

# 鄂尔多斯盆地三叠纪湖盆东部“边缘” 长 7 段烃源岩的发现及其地球化学特征

韩载华<sup>1,2</sup>, 赵靖舟<sup>1,2</sup>, 孟选刚<sup>3</sup>, 沈振振<sup>3</sup>, 杨荣国<sup>3</sup>, 张恒<sup>3</sup>, 高飞龙<sup>3</sup>

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 西安 710065; 2. 西安石油大学 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 西安 710065; 3. 延长油田股份有限公司 七里村采油厂, 陕西 延安 717100)

**摘要:**以往对鄂尔多斯盆地三叠系主力烃源岩的研究主要集中于盆地内部的湖盆中心及其周围地区,对湖盆“边缘”特别是东缘地区的烃源岩则鲜有研究。为弥补以往研究的空白,解决鄂尔多斯盆地东缘三叠系是否发育有效烃源岩这一问题,选择七里村油田为研究区,通过岩心观察、测井曲线特征分析、地化测试分析等手段,对该油田三叠系长 7 段烃源岩特征进行了详细研究。七里村油田长 7 段烃源岩分布范围广,面积超过 2 500 km<sup>2</sup>;可分为黑色泥页岩和暗色泥岩 2 种类型,平均厚度分别为 9.2 m 和 28.9 m;烃源岩有机质丰度高,黑色泥页岩 TOC 含量平均为 2.73%,可达到“最好”烃源岩标准,暗色泥岩 TOC 含量平均为 1.98%,达到“中等—好”烃源岩标准;有机质类型总体为 I—II<sub>1</sub>型,以生油为主;多项成熟度参数表明黑色泥页岩和暗色泥岩成熟度无明显差别,均已达到成熟,处于主要生油阶段。根据烃源岩生物标志化合物特征,分析其沉积环境为陆相淡水还原环境,且黑色泥页岩所处沉积环境还原性比暗色泥岩更强;烃源岩母质来源主要为低等水生生物,其次为陆源高等植物;暗色泥岩较黑色泥页岩有更多陆源高等植物的贡献。综合分析认为,鄂尔多斯盆地东缘七里村油田长 7 段烃源岩是本地区油藏的主力烃源岩,而且优质烃源岩的发现表明本区区长 7 段页岩油和致密油也具有良好勘探前景。

**关键词:** 烃源岩;地球化学特征;延长组;七里村油田;鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.11

文献标识码: A

## Discovery and geochemical characteristics of Chang 7 source rocks from the eastern margin of a Triassic lacustrine basin in the Ordos Basin

HAN Zaihua<sup>1,2</sup>, ZHAO Jingzhou<sup>1,2</sup>, MENG Xuangang<sup>3</sup>,

SHEN Zhenzhen<sup>3</sup>, YANG Rongguo<sup>3</sup>, ZHANG Heng<sup>3</sup>, GAO Feilong<sup>3</sup>

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

3. Qilicun Oil Production Plant, Yanchang Oil Field Corporation, Yan'an, Shaanxi 717100, China)

**Abstract:** Previous studies of source rocks in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin were mainly focused on the inner part of the basin, especially on the depocenter and its surrounding areas. Few investigations have been made with regard to source rocks on the “margin” of the lacustrine basin, particularly on the eastern margin. In order to make up for the limitations of previous work and determine whether effective source rocks are developed on the eastern margin of the Ordos Basin, we chose the Qilicun Oilfield in Yanchang County as our study area. The characteristics of the Chang 7 source rocks from the Qilicun Oilfield were studied through core observations, logging curve analyses and geochemical tests. The Chang 7 source rocks in the Qilicun Oilfield were widespread, with an area of over 2 500 km<sup>2</sup>. They were subdivided into two types: black shale and dark mudstone, averaging 9.2 m and 28.9 m thick, respectively. The average TOC content of the black shale is 2.73%, which is in accordance with the “best” source rock standard. The average TOC content of the dark mudstone is 1.98%, which falls into the “good” source rock category. The organic matter is of types I—II<sub>1</sub>, mainly generating oils. Maturity parameters show that there is no significant difference between the black shale and the dark mudstone, and both have entered the main oil generation stage. Biomarker analyses indicate that the

收稿日期: 2020-04-07; 修订日期: 2020-06-22。

作者简介: 韩载华(1994—),男,硕士研究生,从事油气成藏地质学研究。E-mail: 13395141789@qq.com。

通信作者: 赵靖舟(1962—),男,博士,二级教授,主要从事油气成藏地质学、非常规油气地质与勘探研究。E-mail: jz Zhao@xsyu.edu.cn。

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05050)资助。

Chang 7 source rocks were deposited in continental fresh water in a reducing environment. The black shale depositional environment was more reducing than that of the dark mudstone. The source organic matter is mainly derived from lower ranked aquatic organisms, with some higher land plants. Compared with the black shale, the dark mudstone has more contribution from terrestrial higher plants. The Chang 7 source rocks from the Qilicun Oilfield on the eastern margin of the Ordos Basin is the major source rock for hydrocarbon accumulation in this area. Moreover, the discovery of good quality source rocks suggests that the Chang 7 section on the eastern margin of the Ordos Basin such as the Qilicun field has significant potential for shale oil/tight oil exploration.

**Key words:** source rock; geochemical characteristics; Yanchang Formation; Qilicun Oilfield; Ordos Basin

鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段(长7)沉积时期为湖盆发育的鼎盛时期,广泛沉积了富含有机质的半深湖—深湖相泥页岩,其沉积厚度大,分布范围广,被普遍认为是鄂尔多斯盆地中生界主力烃源岩<sup>[1-5]</sup>。近年来,长7页岩油、致密油的勘探开发工作也取得了一系列的成果和进展。然而,以往对长7烃源岩的研究大多集中在资料相对丰富的盆地中南部和中西部等位于或临近湖盆中心的地区<sup>[5-7]</sup>,对于东部湖盆边缘的烃源岩发育特征则鲜有研究,致使对该地区油气来源一直存在不同认识。一种观点认为,鄂尔多斯盆地东缘等远离湖盆中心地区不发育有效烃源岩<sup>[1,3,5-6]</sup>,因而其延长组原油应来自湖盆中心长7优质烃源岩,是后者生成的油气经过长距离侧向运移后在盆地东部聚集成藏的结果<sup>[8-9]</sup>。但也有学者从成藏的角度推测位于盆地边缘的延长组致密油同盆地内部一样,未经长距离侧向运移,而是就近生成和聚集的产物<sup>[4,10]</sup>。另外,值得注意的是,以往研究的重点往往集中在质量最好的长7张家滩页岩(黑色页岩)段,而忽视了对质量稍差的暗色泥岩的研究。

为了弥补以往盆地东缘延长组烃源岩研究的空白,解决鄂尔多斯盆地东缘是否发育有效烃源岩以及该区主力产油层长6原油的来源问题,探索该区长7页岩油和致密油的勘探前景,本文选择位于三叠纪湖盆东缘、且为中国大陆第一口油井所在的七里村油田为研究区,通过岩心观察、测井曲线特征识别、地化测试分析等手段,对该油田长7烃源岩特征进行了详细研究,全面评价了该区烃源岩质量,以期能对今后该区页岩油和致密油勘探开发工作有所帮助。

## 1 地质概况

七里村油田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东部、距陕西省延安市约70 km的延长县境内(图1),其发现井为延1井。该油田累计探明地质储量约 $2.25 \times 10^8$  t,主要含油层位为三叠系延长组长6油层,局部长4+5也有商业油层分布。研究区构

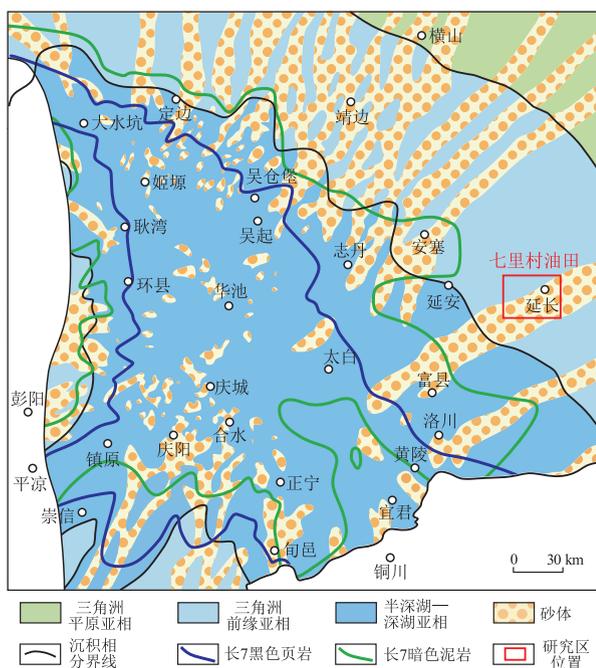


图1 鄂尔多斯盆地长7烃源岩分布及沉积环境与研究区分布位置

据参考文献[6]修改。

Fig.1 Distribution and deposition environment of Chang 7 source rocks and location of study area, Ordos Basin

造整体上较为平缓,具有东高西低的单斜特征,仅在局部发育低幅鼻状隆起。研究区长6、长7油层组主要为三角洲前缘沉积,发育水下分流河道、分流间湾、天然堤及河口坝微相。长6油层组在研究区进一步分为长6<sub>1</sub>—长6<sub>4</sub>共4个油层亚组,长6<sub>1</sub><sup>4</sup>、长6<sub>2</sub><sup>2</sup>小层为主力产层,连通性较好,其余小层在小范围内也有发育。长7油层组分为长7<sub>1</sub>—长7<sub>3</sub>共3个油层亚组,目前仅个别井有油层发现。

## 2 烃源岩分布特征

### 2.1 纵向分布特征

由于烃源岩一般富含有机质,其在测井曲线上有独特的反映。PASSEY等<sup>[11]</sup>认为可以用“高自然伽马、高声波时差、高电阻率、低密度”的测井曲

线特征来识别烃源岩;王贵文等<sup>[12]</sup>也认为烃源岩具有以上“三高一低”特征。

根据岩心及特有的测井曲线组合特征,可将七里村油田长7烃源岩划分为黑色泥页岩和暗色泥岩2类(图2)。在岩心特征上,黑色泥页岩主要呈现深灰—灰黑色,有一定页理发育,泥质含量高;而暗色泥岩则主要呈灰色和深灰色,不发育页理,主要为块状构造,粉砂质含量有所增加。2种烃源岩岩心特征的差别可能反映出沉积环境的差异,相较于暗色泥岩,黑色泥页岩沉积水体更深,还原性更强。在测井曲线组合特征上,黑色泥页岩主要表现为高自然伽马、高声波时差、低密度、中低电阻率;而暗色泥岩表现为高自然伽马、中高声波时差、中低密度、中低电阻率,这种差异可能主要反映黑色泥页岩含有更加丰富的有机质。2种烃源岩与湖盆中心油页岩相比,深感应电阻率值均不高(40~100 Ω·m),可能是由其内部有机质丰度或油气含量相对较少造成的<sup>[6]</sup>。

纵向上,黑色泥页岩和暗色泥岩2类烃源岩的分布具有一定差异(图2)。黑色泥页岩在研究区

分布稳定,主要分布于长7<sub>3</sub>,部分区域内长7<sub>2</sub>底部也有分布;暗色泥岩在整个长7段均有分布,多以砂泥互层形式出现,以长7<sub>2</sub>、长7<sub>3</sub>较为发育,长7<sub>1</sub>暗色泥岩厚度在研究区东部有所减薄。

### 2.2 平面分布特征

通过测井曲线组合特征,对研究区70余口钻穿长7探井的2种烃源岩进行了识别分析,并分别统计其厚度,以此绘制了七里村油田长7黑色泥页岩及暗色泥岩厚度平面分布图(图3)。可以看出,七里村油田长7两种烃源岩分布面积广,覆盖整个研究区。整体上厚度自西南向东北方向减薄,变化趋势较为明显。长7黑色泥页岩累计厚度在3~14 m之间,平均为9.2 m;在西南部G20-G17-Z063井一带厚度在12~13 m之间,局部大于13 m;而在东北部的WT114井一带,累计厚度减薄至仅3~4 m(图3a)。长7暗色泥岩厚度在19~37 m之间,平均为28.9 m;西南部的Z081—Z063井一带暗色泥岩厚度可达35~37 m;而在东北部的WT114井一带,厚度仅为19~21 m(图3b)。长7期湖盆沉积中心位于研究区的西部和西南部<sup>[12]</sup>,在更靠近湖盆中心的西南部烃源岩厚度显著大于其他地区。

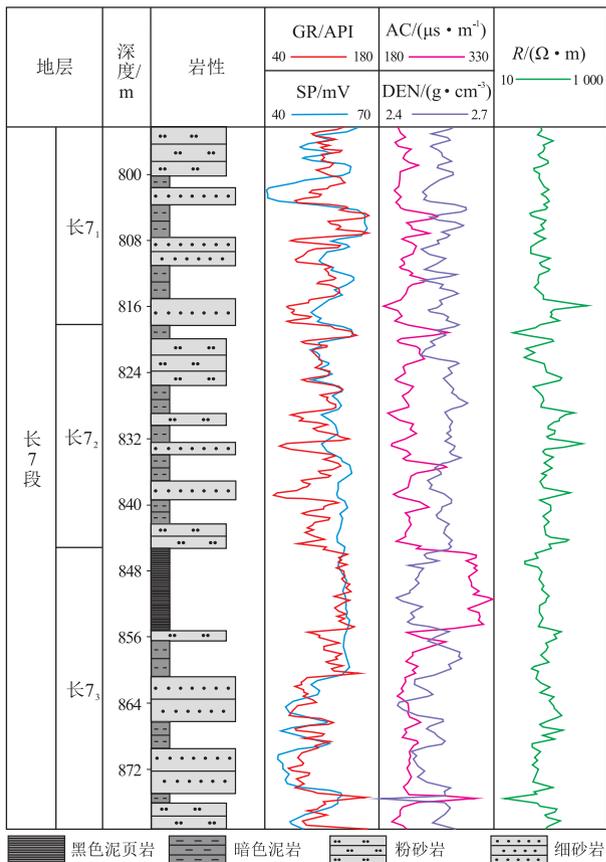


图2 鄂尔多斯盆地七里村油田长7烃源岩测井响应及纵向分布特征

Fig.2 Logging response and vertical distribution of Chang 7 source rocks in Qilicun Oilfield, Ordos Basin

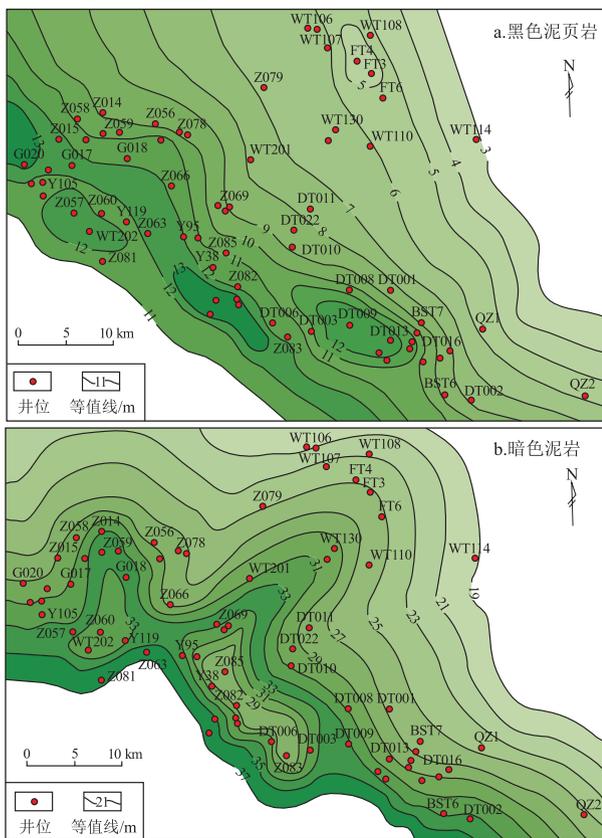


图3 鄂尔多斯盆地七里村油田长7烃源岩厚度平面分布

Fig.3 Thickness distribution of Chang 7 source rocks in Qilicun Oilfield, Ordos Basin

### 3 烃源岩地化特征

笔者在研究区 DT016 和 Z085 两口探井取到长 6、长 7 段共 37 块泥页岩岩心样品进行热解测试分析(图 3),并选取其中部分样品进行氯仿沥青“*A*”、生物标志化合物及稳定碳同位素分析。

#### 3.1 有机质丰度

对七里村油田长 7 烃源岩进行地化测试分析,结果表明,(1)总有机碳含量在 0.29%~6.59%,平均为 2.51%。其中黑色泥页岩在 1.08%~4.12%,平均为 2.73%;暗色泥岩在 0.29%~6.59%,平均为 1.98%。(2)生烃潜力( $S_1+S_2$ )在 0.39~22.39 mg/g,平均为 8.44 mg/g。其中黑色泥页岩介于 3.93~17.11 mg/g,平均为 9.52 mg/g;暗色泥岩介于 0.39~22.3 mg/g,平均为 5.84 mg/g。(3)氯仿沥青“*A*”值在 0.02%~0.72%,平均为 0.29%。黑色泥页岩分布在 0.33%~0.72%,平均为 0.46%;暗色泥岩则在 0.02%~0.41%之间,平均为 0.14%。(4)总烃含量介于  $(70.5 \sim 3\ 709.4) \times 10^{-6}$ ,平均为  $1\ 569.3 \times 10^{-6}$ 。黑色泥页岩总烃含量介于  $(1\ 763.6 \sim 3\ 709.4) \times 10^{-6}$ ,平均为  $2\ 763.6 \times 10^{-6}$ ;暗色泥岩则介于  $(70.5 \sim 1\ 740.3) \times 10^{-6}$ ,平均  $754.0 \times 10^{-6}$ 。从有机质丰度的各项指标来看,黑色泥页岩分布相对集中,质量也明显好于暗色泥岩;而长 7 暗色泥岩变化范围较大,反映其非均质性较强(图 4)。

根据行业标准《陆相烃源岩地球化学评价方法:SY/T 5735-1995》<sup>[13]</sup>对七里村油田长 7 烃源岩进行评价,黑色泥页岩有机质丰度参数显示其主要为“最好烃源岩”,而长 7 暗色泥岩主要分布于“中等—好烃源岩”类别。此外,值得注意的是是部

分长 6 泥岩样品有机质丰度较高,表明其可能也具备一定生烃能力。

#### 3.2 有机质类型

通过岩石热解参数、干酪根有机质显微组分及稳定碳同位素等方法综合分析认为,七里村油田长 7 烃源岩有机质类型好,以 I 和 II<sub>1</sub>型为主。

##### 3.2.1 烃源岩热解参数

使用热解参数来划分烃源岩有机质类型被广泛应用<sup>[14-17]</sup>。该方法以  $T_{max}$ (或氧指数)为横坐标,氢指数为纵坐标,通过对有机质类型划分图版进行投点,得到烃源岩有机质类型。结果显示,七里村油田长 7 烃源岩有机质以 I—II<sub>1</sub>型为主,有机质类型总体较好,以生油为主(图 5)。其中黑色

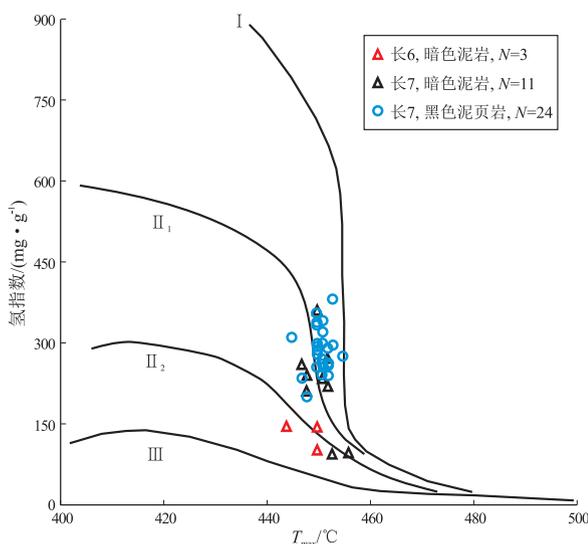


图 5 鄂尔多斯盆地七里村油田延长组烃源岩  $T_{max}$ —氢指数图版有机质类型划分  
Fig.5 Organic matter types classified with  $T_{max}$  and HI of Chang 7 source rocks in Qilicun Oilfield, Ordos Basin

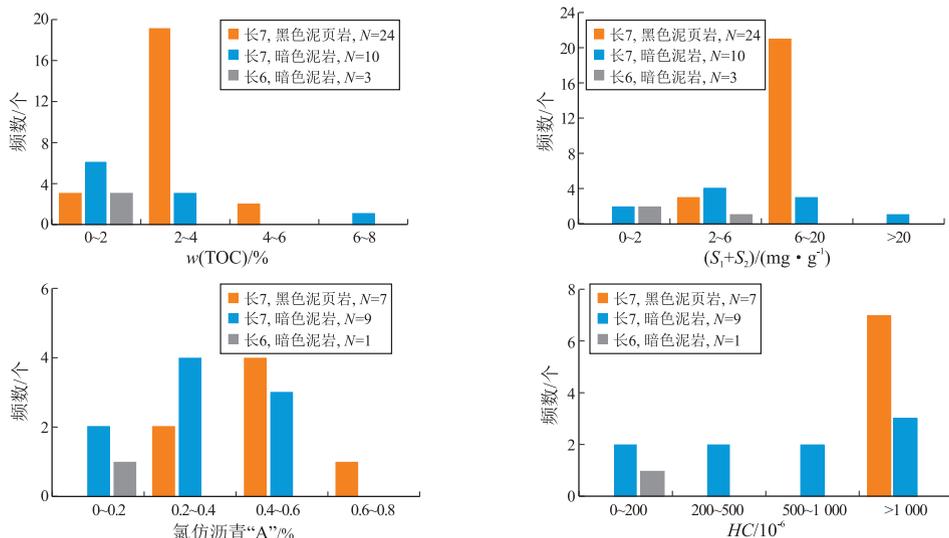


图 4 鄂尔多斯盆地七里村油田烃源岩有机质丰度分布

Fig.4 Organic matter abundance of source rocks in Qilicun Oilfield, Ordos Basin

泥页岩主要为 I 型,暗色泥岩主要为 I—II<sub>1</sub>型,部分样品为 II<sub>2</sub>。

3.2.2 干酪根显微组成

根据干酪根显微组成可以看出(表1),七里村油田长7烃源岩干酪根的腐泥组含量最高,体积分数占总含量的50%以上;其次为镜质组,占总含量的31.0%~56.3%;基本不含壳质组及惰质组,表明其母质来源为低等水生生物和高等植物的混合并以水生生物为主。运用公式对有机质类型指数(TI)进行计算<sup>[18]</sup>,当TI≥80时将其划分为I型,当40≤TI<80时为II<sub>1</sub>型,当0≤TI<40时为II<sub>2</sub>型;当TI<0时为III型。根据计算结果,研究区长7烃源岩干酪根类型主要为II<sub>1</sub>—II<sub>2</sub>型,黑色泥页岩类型指数平均为34.1,暗色泥岩平均为26.3,黑色泥页岩有机质类型指数要好于暗色泥岩(表1)。该方法所得到的结果尽管与通过T<sub>max</sub>—氢指数图版得到的有机质类型有所差别,但仍能说明长7烃源岩主要来自低等水生生物,暗色泥岩相较于黑色泥页岩可能有更多陆源有机质的输入。

3.3.3 稳定碳同位素

干酪根稳定碳同位素δ<sup>13</sup>C特征主要取决于有机质类型、生成环境及演化程度等<sup>[3,19]</sup>,由于其相对稳定的特性,可以作为判断有机质类型较为准确的指标。七里村油田长7烃源岩干酪根及各族组分δ<sup>13</sup>C整体规律为:饱和烃<芳香烃<沥青质<非烃<干酪根。干酪根δ<sup>13</sup>C介于-31.86‰~-27.78‰,平均

均为-29.55‰;其中黑色泥页岩δ<sup>13</sup>C介于-31.86‰~-28.30‰,平均为-29.75‰;暗色泥岩略微偏重,分布在-30.26‰~-27.78‰,平均为-29.42‰(表1)。依据胡见义等<sup>[20]</sup>评价标准,应属于“标准(典型)腐泥型”;而依据行业标准《陆相烃源岩地球化学评价方法:SY/T 5735-1995》<sup>[13]</sup>,则属于“含腐殖、腐泥型”。综合分析认为,七里村油田长7烃源岩有机质类型主要为I型和II<sub>1</sub>型。

3.3 有机质成熟度

干酪根镜质体反射率(R<sub>o</sub>)的热演化进程是不可逆的,因此镜质体反射率是衡量干酪根热演化阶段和成熟度的最佳参数之一<sup>[14]</sup>。然而,由于在I型干酪根中镜质体不易找到,这导致实测R<sub>o</sub>值可能低于实际有机质成熟度。依据干酪根镜质体测试所得到的数据,七里村油田长7烃源岩中干酪根镜质体反射率介于0.67%~0.76%,平均为0.71%,达到成熟开始进入生油高峰阶段。从结果上看R<sub>o</sub>并不算高,可能与上述原因有关。

烃源岩S<sub>2</sub>最大热解峰温(T<sub>max</sub>)被广泛应用于描述有机质热演化程度,且T<sub>max</sub>和镜质体反射率之间也存在一定相关性<sup>[14,21]</sup>,许多学者也都曾提出过两者之间换算的经验公式或关系图版<sup>[16,22]</sup>,但这些公式都具有极强的地域性,至今并没有能普遍使用的换算关系<sup>[19]</sup>。七里村油田长7烃源岩T<sub>max</sub>在445~456℃之间,平均为450.4℃,黑色泥页岩和暗色泥岩无明显差别,近似反映R<sub>o</sub>在0.7%~

表1 鄂尔多斯盆地七里村油田长7烃源岩干酪根有机显微组分、类型指数及各族组成稳定碳同位素分布

Table 1 Organic microscopic composition and types of kerogen, and stable carbon isotopes of each composition of Chang 7 source rocks in Qilicun Oilfield, Ordos Basin

井名	深度/ m	层位	岩性	腐泥组/ %	壳质组/ %	镜质组/ %	惰性组/ %	类型 指数	类型	δ <sup>13</sup> C/‰				
										干酪根	饱和烃	芳香烃	非烃	沥青质
DT016	442.0	长7 <sub>2</sub>	泥岩	61.3	0	38.0	0.7	32.1	II <sub>2</sub>	-29.45	-33.25	-32.88	-30.18	-30.66
	454.2	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	61.0	0	38.7	0.3	31.7	II <sub>2</sub>	-29.58	-33.77	-32.94	-30.90	-31.03
	456.5	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	57.3	0	36.7	0.3	25.3	II <sub>2</sub>	-28.30	-32.60	-32.26	-29.58	-29.45
	462.0	长7 <sub>3</sub>	泥岩	54.7	0	45.0	0.3	20.7	II <sub>2</sub>	-29.27	-32.48	-32.60	-30.20	-29.89
Z085	522.8	长7 <sub>2</sub>	泥岩	62.3	0	37.7	0	34.0	II <sub>2</sub>	-29.46	-32.49	-29.97	-29.39	-28.36
	524.7	长7 <sub>2</sub>	泥岩	58.0	0	42.0	0	26.5	II <sub>2</sub>	-29.56	-32.15	-29.92	-29.82	-29.57
	526.4	长7 <sub>2</sub>	泥岩	56.3	0	43.7	0	23.5	II <sub>2</sub>	-30.48	-33.27	-30.48	-29.83	-29.59
	527.6	长7 <sub>2</sub>	泥岩	43.7	0	56.3	0	1.5	II <sub>2</sub>	-29.54	-33.21	-30.27	-29.47	-29.57
	530.2	长7 <sub>2</sub>	泥岩	58.0	0	42.0	0	26.5	II <sub>2</sub>	-30.26	-31.50	-28.08	-28.14	-28.31
	533.9	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	64.0	0	35.7	0.3	36.9	II <sub>2</sub>	-30.02	-32.73	-32.97	-30.90	-30.76
	535.0	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	57.3	0	42.3	0.3	25.3	II <sub>2</sub>	-29.20	-33.50	-32.85	-30.28	-30.63
	537.7	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	62.0	0	37.7	0.3	33.4	II <sub>2</sub>	-29.71	-32.94	-32.77	-30.63	-31.12
	540.9	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	65.7	0	34.3	0	40.0	II <sub>1</sub>	-31.86	-32.31	-32.50	-30.64	-31.12
	543.2	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	69.0	0	31.0	0	45.8	II <sub>1</sub>	-29.55	-31.08	-30.84	-29.72	-29.88
	546.7	长7 <sub>3</sub>	泥岩	64.7	0	35.3	0	38.2	II <sub>2</sub>	-28.84	-30.96	-30.59	-29.73	-29.36
554.8	长7 <sub>3</sub>	泥岩	63.7	0	36.3	0	36.5	II <sub>2</sub>	-27.78	-29.80	-28.31	-28.29	-27.48	

1.3%之间<sup>[13-14]</sup>,已达到成熟阶段。

### 3.4 生物标志化合物特征

#### 3.4.1 正构烷烃与类异戊二烯烃

七里村油田长7烃源岩正构烷烃色谱呈现高单峰型特征;其中黑色泥页岩主峰碳数均为 $nC_{19}$ ,谱型较为一致(图6a,b),反映其母质来源主要为藻类、浮游生物等低等水生生物<sup>[14,21]</sup>。暗色泥岩主峰碳数分布在 $nC_{19} \sim nC_{23}$ 之间,仍以 $nC_{19}$ 为主(图6c,d),反映其非均质性较强,母质除来源于低等水生生物外还有较多陆源高等植物的贡献<sup>[19,21]</sup>。

*CPI*(碳优势指数)和*OEP*(奇偶优势比)用来定性判断有机质母质来源和热演化成熟度<sup>[14,21]</sup>。七里村油田长7烃源岩除一块暗色泥岩样品值偏高外,其余样品*CPI*和*OEP*均未超过1.2;*CPI*值介于1.02~1.26之间,平均为1.07;*OEP*值介于0.95~1.47之间,平均为1.10,已不具明显奇偶优势(表2),反映生油母质主要来源于藻类等水生生物,且烃源岩处于主要生油气阶段<sup>[23]</sup>。PHILIPPI<sup>[24]</sup>认为低等水生生物其 $C_{21}+C_{22}$ 含量较高,而高等植物 $C_{28}+C_{29}$ 含量较高。七里村油田长7烃源岩 $(C_{21}+C_{22})/(C_{28}+C_{29})$ 比值介于1.22~3.49,平均值为2.04,反映出原始生油母质中低等水生生物占优势,整体处于还原环境。 $\Sigma C_{21-}/\Sigma C_{22+}$ 比值分布在0.53~1.06之间,平均为0.79,该值为有机质丰度、母质类型和热演化程度的综合参数, $C_{22+}$ 碳数正构烷烃相对质量略占优势,反映陆源有机质也是生油母质的重要组成部分(表2),也

可能是在泥岩样品取样或运输过程中保存不当,导致氯仿沥青“A”损失了 $C_{15}$ 以下的烃类组分所致<sup>[5]</sup>。

以姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)为代表的类异戊二烯烃源自于光合生物叶绿素植醇侧链的成岩作用。在还原条件下植醇脱水成植烯加氢还原成植烷,在氧化环境下则形成植烷酸后脱羧基形成姥鲛烷,故姥植比一般可用于定性判断沉积环境<sup>[14]</sup>。一般 $Pr/Ph < 0.8$ 为高盐度的强还原环境, $Pr/Ph = 0.8 \sim 2.8$ 为还原环境, $Pr/Ph > 2.8$ 则为氧化环境<sup>[25-26]</sup>。七里村油田长7烃源岩 $Pr/Ph$ 比值在0.65~2.82之间,平均为1.77,判断其沉积环境主要为还原环境;其中黑色泥页岩 $Pr/Ph$ 比值略小于暗色泥岩,表现出其沉积环境的还原性更强(表2)。前人研究认为 $Pr/nC_{17}$ 、 $Ph/nC_{18}$ 可用来判断成熟度及油气运移方向<sup>[14,21]</sup>。七里村油田长7烃源岩 $Pr/nC_{17}$ 比值介于0.17~1.41之间,平均为0.39,部分暗色泥岩样品该值差异明显,反映泥岩存在较强的非均质性; $Pr/nC_{18}$ 比值在0.11~0.34之间,平均值为0.17。两参数均反映烃源岩有机质已达到较高演化程度(表2)。

#### 3.4.2 萜烷、甾烷类生物标志化合物

七里村油田长7黑色泥页岩与暗色泥岩萜烷类化合物特征基本一致,五环三萜烷含量较高,其中 $C_{30}$ 藿烷峰值最高,其次为 $C_{30}$ 重排藿烷,此外 $18\alpha(H)-C_{27}$ 三降藿烷(Ts)含量也较高;而三环萜烷、 $C_{24}$ 四环萜烷含量相对较低(图7), $C_{30}-C_{35}$ 藿烷随碳数升高逐渐递减。以上特征反映烃源岩沉

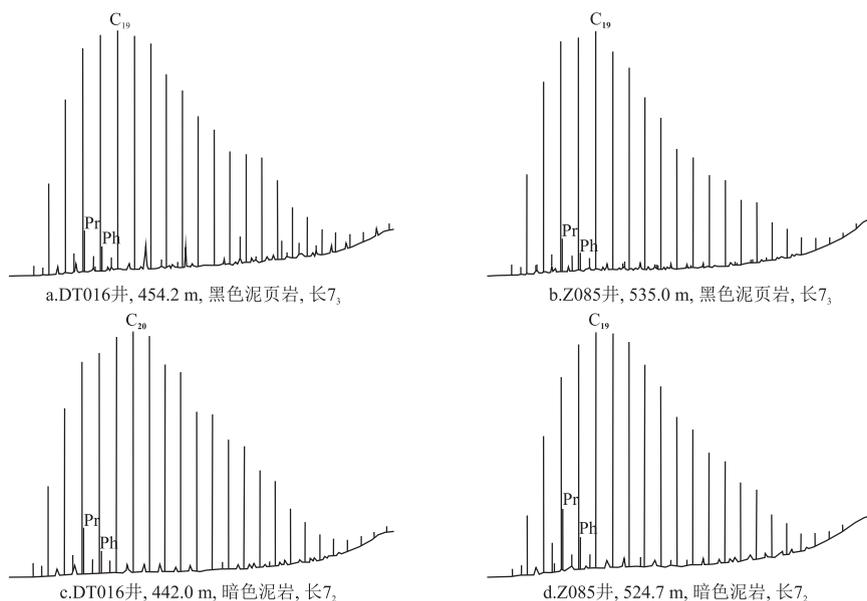


图6 鄂尔多斯盆地七里村油田长7烃源岩饱和烃气相色谱图

Fig.6 Gas chromatograms of saturated hydrocarbons of Chang 7 source rocks in Qilicun Oilfield, Ordos Basin

表2 鄂尔多斯盆地七里村油田长7烃源岩饱和烃色谱及主要生物标志化合物特征

Table 2 Saturated hydrocarbon chromatography and main biomarker compound characteristics of Chang 7 source rocks in Qilicun Oilfield, Ordos Basin

井名	深度/m	层位	岩性	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
DT016	442.0	长7 <sub>2</sub>	泥岩	1.95	0.25	0.11	1.82	0.76	1.05	0.95	C <sub>20</sub>	6.17	0.32	0.51	0.38	0.39	0.40
	454.2	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	1.76	0.21	0.11	1.76	0.84	1.04	1.05	C <sub>19</sub>	3.12	0.32	0.52	0.60	0.51	0.46
	456.5	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	1.67	0.42	0.2	1.22	0.53	1.04	1.09	C <sub>19</sub>	4.00	0.15	0.57	0.50	0.59	0.42
	462.0	长7 <sub>3</sub>	泥岩	1.96	0.38	0.16	1.53	0.67	1.05	1.01	C <sub>19</sub>	3.64	0.28	0.54	0.55	0.53	0.45
Z085	522.8	长7 <sub>2</sub>	泥岩	0.65	0.36	0.32	2.81	0.56	1.26	1.47	C <sub>23</sub>	2.96	0.19	0.51	0.61	0.60	0.46
	524.7	长7 <sub>2</sub>	泥岩	1.61	0.36	0.18	2.11	0.84	1.08	1.14	C <sub>20</sub>	0.71	0.11	0.53	0.11	0.16	0.43
	526.4	长7 <sub>2</sub>	泥岩	2.18	0.47	0.17	1.9	0.78	1.05	1.10	C <sub>19</sub>	7.23	0.23	0.49	0.60	0.50	0.64
	527.6	长7 <sub>2</sub>	泥岩	1.77	0.34	0.15	1.78	0.65	1.03	1.10	C <sub>21</sub>	3.77	0.18	0.53	0.48	0.65	0.33
	530.2	长7 <sub>2</sub>	泥岩	1.42	0.67	0.28	3.49	0.85	1.08	1.14	C <sub>19</sub>	5.12	0.12	0.53	0.35	0.43	0.21
	533.9	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	1.66	0.20	0.11	1.94	0.88	1.06	1.09	C <sub>19</sub>	0.77	0.08	0.57	0.40	0.64	0.45
	535.0	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	1.25	0.17	0.10	2.16	1.06	1.07	1.11	C <sub>19</sub>	6.35	0.24	0.47	0.63	0.55	0.50
	537.7	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	1.74	0.21	0.11	1.84	0.77	1.07	1.11	C <sub>19</sub>	6.65	0.22	0.48	0.61	0.61	0.45
	540.9	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	1.83	0.24	0.12	1.48	0.73	1.07	1.07	C <sub>19</sub>	5.49	0.23	0.48	0.50	0.28	0.55
	543.2	长7 <sub>3</sub>	泥页岩	1.92	0.30	0.13	2.07	0.85	1.02	1.10	C <sub>19</sub>	3.39	0.28	0.48	0.62	0.62	0.46
	546.7	长7 <sub>3</sub>	泥岩	1.82	0.29	0.14	1.73	0.81	1.06	0.96	C <sub>19</sub>	5.12	0.26	0.49	0.68	0.68	0.38
	554.8	长7 <sub>3</sub>	泥岩	2.82	1.41	0.34	2.98	1	1.05	1.09	C <sub>19</sub>	0.60	0.07	0.55	0.48	0.50	0.59
平均值				1.77	0.39	0.17	2.04	0.79	1.07	1.10		4.07	0.20	0.52	0.51	0.52	0.45

注: A.Pr/Ph; B.Pr/nC<sub>17</sub>; C.Ph/nC<sub>18</sub>; D.(C<sub>21</sub>+C<sub>22</sub>)/(C<sub>28</sub>+C<sub>29</sub>); E.  $\sum C_{21-}/\sum C_{22+}$ ; F.OEP; G.CPI; H.主峰碳数; I.Ts/Tm; J.伽马蜡烷指数; K.C<sub>31</sub>藿烷 22S/(22S+22R); L.重排甾烷/规则甾烷; M.  $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 20S/(20S+20R); N. C<sub>29</sub>甾烷  $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 。

积环境主要为陆相淡水环境<sup>[27-28]</sup>。

18 $\alpha$ (H)-C<sub>27</sub>三降藿烷(Ts)与17 $\alpha$ (H)-C<sub>27</sub>三降藿烷(Tm)的比值(Ts/Tm)可作为有机质成熟度参数,一般随成熟度增高 Ts/Tm 比值变大<sup>[21]</sup>。七里村油田长7烃源岩 Ts/Tm 比值在0.60~7.23之间,平均为4.07,反映烃源岩成熟度较高。其中长7黑色泥页岩 Ts/Tm 比值相对稳定,而暗色泥岩则有部分极低值出现,反映其沉积环境复杂多变导致了内部的强非均质性(表2)。

伽马蜡烷可以用来判断沉积环境盐度,其含量往往与古水体盐度成正比<sup>[29]</sup>,一般应用伽马蜡烷/C<sub>30</sub>藿烷(伽马蜡烷指数)表征其相对含量<sup>[23]</sup>。研究区长7烃源岩伽马蜡烷含量较低,伽马蜡烷指数分布在0.07~0.28之间,平均0.20,显示出烃源岩沉积环境主要为淡水环境(表2)。

C<sub>31</sub>藿烷 22S/(22S+22R)异构化参数作为一种有机质成熟度指标被广泛应用。其终点值分布在0.57~0.62范围内,当该值处于0.50~0.54时,表明烃源岩已进入生油阶段<sup>[30-31]</sup>。七里村油田长7烃源岩 C<sub>31</sub>藿烷 22S/(22S+22R)比值在0.47~0.57之间,平均为0.52,表明源岩已达到成熟并处于主要生油阶段(表2)。

七里村油田长7烃源岩规则甾烷  $\alpha\alpha\alpha RC_{27}$ -C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub>构型表现为 C<sub>27</sub>、C<sub>29</sub>甾烷优势的偏V字形分布(图7),反映其母质类型主要以湖相腐泥型为

主<sup>[23]</sup>;长7<sub>2</sub>部分暗色泥岩 C<sub>29</sub>甾烷含量较高,显示其生油母质有较多陆源高等植物输入(图7d右)。有学者认为,孕甾烷及升孕甾烷含量不仅可以反映有机质成熟度,还可以指示沉积环境盐度高低<sup>[23,31]</sup>。七里村油田长7烃源岩孕甾烷/规则甾烷比值较小,反映沉积环境主要为淡水环境(图7)。甾烷的异构化参数  $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S+20R)$  及  $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  还是衡量有机质成熟度的重要指标<sup>[32]</sup>。前人研究认为  $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S+20R)$  的终点值在0.52~0.55,当到达终点值时有机质成熟度  $R_0$  近似为0.8%;  $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  异构化参数的终点值为0.67~0.71,当到达终点值时可近似认为  $R_0=0.9%$ ,当该值大于0.25时,表明有机质进入生油阶段<sup>[33-34]</sup>。七里村油田长7烃源岩  $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S+20R)$  比值介于0.16~0.68之间,平均为0.52,已达到终点值;  $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  比值介于0.21~0.64,平均值为0.45,反映烃源岩已进入生油阶段。重排反应也可以指示成熟度,一般重排甾烷随成熟度增高而增加<sup>[35]</sup>,黏土矿物被认为可以促进重排反应进行<sup>[21]</sup>。七里村油田长7烃源岩重排甾烷/规则甾烷比值介于0.11~0.68,平均为0.51,表明烃源岩已达到成熟(表2)。

#### 4 烃源岩综合评价及其勘探意义

通过对鄂尔多斯盆地东缘七里村油田长7两

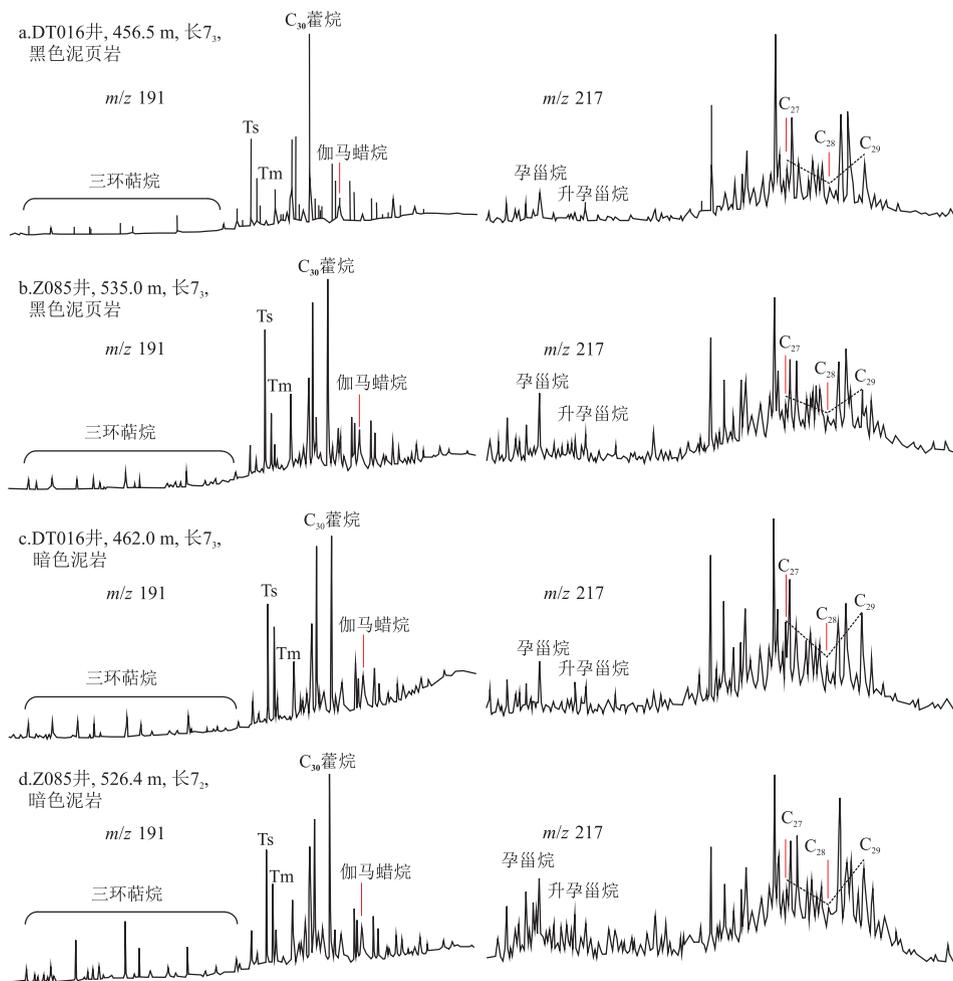


图7 鄂尔多斯盆地七里村油田长7烃源岩  $m/z$  191 和  $m/z$  217 质量色谱图

Fig.7 Mass chromatograms of  $m/z$  191 and  $m/z$  217 of Chang 7 source rocks in Qilicun Oilfield, Ordos Basin

种烃源岩分布及地化特征的综合评价认为:长7烃源岩在研究区分布面积广,虽然黑色泥页岩厚度相对较薄,但暗色泥岩厚度较大,一定程度上弥补了整体烃源岩厚度的不足。而且,烃源岩有机质丰度高,其中黑色泥页岩达到“最好”烃源岩标准,大部分暗色泥岩也达到了“中等—好”烃源岩标准;有机质类型总体为 I—II<sub>1</sub>型,均以生油为主;多项成熟度参数表明长7烃源岩已达到成熟,进入主要生油阶段。由此可见,长7黑色泥页岩和暗色泥岩在七里村油田是有效且质量较优的烃源岩。

以七里村油田为代表的盆地边缘长7有效烃源岩的发现,反映在以往认为的延长组沉积期的古湖盆“边缘”同样存在有效烃源岩,也进一步证明七里村油田等盆地边缘延长组致密油同样主要为就近聚集产物。尽管其厚度和有机质丰度逊于古湖盆中心沉积的烃源岩,但仍能够为研究区油藏的形成提供充足的物质基础;而且长6、长7段主要为致密砂岩储层,孔喉细小、毛细管阻力大,石油运聚成藏所需驱动力较大,长7烃源岩生烃膨胀所产

生的过剩压力被认为是油藏主要成藏动力<sup>[2,4]</sup>。这些都表明烃源岩的分布对致密油藏形成和分布具有极其重要的控制作用。此外,研究区内已有部分探井在长7段获得良好的油气显示,并且烃源岩地球化学分析结果也表明,长7黑色泥页岩内滞留烃含量较高( $S_1$ 平均为 1.62 mg/g,氯仿沥青“A”含量平均为 0.46%),这均显示盆地东部长7页岩油和致密油也具有较好的勘探前景,今后应加强研究和探索。

综合认为七里村油田长7有效烃源岩的发现,增强了勘探信心,预示着该油田及其附近地区具有良好的成油基础,特别是其西南部地区应作为下一步勘探开发的重点区域。

## 5 结论

(1)鄂尔多斯盆地东缘七里村油田三叠系长7段烃源岩分布面积广,依据岩心及测井曲线组合特征可分为黑色泥页岩和暗色泥岩。黑色泥页岩累计厚度在 3~14 m,主要分布于长7<sub>3</sub>;暗色泥岩累计厚

度在19~37 m,在整个长7段均有分布。

(2)七里村油田长7段烃源岩有机质丰度高,其中黑色泥页岩可以达到“最好”烃源岩标准,暗色泥岩也达到“中等—好”烃源岩标准。烃源岩有机质类型总体为I—II<sub>1</sub>型,以生油为主。长7段黑色泥页岩和暗色泥岩成熟度无明显差别,均已达到成熟,进入主要生油阶段。其沉积环境为陆相淡水还原环境,且黑色泥页岩所处沉积环境还原性比暗色泥岩更强;烃源岩母质来源主要为低等水生生物,其次为陆源高等植物。综合认为鄂尔多斯盆地东缘七里村油田长7段烃源岩是本地区油藏的主力烃源岩。

(3)以七里村油田为代表的盆地边缘长7段有效烃源岩的发现,反映在以往认为的延长组沉积期的古湖盆“边缘”同样存在有效烃源岩。七里村油田长7段有效烃源岩的发现,预示着该油田及其附近地区具有良好的成油基础,特别是其西南部地区应作为今后勘探开发的重点区域。另外,长7段优质烃源岩的发现,显示该区长7页岩油和致密油也具有良好勘探前景,应引起今后勘探重视。

#### 参考文献:

- [1] 刘显阳,惠潇,李士祥.鄂尔多斯盆地中生界低渗透岩性油藏形成规律综述[J].沉积学报,2012,30(5):964-974.  
LIU Xianyang, HUI Xiao, LI Shixiang. Summary of formation rule for low permeability lithologic reservoir of Mesozoic in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(5): 964-974.
- [2] 赵靖舟,白玉彬,曹青,等.鄂尔多斯盆地准连续型低渗透—致密砂岩大油田成藏模式[J].石油与天然气地质,2012,33(6):811-827.  
ZHAO Jingzhou, BAI Yubin, CAO Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oil-fields in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 811-827.
- [3] 杨华,张文正.论鄂尔多斯盆地长7段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用:地质地球化学特征[J].地球化学,2005,34(2):147-154.  
YANG Hua, ZHANG Wenzheng. Leading effect of the seventh member high-quality source rock of Yanchang Formation in Ordos Basin during the enrichment of low-penetrating oil-gas accumulation: geology and geochemistry[J]. Geochimica, 2005, 34(2): 147-154.
- [4] 赵靖舟,付金华,曹青,等.致密油气成藏理论与评价技术[M].北京:石油工业出版社,2017.  
ZHAO Jingzhou, FU Jinhua, CAO Qing, et al. Tight oil and gas accumulation: geological theories and evaluation technologies[M]. Beijing: Petroleum Press, 2017.
- [5] 张文正,杨华,李剑锋,等.论鄂尔多斯盆地长7段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用:强生排烃特征及机理分析[J].石油勘探与开发,2006,33(3):289-293.  
ZHANG Wenzheng, YANG Hua, LI Jianfeng, et al. Leading effect of high-class source rock of Chang 7 in Ordos Basin on enrichment of low permeability oil-gas accumulation: hydrocarbon generation and expulsion mechanism[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(3): 289-293.
- [6] 杨华,牛小兵,徐黎明,等.鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油勘探潜力[J].石油勘探与开发,2016,43(4):511-520.  
YANG Hua, NIU Xiaobing, XU Liming, et al. Exploration potential of shale oil in Chang 7 Member, Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 511-520.
- [7] 张文正,杨华,杨奕华,等.鄂尔多斯盆地长7优质烃源岩的岩石学、元素地球化学特征及发育环境[J].地球化学,2008,37(1):59-64.  
ZHANG Wenzheng, YANG Hua, YANG Yihua, et al. Petrology and element geochemistry and development environment of Yanchang Formation Chang-7 high quality source rocks in Ordos Basin[J]. Geochimica, 2008, 37(1): 59-64.
- [8] 郭彦如,刘俊榜,杨华,等.鄂尔多斯盆地延长组低渗透致密岩性油藏成藏机理[J].石油勘探与开发,2012,39(4):417-425.  
GUO Yanru, LIU Junbang, YANG Hua, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of low permeable tight lithologic oil reservoirs in the Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 417-425.
- [9] 楚美娟,李士祥,刘显阳,等.鄂尔多斯盆地延长组长8油层组石油成藏机理及成藏模式[J].沉积学报,2013,31(4):683-692.  
CHU Meijuan, LI Shixiang, LIU Xianyang, et al. Accumulation mechanisms and modes of Yanchang Formation Chang 8 interval hydrocarbons in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(4): 683-692.
- [10] 付金华.鄂尔多斯盆地致密油勘探理论与技术[M].北京:科学出版社,2018.  
FU Jinhua. Theory and technology of tight oil exploration in Ordos Basin[M]. Beijing: Science Press, 2018.
- [11] PASSEY Q R, CREANEY S, KULLA J B, et al. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(12): 1777-1794.
- [12] 王贵文,朱振宇,朱广宇.烃源岩测井识别与评价方法研究[J].石油勘探与开发,2002,29(4):50-52.  
WANG Guiwen, ZHU Zhenyu, ZHU Guangyu. Logging identification and evaluation of Cambrian-Ordovician source rocks in syncline of Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(4): 50-52.
- [13] 中国石油天然气总公司.SY/T 5735-1995,陆相烃源岩地球化学评价方法[S].北京:石油工业出版社,1995.  
China National Petroleum Corporation. SY/T 5735-1995, geochemical evaluation of terrestrial source rock[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [14] 卢双舫,张敏.油气地球化学[M].北京:石油工业出版社,2010.  
LU Shuangfang, ZHANG Min. Oil and gas geochemistry[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [15] 黄第藩,李晋超.干酪根类型划分的X图解[J].地球化学,1982(1):21-30.  
HUANG Difan, LI Jinchao. X-diagram of kerogen classification and the characters of kerogen of standard humic type[J].

- Geochimica, 1982(1):21-30.
- [16] 鄔立言, 顾信章. 热解技术在我国生油岩研究中的应用[J]. 石油学报, 1986, 7(2): 13-19.  
WU Liyan, GU Xinzhang. The application of pyrolysis technique in source rocks research[J]. Acta Petroli Sinica, 1986, 7(2): 13-19.
- [17] 杨伟伟, 石玉江, 李剑峰, 等. 鄂尔多斯盆地华池地区 X96 井长 7 烃源岩地球化学特征及其对致密油成藏的意义[J]. 地球科学与环境学报, 2016, 38(1): 115-125.  
YANG Weiwei, SHI Yujiang, LI Jianfeng, et al. Geochemical characteristics of Chang-7 source rocks from well X96 in Huachi area of Ordos Basin and their significance on tight oil accumulation[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2016, 38(1): 115-125.
- [18] 陈建渝, 郝芳. 有机岩石学研究有机质类型和成熟度的改进[J]. 石油实验地质, 1990, 12(4): 426-431.  
CHEN Jianyu, HAO Fang. Improvement on study of organic types and maturation with organic petrology[J]. Petroleum Geology & Experiment, 1990, 12(4): 426-431.
- [19] 王强, 付晓文, 徐志明, 等. 稳定碳同位素在油气地球化学中的应用及存在的问题[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 233-237.  
WANG Qiang, FU Xiaowen, XU Zhiming, et al. Development and application of stable carbon isotopes in natural gas and oil geochemistry[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(2): 233-237.
- [20] 胡见义, 黄第藩, 徐树宝, 等. 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, HUNG Difan, XU Shubao, et al. The foundation of China continental petroleum geology theory[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991.
- [21] 侯读杰, 冯子辉. 油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.  
HOU Dujie, FENG Zihui. Oil and gas geochemistry[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [22] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems; the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [23] 唐建云, 王志维, 也尔哈那提·黑扎提, 等. 鄂尔多斯盆地旬邑探区延长组烃源岩及原油地球化学特征[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(2): 107-116.  
TANG Jianyun, WANG Zhiwei, YEERHANATI Heizhati, et al. Source rocks and geochemical characteristics of crude oil of the Yanchang Formation in Xunyi exploration area, Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(2): 107-116.
- [24] PHILIPPI G T. The influence of marine and terrestrial source material on the composition of petroleum[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1974, 38(6): 947-966.
- [25] 程鹏, 肖贤明, 田辉, 等. 成熟度对陆相烃源岩可溶有机质 Pr/Ph 比值的影响[J]. 沉积学报, 2014, 32(1): 182-188.  
CHENG Peng, XIAO Xianming, TIAN Hui, et al. Effects of maturity on the Pr/Ph ratio of the soluble organic matters in the terrestrial source rocks[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(1): 182-188.
- [26] 孙林, 李剑锋, 姬鹏程, 等. 鄂尔多斯盆地西缘上古生界泥岩饱和烃 Pr/Ph 值特征及其地质应用[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(6): 1116-1120.  
SUN Lin, LI Jianfeng, JI Pengcheng, et al. Pr/Ph value of saturated hydrocarbon from the Upper Paleozoic mudstone in western Ordos Basin and its applications[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(6): 1116-1120.
- [27] 朱扬明, 钟荣春, 蔡勋育, 等. 川中侏罗系原油重排藿烷类化合物的组成及成因探讨[J]. 地球化学, 2007, 36(3): 253-260.  
ZHU Yangming, ZHONG Rongchun, CAI Xunyu, et al. Composition and origin approach of rearranged hopanes in Jurassic oils of central Sichuan Basin[J]. Geochimica, 2007, 36(3): 253-260.
- [28] 鲁银涛, 梁锡武, 史卜庆, 等. 加里曼丹岛库泰盆地海相成藏组合特征及油气富集区分带性分析[J]. 海洋科学, 2019, 43(1): 38-49.  
LU Yintao, LUAN Xiwu, SHI Boqing, et al. Characteristics of Lower Miocene marine petroleum play and prospective petroleum accumulation region in the Kutei Basin, the Kalimantan Island[J]. Marine Sciences, 2019, 43(1): 38-49.
- [29] 张立平, 黄第藩, 廖志勤. 伽马蜡烷: 水体分层的地球化学标志[J]. 沉积学报, 1999, 17(1): 136-140.  
ZHANG Liping, HUANG Difan, LIAO Zhiqin. Gammacerane: geochemical indicator of water column stratification[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(1): 136-140.
- [30] SEIFERT W K, MOLDOVAN J M. The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry[J]. Physics and Chemistry of the Earth, 1980, 12: 229-237.
- [31] 张海, 雷华伟, 张涛, 等. 鄂尔多斯盆地靖边油田西部延 9 原油地球化学特征与油源[J]. 石油实验地质, 2018, 40(6): 836-842.  
ZHANG Hai, LEI Huawei, ZHANG Tao, et al. Geochemical characteristics of Yan 9 crude oil and oil-source correlation in western Jingbian Oil Field, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(6): 836-842.
- [32] SEIFERT W K, MOLDOVAN J M. Methods in geochemistry and geophysics[M]. Amsterdam: Elsevier, 1986.
- [33] 唐建云, 史政, 宋红霞, 等. 富黄探区延长组烃源岩评价与油源对比[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(3): 11-20.  
TANG Jianyun, SHI Zheng, SONG Hongxia, et al. Hydrocarbon source evaluation and oil source contrast of the Yanchang Formation in Fu-Huang Exploration area, Ordos Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(3): 11-20.
- [34] 白玉彬, 赵靖舟, 高振东, 等. 鄂尔多斯盆地杏子川油田长 9 烃源岩特征及油气勘探意义[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(4): 38-45.  
BAI Yubin, ZHAO Jingzhou, GAO Zhendong, et al. Characteristics of Chang 9 member source rocks and its significance of hydrocarbon exploration in Xingzichuan Oilfield, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(4): 38-45.
- [35] 朱扬明, 张春明, 张敏, 等. 沉积环境的氧化还原性对重排甾烷形成的作用[J]. 沉积学报, 1997, 15(4): 104-108.  
ZHU Yangming, ZHANG Chunming, ZHANG Min, et al. The effect of oxidation reduction nature of depositional environments on the formation of diasteranes[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1997, 15(4): 104-108.