	长 7 ₂ 段	0.66	0.32	0.42	0.73	4.04	0.58	0.15
X299	1967.3	长 7 ₂ 段	0.84	0.35	0.46	0.84	5.90	0.48	0.13
X299	1974.63	长 7 ₂ 段	0.28	0.13	0.26	0.36	1.48	0.21	0.08

注:A—C₃₀重排藿烷/C₂₉降藿烷;B—C₃₀重排藿烷/C₃₀藿烷;C—C₂₉Ts/(C₂₉降藿烷+C₂₉Ts);D—C₂₉Ts/C₂₉降藿烷;E—18 α (H)-三降新藿烷(Ts)/17 α (H)-三降藿烷(Tm);F—Ts/C₃₀藿烷;G—伽马蜡烷/ $\alpha\beta$ -C₃₀藿烷。

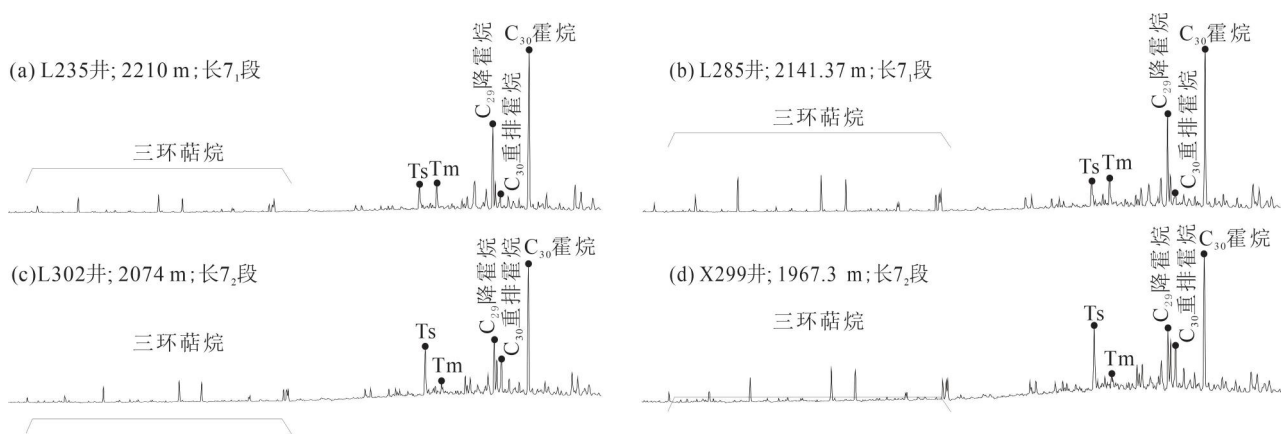


图 8 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段部分样品萜烷 ($m/z=191$) 质谱图
Fig. 8 Mass spectrum of terpane ($m/z=191$) in some samples of the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

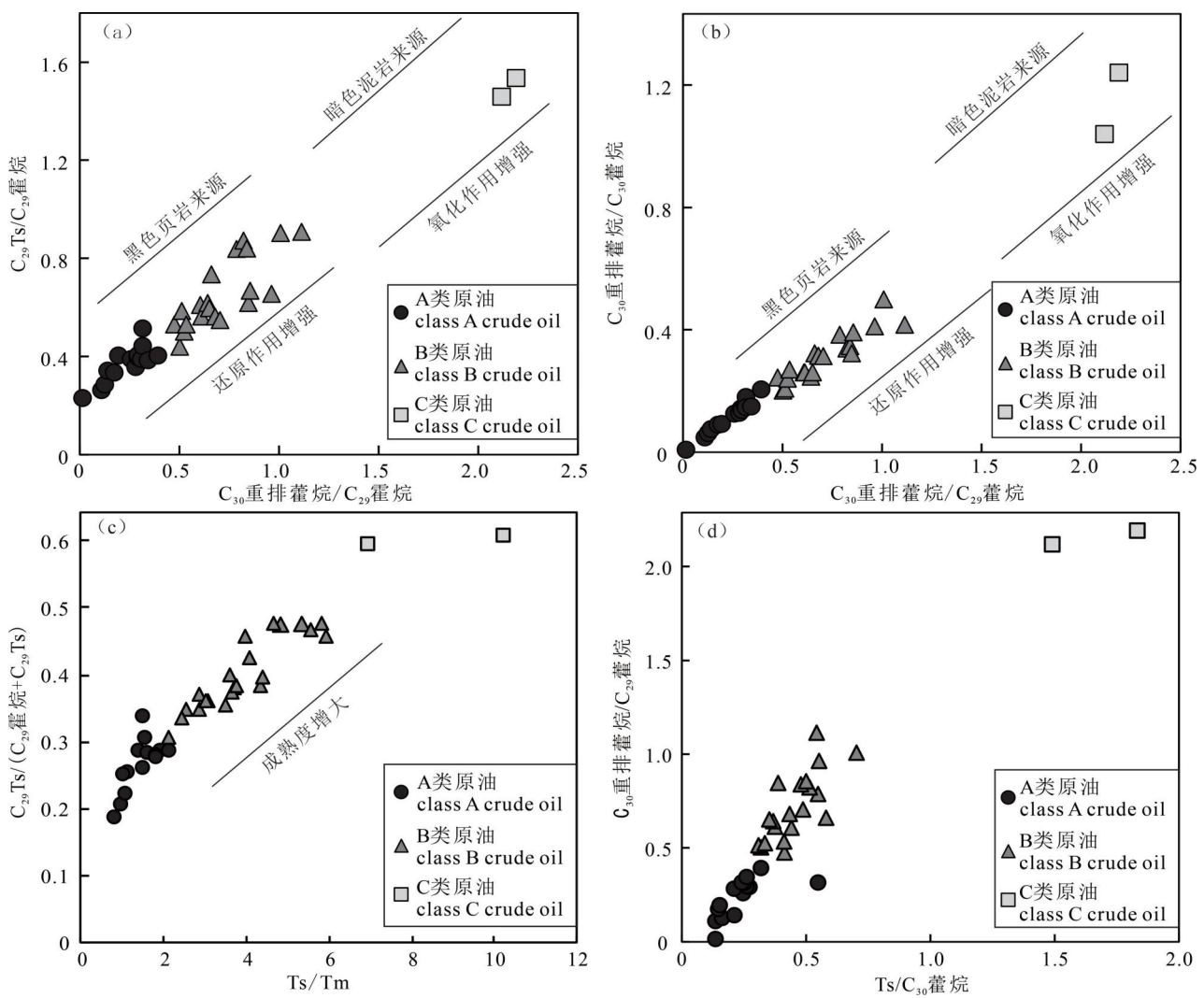


图 9 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段原油成因类型划分图

Fig. 9 Classification of crude oil types of the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

3 长 7 段原油类型划分

C₃₀ 重排藿烷含量主要受沉积环境、黏土矿物含量控制,高丰度的 C₃₀ 重排藿烷可反映氧化沉积环境(赵孟军等,2001;张文正等,2009; Li Honglei et al. , 2015),也有学者认为 C₃₀ 重排藿烷形成与成熟度和高等植物的输入有关(程熊等,2014;李红磊

等,2016)。因此认为原油 C₃₀ 重排藿烷的明显差异是烃源岩沉积环境、岩石组分、成熟度及母质来源差异的反映。以此为 主要依据,结合其他生物标志化合物参数将研究区长 7 段致密油划分为 A、B、C 三类,利用 C₃₀ 重排藿烷/C₂₉ 降藿烷、C₂₉Ts/C₂₉ 降藿烷、C₃₀ 重排藿烷/C₃₀ 藿烷、C₂₉Ts/(C₂₉ 降藿烷 + C₂₉Ts)、Ts/Tm 等参数可对三类原油进行有效区分

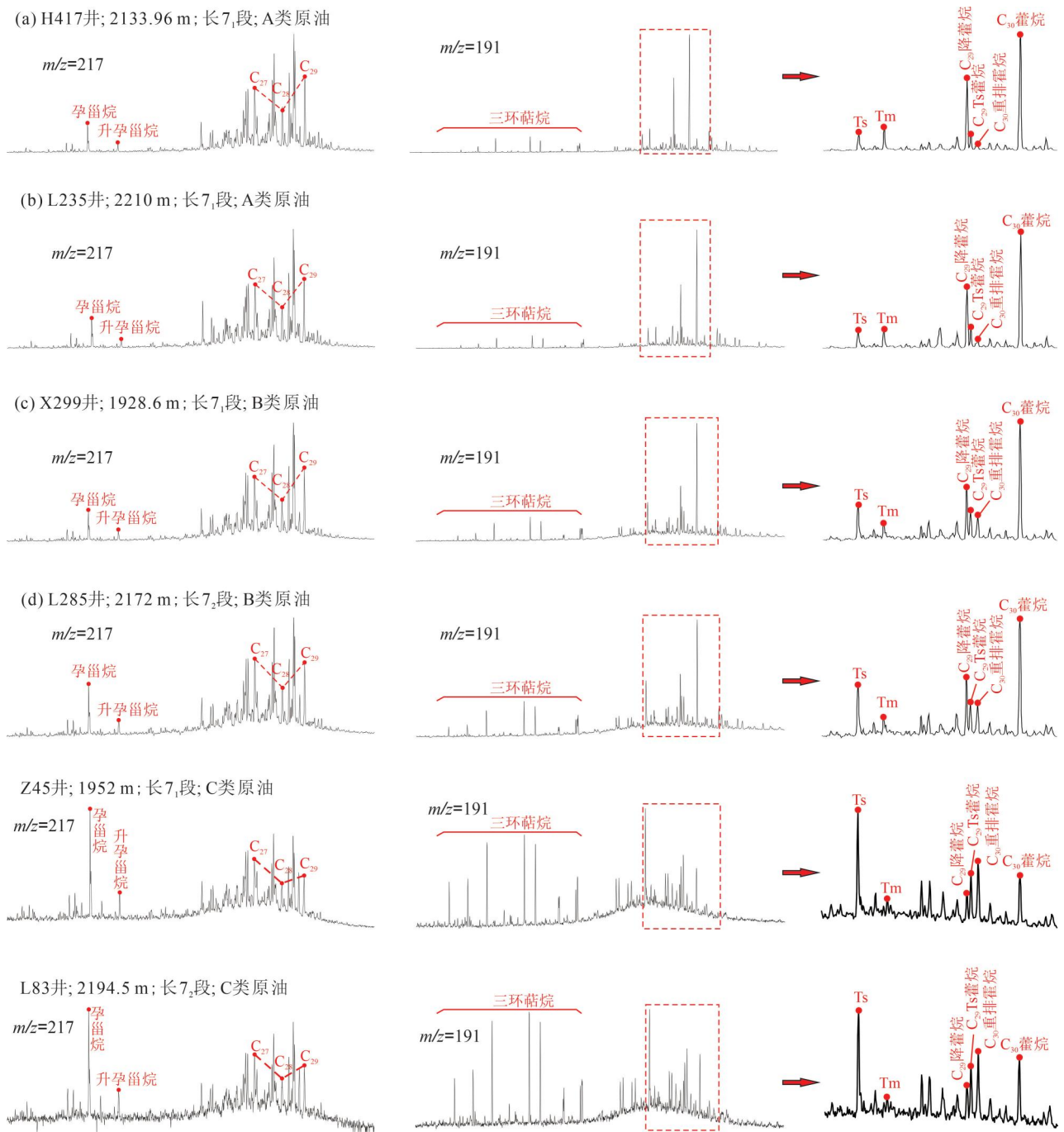


图 10 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段不同成因类型原油甾、萜烷特征

Fig. 10 Characteristics of steroids and terpanes in different genetic types of crude oils from the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

(图 9)。

A 类原油 C_{30} 重排藿烷含量明显较低,具有低 C_{30} 重排藿烷/ C_{29} 藿烷(0.01~0.39,平均 0.24)、低 C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 藿烷(0.01~0.20,平均为 0.12)、低 $C_{29}Ts/C_{29}$ 藿烷(0.23~0.51,平均为 0.37)和低 Ts/Tm (0.80~2.08,平均为 1.44)的特征。B 类原油的 C_{30} 重排藿烷含量中等,具有中等的 C_{30} 重排藿烷/ C_{29} 藿烷(0.48~1.11,平均为 0.72)、 C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 藿烷(0.20~0.50,平均为 0.31)、 $C_{29}Ts/C_{29}$ 藿烷(0.44~0.91,平均为 0.66)和 Ts/Tm (2.10~5.90,平均为 3.78)比值。而 C 类原油的 C_{30} 重排藿烷含量相对较高,具有高 C_{30} 重排藿烷/ C_{29} 藿烷(2.12~2.19,平均为 2.15)、高 C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 藿烷(1.04~1.24,平均为 1.14)、高 $C_{29}Ts/C_{29}$ 藿烷(1.46~1.54,平均为 1.50)和高 Ts/Tm (6.92~10.20,平均为 8.56)的特征(图 9a, b, c)。 C_{30} 重排藿烷含量表明了 A、B、C 类原油母质形成的沉积环境氧化性依次增强,而 C_{30} 重排藿烷含量和 Ts/Tm 具有共变性,也反映了三类原油的成熟度依次增大。同时三类原油 Ts/C_{30} 藿烷比值依次显著增大,A 类原油的 Ts/C_{30} 藿烷比值介于 0.14~0.55 之间,大多小于 0.35;B 类原油 Ts/C_{30} 藿烷比值介于 0.31~0.70 之间(平均为 0.45);C 类原油 Ts/C_{30} 藿烷比值大于 1.40(图 9d; 图 10),也反映了三类原油的成熟度依次增大。

4 长 7 段烃源岩有效性分析及油源对比

庆城地区长 7 段烃源岩包括黑色页岩和暗色泥

岩,黑色页岩主要发育在长 7_3 段,厚约 15 m,暗色泥岩在长 7 段均有发育,长 7_3 、长 7_2 、长 7_1 暗色泥岩厚约 10 m、8 m、5 m。烃源岩有机质丰度差异较大,长 7_3 段黑色页岩有机碳含量多大于 9.0%,长 7_2 、长 7_3 段暗色泥岩有机碳含量多大于 3.0%,而长 7_1 段暗色泥岩有机质丰度较低,大多小于 1.5%。长 7_1 段和长 7_2 段的烃源岩有机质类型以 II_1 型和 II_2 型为主,长 7_3 段的烃源岩有机质类型主要是 I 型和 II_1 型,均达到成熟阶段。

4.1 烃源岩有效性分析

通过岩石热解得到的热解参数可用于判断烃源岩的生烃潜力, S_1 代表岩石已经生成且残留在岩石中的烃量。对于同一沉积环境下形成的同一套烃源岩而言,具有相似的地球化学特征与生烃特征,若烃源岩未发生排烃,单位 TOC 生成的烃量应与 TOC 呈正相关关系,当生烃量大于烃源岩自身的吸附量后开始排烃, S_1/TOC 值便会有下降趋势,因此拐点即为有效排烃源岩的界限值(高岗等,2012)(图 11a)。研究区烃源岩的 S_1/TOC 在 TOC 值增大到 2.4%后有明显降低的趋势,即庆城地区长 7 段有效烃源岩 TOC 下限为 2.4%(图 11b),部分暗色泥岩及黑色页岩为有效排烃源岩,其中黑色页岩为优质烃源岩,供烃能力较强。

为了明确黑色页岩与暗色泥岩对致密油藏的相对贡献量,对庆城地区黑色页岩与暗色泥岩排烃量进行计算,计算模型(范柏江等,2012;黄彩霞等,2013;王葡萄,2017)如下:

$$Q = \int_1^n \int_{z_o}^z 10^{-5} \cdot H \cdot S \cdot \rho \cdot TOC \cdot K \cdot q \cdot dz \cdot dn$$

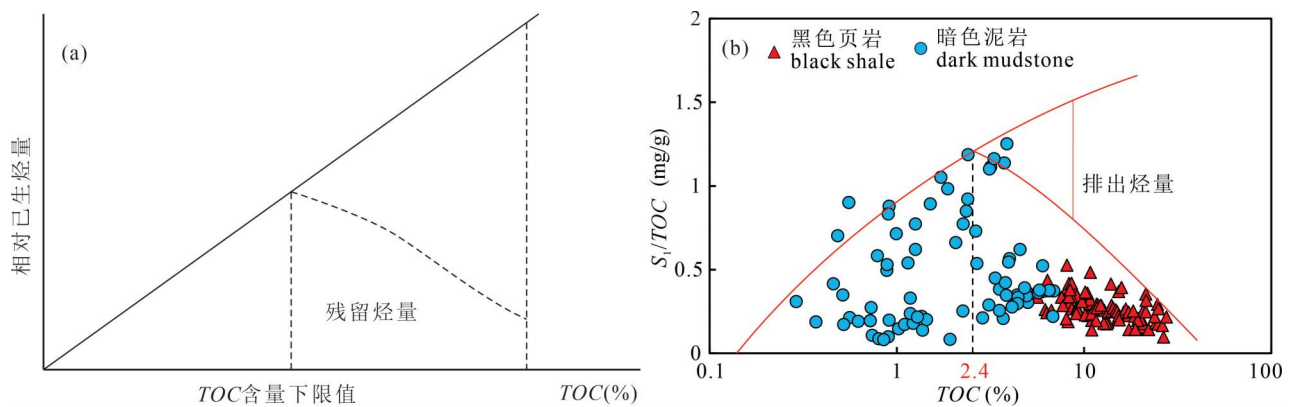


图 11 有效排烃源岩 TOC 含量下限判别模式图(a)和鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段有效烃源岩 TOC 下限判别图(b)

Fig. 11 The discriminant model diagram of the lower limit of TOC content of the effective source rock (a) and the discriminant map of the lower limit of the effective source rock TOC of the the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin (b)

式中: Q 为排烃量(t); Z 为烃源岩埋深(m); Z_0 为排烃门限(m); H 为有效源岩厚度(m); S 为有效源岩面积(m^2); ρ 为烃源岩密度(g/cm^3); TOC 为有机碳含量(%); K 为生烃率($\text{mg}/\text{g } TOC$); q 为排烃效率; n 为网格数目。

上述模型中,有效源岩厚度(H)、有效源岩面积(S)及有机碳含量(TOC)均由研究区资料确定,黑色页岩密度取平均值 $2.2 \text{ g}/\text{cm}^3$,暗色泥岩密度取平均值 $2.6 \text{ g}/\text{cm}^3$ 。生烃率 K 由原始生烃潜力减去剩余生烃潜力得到,Ⅰ型、Ⅱ₁型和Ⅱ₂型有机质的原始生烃潜力分别取 900、650、450 $\text{mg}/\text{g } TOC$ (黄彩霞等,2013)。黑色页岩有机质类型以Ⅰ型为主,长 7₃段暗色泥岩有机质类型以Ⅱ₁型为主,长 7₃段平均 R_o 约 0.91%,长 7₂段和长 7₁段暗色泥岩Ⅱ₁型和Ⅱ₂型为主,长 7₂段和长 7₁段平均 R_o 分别约为 0.9%和 0.85%,排烃效率与有机质类型及成熟度有关(范柏江等,2012),为便于计算,长 7₃黑色页岩、长 7₃暗色泥岩、长 7₂暗色泥岩、长 7₁暗色泥岩原始生烃潜力分别取 900、650、550、550 $\text{mg}/\text{g } TOC$,由王葡萄(2017)建立的排烃效率与有机质类型及成熟度关系式可得,排烃效率分别取 55%、50%、45%、38%。

表 3 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段
烃源岩排烃量计算表

Table 3 Calculation table of hydrocarbon expulsion from
Source Rocks of the 7th Member of the Triassic Yanchang
Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

层位	排烃率 ($\times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$)	排烃量 ($\times 10^8 \text{ t}$)	相对贡献比例 (%)
长 7 ₁ 暗色泥岩	8.24	8.43	4.67
长 7 ₂ 暗色泥岩	21.93	22.42	12.43
长 7 ₃	暗色泥岩	46.22	47.25
	黑色页岩	100.11	102.35
			56.72

计算可得,庆城地区长 7₃段黑色页岩是主力烃源岩,贡献率可达 56.72%,其次为 7₃段暗色泥岩,贡献率约 26.19%,长 7₂段和长 7₁段暗色泥岩贡献较低,分别为 12.43%和 4.67%(表 3),但整体来说,暗色泥岩总贡献率约 45%,也是致密油来源的重要部分。

4.2 不同类型原油成因分析

鄂尔多斯盆地长 7 段发育黑色页岩和暗色泥岩两种有效烃源岩,黑色页岩主要分布于长 7₃段,而暗色泥岩广泛分布于整个长 7 段,为了明确不同类

型原油的来源,将不同成因类型的原油与两种烃源岩进行对比,对原油来源进行分析。

长 7 段黑色页岩具有明显较低的 C_{30} 重排藿烷和 $C_{29}Ts$ 藿烷含量, $C_{29}Ts$ 藿烷含量高于 C_{30} 重排藿烷, Ts/Tm 比值较低(图 12),与 A 类原油特征一致,表明 A 类原油主要为黑色页岩贡献。而长 7 段暗色泥岩具有较高的 C_{30} 重排藿烷含量和 $C_{29}Ts$ 藿烷含量, C_{30} 重排藿烷与 $C_{29}Ts$ 藿烷含量相当甚至更高, Ts 含量明显大于 Tm 含量(图 12),这与 C 类原油特征相似,表明 C 类原油主要为暗色泥岩贡献。而 B 类原油成因特征较为复杂, C_{30} 重排藿烷和 $C_{29}Ts$ 藿烷含量居中,与部分暗色泥岩特征相似,因此其可能直接由暗色泥岩生成;但由于 B 类原油的 C_{30} 重排藿烷/ C_{29} 藿烷、 C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 藿烷、 $C_{29}Ts/C_{29}$ 藿烷等参数均介于 A 类与 C 类原油特征之间,也可能为两者混合的产物,因此 B 类油也可能是黑色页岩和暗色泥岩生烃混合的结果(图 12)。

A 类油与 B 类油在长 7₁ 与长 7₂ 段大量分布,A 类油主要分布于长 7₁ 段,B 类油主要分布于长 7₂ 段,B 类油在数量上与 A 类油相当,甚至超过 A 类油,结合黑色页岩与暗色泥岩的相对贡献来看,绝大多数 B 类油同时具有黑色页岩和暗色泥岩的贡献,而 C 类油仅在局部发育。结合原油物性特征可得,由黑色页岩生成的分布于长 7₁ 的 A 类油具有相对较低的黏度与密度,而由黑色页岩与暗色泥岩生成的 B 类混合油黏度相对较高,由此可得由暗色泥岩生成的原油应该具有更高的黏度和密度,因此其运移阻力相对更大。 $C_{29}Ts/C_{29}$ 藿烷和 Ts/Tm 等参数表明,A 类原油具有相对较低的成熟度,C 类原油的成熟度相对较高,B 类混合原油成熟度居中,表明黑色页岩比暗色泥岩生烃时间更早,前人通过实验也证实了这一点,认为黑色页岩的主要生烃期 R_o 为 0.70%~0.87%,暗色泥岩的主要生烃期 R_o 为 1.06%~1.72%(齐玉林等,2019)。综上所述,供烃模式可总结为,生烃时间较早的黑色页岩大量生成低黏度原油,更易向上运移的低黏度原油大量分布于长 7₁ 与长 7₂ 段,此时主要为低成熟度的 A 类油;之后暗色泥岩生成的高黏度原油运移能力较差且生烃量有限,主要在靠近烃源岩的长 7₂ 段进行成藏,使得黑色页岩生成的低成熟度的 A 类油和暗色泥岩生成的高成熟度的 C 类油混合形成成熟度适中的 B 类油,并广泛分布于长 7₂ 段,仅有少量未发生混合的高成熟度 C 类油存在,从而形成了 A 类油主要分布于长 7₁ 段,B 类油主要分布于长 7₂ 段,而 C

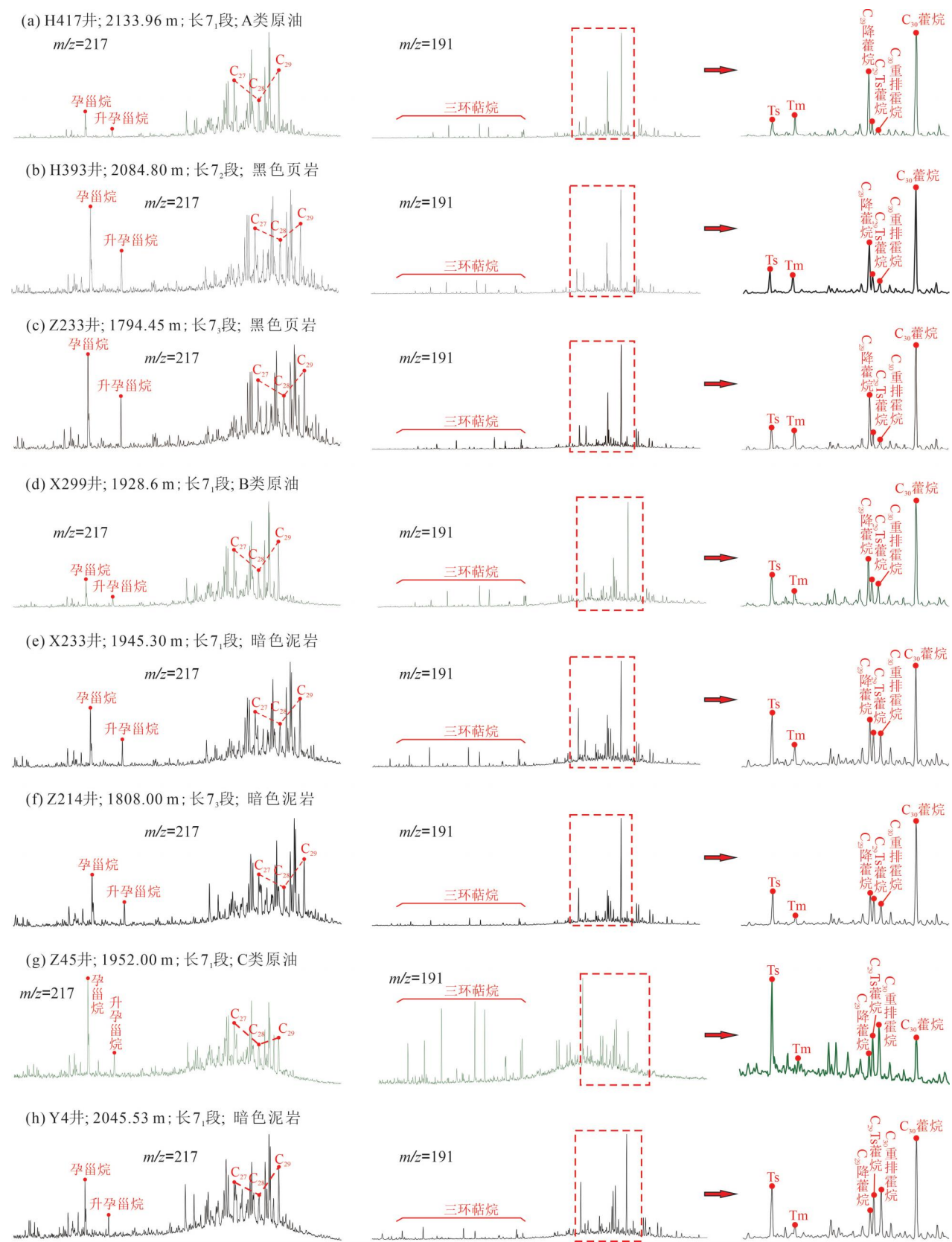


图 12 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系延长组 7 段原油和烃源岩甾、萜特征图
Fig. 12 Characteristics of steroids and terpenes in crude oil and source rocks of the 7th Member of the Triassic Yancheng Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

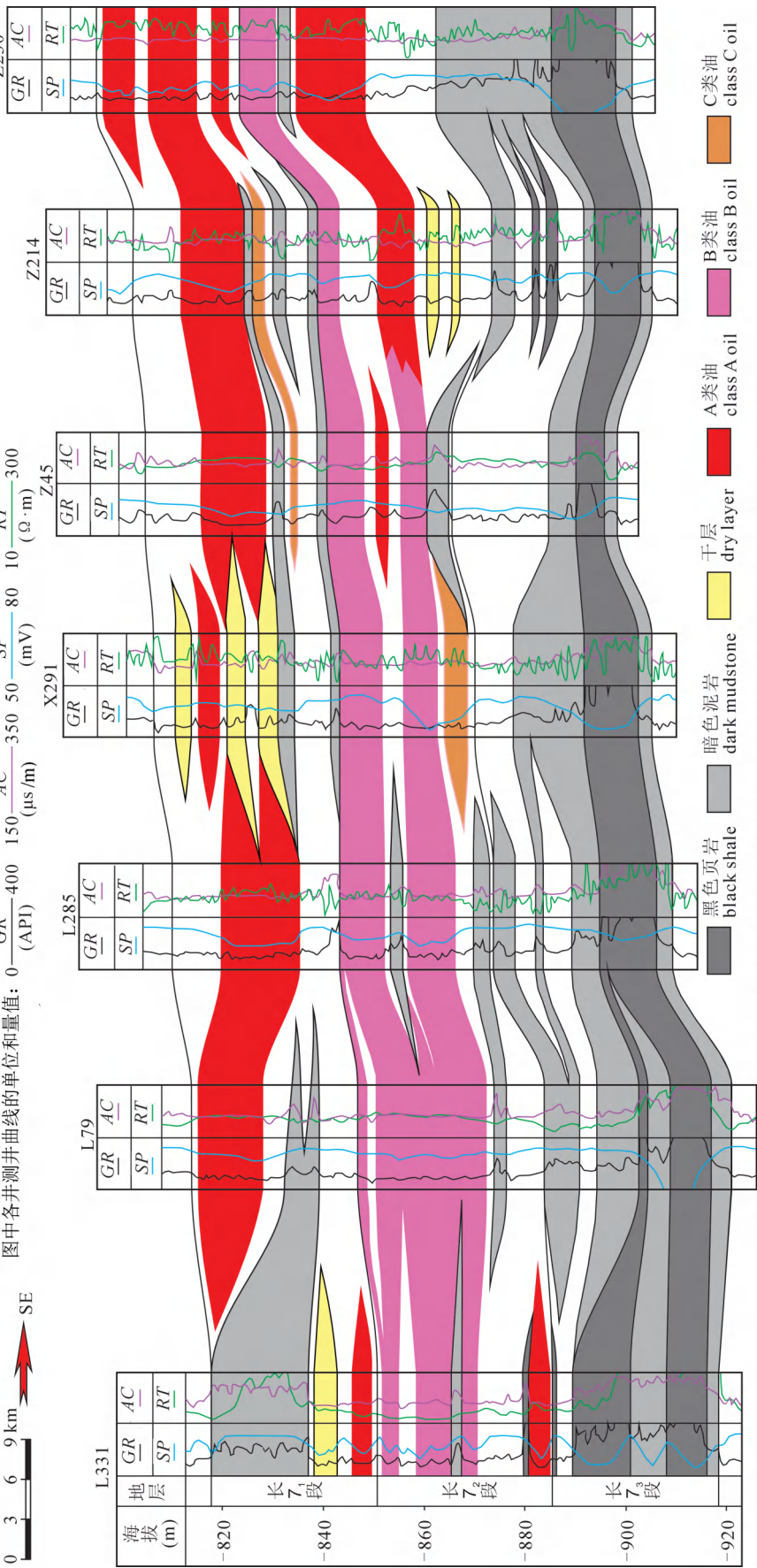


图13 鄂尔多斯盆地庆城地区长7段原油和有效烃源岩分布剖面图 (剖面位置见图1a)

Fig.13 Distribution profile of crude oil and effective source rocks of Chang-7 Member in Qingcheng area, Ordos Basin (The section location is shown in Fig.1a)

类油分布局限的格局(图13)。

5 结论

(1)庆城地区三叠系延长组7段的原为低密度、中—低黏度和低凝固点的轻质油。原油霍烷特征差异明显,C₃₀重排藿烷含量的相对高低为主要依据将原油划分为3类,A类油的C₃₀重排藿烷相对含量最低,表明其母质沉积环境还原性更强;C类油C₃₀重排藿烷含量最高,其母质沉积环境氧化性较强;B类油C₃₀重排藿烷含量居中。

(2)庆城地区长7段烃源岩包括黑色页岩和暗色泥岩,烃源岩有机碳含量有效排烃下限为2.4%,黑色页岩是优质的供烃源岩,主要发育于长7₃段,以丰度高、厚度大、连续性好为特征。因此,长7₃段黑色页岩是主要的供烃源岩,长7₃段暗色泥岩次之,长7₂和长7₁段暗色泥岩贡献较小。

(3)A类原油具有低C₃₀重排藿烷/C₂₉藿烷、低C₂₉Ts/C₂₉藿烷、低Ts/Tm的典型特征,来源于黑色页岩,主要分布于长7₁段;C类原油具有高C₃₀重排藿烷/C₂₉藿烷、高C₂₉Ts/C₂₉藿烷、高Ts/Tm特征,为暗色泥岩贡献,在研究区分布局限;B类油的各项生标物参数均居中,主要是暗色泥岩和黑色页岩生成的原油混合而

来,主要分布于长₇₂段。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

白玉彬,高振东,李忠锋,张志升,朱杰,郑卉. 2013. 鄂尔多斯盆地杏子川油田延长组原油地球化学特征与油源探讨. 石油实验地质, 35(5): 552~558.

程鹏,肖贤明,田辉,周秦,陈吉,潘磊. 2014. 成熟度对陆相烃源岩可溶有机质 Pr/Ph 比值的影响. 沉积学报, 32(1): 182~188.

程熊,陈小慧,张敏. 2014. 鄂尔多斯盆地东北部上古生界煤系烃源岩 17 α (H)-重排藿烷类的分布及成因探讨. 沉积学报, 32(4): 790~796.

杜佰伟,彭清华,何江林. 2016. 羌塘盆地羌资 3 井索瓦组泥岩生物标志化合物特征及其地质意义. 中国地质, 43(1): 298~305.

杜江民,王青春,赵彦德,徐智,丁强. 2018. 鄂尔多斯盆地陕北地区延长组长 6 原油地球化学特征及油源分析. 西北大学学报(自然科学版), 48(2): 246~254.

范柏江,董月霞,庞雄奇. 2012. 有效源岩的精确厘定及其排烃量:以南堡凹陷为例. 中南大学学报(自然科学版), 43(1): 224~232.

高岗,柳广弟,付金华,姚泾利. 2012. 确定有效烃源岩有机质丰度下限的一种新方法——以鄂尔多斯盆地陇东地区上三叠统延长组湖相泥质烃源岩为例. 西安石油大学学报(自然科学版), 27(2): 22~26+118.

高岗,梁晓伟,朱康乐,淡卫东,孙明亮,尤源,冯胜斌. 2021. 鄂尔多斯盆地长 7 段源储组合特征与油气成藏模式. 西北地质, 54(3): 198~205.

黄彩霞,张枝焕,李宇翔,邓南涛,闫红星,白雪,罗梦娇. 2013. 鄂尔多斯盆地南部地区延长组烃源岩生烃动力学研究及模拟结果分析. 石油天然气学报, 35(8): 21~27.

何浩男,赵卫卫,王汇智,韩筱丹. 2019. 鄂尔多斯盆地东南部延长组长 7 致密油成藏机制及主控因素. 非常规油气, 6(3): 33~40+57.

李红磊,张敏,姜连,程熊. 2016. 利用芳烃参数研究煤系烃源岩中重排藿烷成因. 沉积学报, 34(1): 191~199.

李威,文志刚. 2012. 鄂尔多斯盆地马岭地区上三叠统长 7 油层组油气富集规律. 岩性油气藏, 24(6): 101~105.

李威,张世祥,文志刚. 2014. 鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 油层组烃源岩非均质性控制因素研究. 石油天然气学报, 36(8): 27~29.

李兆扬,范萌萌,马瑶,张添锦. 2012. 鄂尔多斯盆地东南部长 7 油层组沉积相研究. 陕西科技大学学报:自然科学版, 30(1): 106~110, 121.

刘高红,龚建涛,王冬冬. 2014. 鄂尔多斯盆地旬邑地区延长组油源对比研究. 石油天然气学报, 36(12): 10~14.

刘群,袁选俊,林森虎,郭浩,成大伟. 2018. 湖相泥岩、页岩的沉积环境和特征对比——以鄂尔多斯盆地延长组 7 段为例. 石油与天然气地质, 39(3): 531~540.

彼得斯 K E,沃尔特斯 C C,莫尔多万 J M. 2011. 生物标志化合物指南(第二版·下册). 张水昌,李振西,译. 石油工业出版社: 159.

齐玉林,张枝焕,夏东领,张慧敏,黄彩霞,郑铎,金霄,曹永乐,朱雷. 2019. 鄂尔多斯盆地南部长 7 暗色泥岩与黑色页岩生烃动力学特征对比分析. 现代地质, 33(4): 863~871.

屈童,高岗,梁晓伟,孙明亮,尤源,党文龙,淡卫东. 2022. 鄂尔多斯盆地长 7 段致密油成藏机理分析. 地质学报, 96(2): 616~629.

任拥军,查明. 2003. 胶莱盆地东北部白垩系烃源岩有机地球化学特征. 石油大学学报:自然科学版, 27(5): 16~20.

唐文忠,孙宜朴,常俊合,祖颖,郭广辉,游小森. 2001. 东濮凹陷下古生界碳酸盐岩烃源岩生物标志物地球化学特征. 海相油气地质, 6(2): 7~11.

王春江,傅家谟,盛国英,肖乾华,李金有,张亚丽,朴明植. 2000. 18 α (H)-新藿烷及 17 α (H)-重排藿烷类化合物的地球化学属性与应用. 科学通报, 45(13): 1366~1372.

王恩泽,吴忠宝,宋彦辰,石开波,刘航宇,刘波. 2022. 鄂尔多斯盆地庆城地区长 7 段致密砂岩成岩演化与孔隙结构特征. 北京大学学报(自然科学版), 58(2): 249~260.

王汇智,赵卫卫,何浩男,冯静. 2019. 鄂尔多斯盆地陇东地区致密油储层特征研究——以鄂尔多斯盆地长 7 段为例. 非常规油气, 6(2): 42~51.

王葡萄. 2017. 鄂尔多斯盆地延长油田长 7 段烃源岩综合评价. 导师:宋岩. 北京:中国石油大学(北京)硕士学位论文: 1~68.

吴伟涛,邓静,赵靖舟,孙勃,郭汉卿,邓秀芹,耳闯,白玉彬. 2016. 鄂尔多斯盆地华庆地区长 7 油层组致密油成藏条件与成藏模式. 石油与天然气地质, 37(6): 874~881.

徐文,包建平,刘婷,银晓. 2008. 柴达木盆地北缘冷湖地区下侏罗统烃源岩评价. 天然气地球科学, 19(5): 129~134.

杨华,窦伟坦,刘显阳,张才利. 2010. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 沉积相分析. 沉积学报, 28(2): 254~263.

杨华,张文正,彭平安,刘飞,罗丽荣. 2016. 鄂尔多斯盆地中生界湖相油型油的精细划分与油源对比. 地球科学与环境学报, 38(2): 196~205.

姚泾利,赵彦德,邓秀芹,郭正权,罗安湘,楚美娟. 2015. 鄂尔多斯盆地延长组致密油成藏控制因素. 吉林大学学报(地球科学版), 45(4): 983~992.

姚宜同,李士祥,赵彦德,陈世加,路俊刚. 2015. 鄂尔多斯盆地新安边地区长 7 致密油特征及控制因素. 沉积学报, 33(4): 625~633.

张文正,杨华,候林慧,刘飞. 2009. 鄂尔多斯盆地延长组不同烃源岩 17 α (H)-重排藿烷的分布及其地质意义. 中国科学: D 辑, 地球科学, 39(10): 1438~1445.

赵德力,南红丽,方欣欣,吴官生. 2004. 地球化学特征在判别三塘湖盆地沉积古环境中的应用. 江汉石油学院学报, 26(3): 27~28.

赵孟军,张水昌. 2001. 17 α (H)-重排藿烷在塔里木盆地中的指相意义. 石油勘探与开发, 28(1): 36~38.

赵阳,姚泾利,段毅,吴应忠,曹喜喜,徐丽,陈珊珊. 2015. 鄂尔多斯盆地陇东地区长 9 油层组油源分析. 沉积学报, 33(5): 1023~1032.

Bai Yubin, Gao Zhendong, Li Zhongfeng, Zhang Zhisheng, Zhu Jie, Zheng Hui. 2013&. Geochemical Characteristics of Crude Oil and Oil-source Correlation in Yanchang Formation in Xingzichuan Oilfield, Ordos Basin, Ordos Basin. Petroleum Geology and Experiment, 35(5): 552~558.

Cheng Peng, Xiao Xianming, Tian Hui, Zhou Qin, Chen Ji, Pan Lei. 2014&. Effects of Maturity on the Pr/ph Ratio of the Soluble Organic Matters in the Terrestrial Source Rocks. Acta Sedimentologica Sinica, 32(1): 182~188.

Cheng Xiong, Chen Xiaohui, Zhang Min. 2014&. Origin of 17 α (h)-rearranged Hopanes in Upper-Palaeozoic Coal-bearing Source Rocks in Northeast Ordos Basin. Acta Sedimentologica Sinica, 32(4):

790~796.

- Du Baiwei, Peng Qinghua, he Jianglin. 2016#. Characteristics of Biomarker Compounds in the Mudstone of Upper Jurassic Suowa Formation from QZ3 Well in Qiangtang Basin, Northern Tibet. *Geology in China*, 43(1): 298~305.
- Du Jiangmin, Wang Qingchun, Zhao Yande, Xu Zhi, Ding Qiang. 2018#. Geochemical Characteristics and Oil Source Analysis of Yanchang 6 Crude Oil in Northern Shaanxi, Ordos Basin. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 48(2): 246~254.
- Fan Baijiang, Dong Yuexia, Pang Xiongqi. 2012#. Establishment of Effective Source Rock and Hydrocarbon Expulsion Quantity: Taking Nanpu Sag for Example. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 43(1): 224~232.
- Gao Gang, Liu Guangdi, Fu Jinhua, Yao Jingli. 2012#. A New Method for Determining the Lower Limit of Organic Matter Abundance of Effective Source Rocks — Taking the Lacustrine Argillaceous Source Rocks of Yanchang Formation of Upper Triassic in Longdong Area of Ordos Basin as an Example. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science)*, 27(2): 22~26 + 118.
- Gao Gang, Liang Xiaowei, Zhu Kangle, Tan Weidong, Sun Mingliang, You Yuan, Feng Shengbin. 2021#. Characteristics of Source—reservoir Assemblage and Hydrocarbon Accumulation Model of Chang 7 Member in Ordos Basin. *Northwestern Geology*, 54(3): 198~205
- Gao Gang, Xu Xinde, Qu Tong, Gan Jun, Dang Wenlong, Zhou Xiaoxiao, Liu Fengyan. 2020. Petroleum Origins and Accumulation Patterns in the Weixinan Sag in the Beibu Gulf Basin, Using Subsag B as an Example. *Acta geologica Sinica (English Edition)*, 94(5): 1515~1530.
- He Haonan, Zhao Weiwei, Wang Huizhi, Han Xiaodan. 2019#. Mechanism of Hydrocarbon Accumulation Formation and Main Controlling Factors in Chang-7 Tight Oil of Yanchang Formation, Southeastern Ordos Basin, *Unconventional Oil & Gas*, 6(3): 33~40+57.
- Huang Caixia, Zhang Zhihuan, Li Yuxiang, Deng Nantao, Yan Hongxing, Bai Xue, Luo Mengjiao. 2013#. Study on Hydrocarbon Generation Kinetics and Simulation Results of Yanchang Formation Source Rocks in Southern Ordos Basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 35(8): 21~27.
- Huang Wenyan, Meinschew W G. 1979. Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), 739~745.
- Jalees M I, Tahira F, Hina. 2010. Study on the Geochemical Correlation of Crude Oils of Palaeocene and Jurassic Ages from the Potowar Indus Basin in Northern Pakistan. *Chinese Journal of Geochemistry*, 29(1): 82~93.
- Li Delu, Li Rongxi, Zhu Zengwu, Wu Xiaoli, Cheng Jingjia, Liu Futian, Zhao Bangsheng. 2017. Origin of organic matter and paleo-sedimentary environment reconstruction of the Triassic oil shale in Tongchuan City, southern Ordos Basin. *Fuel*, 208(15): 223~235.
- Li Honglei, Jiang Lian, Chen Xiaohui, Zhang Min. 2015. Identification of the four rearranged hopane series in geological bodies and their geochemical significances. *Acta Geochimica*, 34(4): 550~557.
- Li Honglei, Zhang Min, Jiang Lian, Cheng Xiong. 2016#. Application of Aromatics on Genesis of Rearranged Hopanes in Coal-bearing Source Rocks. *Acta Sedimentologica Sinica*, 34(1): 191~199.
- Li Wei, Wen Zhigang. 2012#. Hydrocarbon Enrichment of Upper Triassic Chang 7 Oil Reservoir Set in Maling Area, ordos Basin. *Lithologic Reservoir*, 24(6): 101~105.
- Li Wei, Zhang Shixiang, Wen Zhigang. 2014#. Study on Controlling Factors of Source Rock Heterogeneity of Chang 7 Oil Formation in Longdong Area, Ordos Basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 36(8): 27~29.
- Li Zhaoyang, Fan Mengmeng, Ma Yao, Zhang Tianjin. 2012#. Depositional Facies of Chang 7 Oil Formation of the Triassic Yanchang Formation in Southeast Ordos Basin. *Journal of Shaanxi University of Science & Technology*, 30(1): 106~110, 121.
- Liu Gaohong, Gong Jiantao, Wang Dongdong. 2014#. Oil Source Correlation of Yanchang Formation in Xunyi Area, Ordos Basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 36(12): 10~14.
- Liu Qun, Yuan Xuanjun, Lin Senhu, Guo Hao, Cheng Dawei. 2018#. Depositional Environment and Characteristic Comparison Between Lacustrine Mudstone and Shale; a Case Study from the Chang 7 Member of the Yanchang Formation, Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(3): 531~540.
- Peters K E, Walters C C, Morvan J M, 2011, Guidelines for Biomarkers (Second Edition, Volume II). Translated by Zhang Shuichang, Li Zhenxi, Petroleum Industry Press: 159.
- Qi Yulin, Zhang Zhihuan, Xia Dongling, Zhang Huimin, Huang Caixia, Zheng Duo, Jin Xiao, Cao Yongle, Zhu Lei. 2019#. Comparative Analysis of Hydrocarbon Generation Kinetics of Dark Shale and Black Shale of Chang 7 in Southern Ordos Basin. *Geoscience*, 33(4): 863~871.
- Qu Tong, Gao Gang, Liang Xiaowei, Sun Mingliang, You Yuan, Dang Wenlong, Dan Weidong. 2022#. Analysis of tight oil accumulation mechanism of Chang 7 member in the Ordos basin. *Acta Geologica Sinica*, 96(2): 616~629.
- Ren Yongjun, Cha Ming. 2003#. Organic Geochemistry Characteristics of Cretaceous Source Rocks in Northeast Jiaolai Basin. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 27(5): 16~20.
- Shanmugam G. 1985. Significance of Coniferous Rain Forests and Related Organic Matter in Generating Commercial Quantities of Oil, Gippsland Basin, Australia. *AAPG Bulletin*, 69(8): 1241~1254.
- Tang Wenzhong, Sun Yipu, Chang Junhe, Zu Ying, Guo Guanghui, You Xiaomiao. 2001#. The Geochemistry Characteristics of Biomarkers from Lower Paleozoic Carbonate Source Rocks in Dongpu Sag. *Marine Origin Petroleum Geology*, 6(2): 7~11.
- Wang Chunjiang, Fu Jiamo, Sheng Guoying, Xiao Qianhua, Li Jinyou, Zhang Yali, Piao Mingzhi. 2000#. 18 α (H) – Neohopane and 17 α (H) – Geochemical Properties and Applications of Rearranged Hopanes. *Chinese Science Bulletin*, 45(13): 1366~1372.
- Wang Enze, Wu Zhongbao, Song Yanchen, Shi Kaibo, Liu Hangyu, Liu Bo. 2022#. Pore Structure and Diagenetic Evolution Features of Member-7 of Yanchang Formation in Qingcheng Area, Ordos Basin, NW China. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis*, 58(2): 249~260.
- Wang Fuwei, Chen Dongxia, Yao Dongsheng, Cheng Ming, Wang Qiaochu, Tian Ziye, Du Wenlei, Wang Cheng, Chang Siyuan, Jiang Mengya. 2022. Disparities in tight sandstone reservoirs in different source—reservoir assemblages and their effect on tight oil accumulation: Triassic Chang 7 member in the Qingcheng area, Ordos Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 217: 110914.
- Wang Huizhi, Zhao Weiwei, He Haonan, Feng Jing. 2019#.

Characteristics of Tight Oil Reservoirs in Ordos Basin——A Case Study of Chang-7 Member of Longdong Area, Ordos Basin. *Unconventional Oil & Gas*, 6(2): 42~51.

Wang Putao. 2017#. Comprehensive Evaluation of Source Rocks in Chang 7 Member of Yanchang Oilfield, Ordos Basin (Master's thesis). Tutor: Song Yan. Beijing: China University of Petroleum (Beijing) Master's Thesis: 1~68.

Wu Weitao, Deng Jing, Zhao Jingzhou, Sun Bo, Guo Hanqing, Deng Xiuqin, Er Chuang, Bai Yubin. 2016#. Accumulation Conditions and Models of Tight Oil Reservoirs in Chang-7 of Huaqing Area, the Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 37(6): 874~881.

Xu Wen, Bao Jianping, Liu Ting, Yin Xiao. 2008#. Evaluation on Hydrocarbon Source Rock of Lower Jurassic, Lenghu Area, Northern Margin of Qaidam Basin. *Natural Gas Geoscience*, 19(5): 129~134.

Yang Hua, Dou Weitan, Liu Xianyang, Zhang Caili. 2010#. Analysis on Sedimentary Facies of Member 7 in Yanchang Formation of Triassic in Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 28(2): 254~263.

Yang Hua, Zhang Wenzheng, Peng Ping An, Liu Fei, Luo Lirong. 2016#. Exploration Potential of Shale Oil in Chang7 Member, Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(4): 511~520.

Yao Jingli, Zhao Yande, Deng Xiuqin, Guo Zhengquan, Luo Anxiang, Chu Meijuan. 2015#. Controlling Factors of Tight Oil Reservoir in Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 45(4): 983~992.

Yao Yitong, Li Shixiang, Zhao Yande, Chen Shijia, Lu Jungang. 2015#. Characteristics & Controlling Factors of Chang 7 Tight Oil in Xin'anbian Area, Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 33(4): 625~633.

Zhang Wenzheng, Yang Hua, Hou Linhui, Liu Fei. 2009#. Distribution and Geological Significance of 17 α (H)-diahopanes from Different Hydrocarbon Source Rocks of Yanchang Formation in Ordos Basin. *Sci. China Ser. D—Earth Sci.*, 39(10): 1438~1445.

Zhao Deli, Nan Hongli, Fang Xinxin, Wu Guansheng. 2004#. Application of Geochemical Characteristics in Distinguishing Sedimentary Paleoenvironment of Santanghu Basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 26(3): 27~28.

Zhao Mengjun, Zhang Shuichang. 2001#. The Special Sedimentary Facies Indicated by 17 α (H)-diahopanes in Tarim Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 28(1): 36~38.

Zhao Yang, Yao Jingli, Duan Yi, Wu Yingzhong, Cao Xixi, Xu Li, Chen Shanshan. 2015#. Oil-source Analysis for Chang-9 Subsection (upper Triassic) of Eastern Gansu Province in Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 33(5): 1023~1032.

Tight oil characteristics and source analysis of the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation in Qingcheng area, Ordos Basin

QU Tong^{1, 2)}, GAO Gang^{1, 2)}, LIANG Xiaowei^{3, 4)}, SUN Mingliang^{1, 2)}, YOU Yuan^{3, 4)}, LI Taotao^{1, 2)}, FENG Shunyan^{3, 4)}, LIU Yanni^{3, 4)}, FEI Guoyong⁵⁾

1) College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249;

2) State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249;

3) Exploration and Development Research Institute of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, 710018;

4) National Engineering Laboratory for exploration and development of low permeability oil and gas fields, Xi'an, 710018;

5) Yumen Oilfield Exploration and Development Research Institute, Jiuquan, Gansu, 735019

Objectives: The high-quality source rocks of the semi-deep lake—deep lake facies in the 7th Member of the Yanchang Formation of Triassic (Chang-7 Member) in Ordos Basin are the important sources of oil and gas, including black shale and dark mudstone, which are the important source rocks of the basin. Most of the previous studies have ignored the contribution of dark mudstone to oil and gas. Therefore, this paper analyzes the geochemical characteristics of tight oil and source rock of Chang-7 oil formation in Qingcheng area, evaluates the effectiveness of Chang-7 source rock, and analyzes the oil and gas source of Chang-7 oil formation, providing scientific basis for the study of oil and gas accumulation in the study area, and providing guidance for the next step of oil and gas exploration.

Methods: The tight sandstone reservoir was evaluated by using the whole rock X-ray diffraction, porosity and permeability data. The physical properties of tight sandstone oil in the 7th Member of the Triassic Yanchang Formation were analyzed by using the physical properties and group composition of crude oil. The maturity, parent material source and environment of crude oil were analyzed according to the saturated hydrocarbon chromatography—mass spectrometry data. The lower limit of organic carbon of effective source rock was determined by using organic geochemical data, combined with the geological data of oil and gas distribution in single well, the source and distribution origin of oil and gas are comprehensively evaluated.

Results: The research shows that the black shale and dark mudstone of Chang-7 Member in Qingcheng area both contribute to hydrocarbon accumulation, of which black shale has the largest contribution, followed by Chang-7₃ dark mudstone, and the dark mudstone of Chang-7₂ and Chang-7₁ has the least contribution. The crude oil has the characteristics of low density, low viscosity and high saturation hydrocarbon. According to the characteristics of biomarkers, crude oil is divided into three types. Class A crude oil has the characteristics of low C₃₀ rearranged hopane/C₂₉ hopane, low C₂₉Ts/C₂₉ hopane, and low Ts/Tm, contributed by black shale, mainly distributed in Chang-7₁ Member; Class C crude oil has the characteristics of high C₃₀ rearranged hopane/C₂₉ hopane, high C₂₉Ts/C₂₉ hopane, and high Ts/Tm, mainly contributed by dark mudstone, with a small quantity and limited distribution; The parameters of the biomarkers of Class B oil are all in the middle, which is a mixture of Class A and Class C crude oil, mainly distributed in the Chang-7₂ Member.

Conclusions: As the black shale was earlier than the dark mudstone in hydrocarbon generation, and the viscosity and density of crude oil were lower, the low viscosity Class A crude oil from the black shale is easy to migrate to the Chang-7₂ and Chang-7₁ members, while the Class C crude oil generated from the dark mudstone is mainly concentrated in the near source and mixed with Class A oil distributed in the Chang-7₂ Member, so the Class A oil formed is mainly distributed in the Chang-7₁ Member, the Class B oil is mainly distributed in the Chang-7₂ Member, and the distribution of Class C oil is limited. This is of great significance for the next exploration and development and resource evaluation.

Keywords: tight oil characteristics; source rock; oil source comparison; the 7th Member of Yanchang Formation; Ordos Basin

Acknowledgements: This work was supported by the national major science and technology project “Ordos Basin tight oil resource potential, dessert prediction and key technology application” (No. 2016ZX05046005-002)

First author: QU Tong, male, born in 1994, doctoral candidate, is mainly engaged in the research of oil and gas accumulation and distribution laws; Email: qutong1994@sina.com

Corresponding author: GAO Gang, male, born in 1966, professor, is mainly engaged in research on oil and gas geology and exploration, oil and gas geochemistry, oil and gas accumulation and distribution laws and resource evaluation; Email: gaogang2819@sina.com

Manuscript received on: 2022-08-31; Accepted on: 2022-12-18; Published online on: 2023-01-20
Doi: 10.16509/j.georeview.2023.01.011 **Edited by:** LIU Zhiqiang