

鄂尔多斯盆地陕北地区延长组长8与长9油层组烃源岩分布与地球化学特征及页岩油资源潜力评价

曹磊^{1,2}, 闫新智³, 李辉⁴, 吴伟涛^{1,2}, 白玉彬^{1,2}, 赵子龙^{1,2}

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065; 3. 延长油田股份有限公司 勘探部, 陕西 延安 716000; 4. 中国石油与天然气有限公司 长庆油田分公司 勘探事业部, 陕西 西安 710018)

摘要:基于岩心观察、地球化学、测井、录井、原油物性和试油资料,研究了鄂尔多斯盆地陕北地区延长组(长)8和长9油层组烃源岩地球化学特征、烃源岩分布特征及研究区延长组下组合致密油成藏规律,计算了页岩油资源量。研究表明:①鄂尔多斯盆地陕北地区长8和长9油层组粉砂质泥岩、泥岩和页岩总有机碳含量(TOC)主要在1.0%~16.0%,平均值为4.8%,有机质丰度为好-很好烃源岩;干酪根类型指数(TI)在47~92,平均值为70, $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 介于-29.8‰~-25.9‰,平均值为-27.8‰,有机质类型主要为II₁型;最高热解峰温(T_{max})介于444~470℃,平均值为456℃,镜质体反射率(R_0)在0.72%~1.56%,平均值为1.16%,有机质主要处于成熟-高熟阶段。②研究区长8和长9油层组各油层亚组均发育TOC大于1.0%且 R_0 大于0.70%的有效烃源岩,长9油层组李家畔页岩烃源岩最好,其次为长8²油层亚组、长8¹油层亚组和长9油层组烃源岩。长9油层组李家畔页岩从定边—甘泉有逐渐变厚趋势,厚度4.0~17.0 m,平均厚度7.5 m,沉积中心主要在甘泉和安塞南部,厚度大于10.0 m的区域面积约为3 574 km²,甘泉地区最厚超过35.0 m。长8油层组烃源岩在志丹、甘泉和富县一带规模分布,长8¹油层亚组单层最大连续厚度超过10.0 m,长8²油层亚组单层最大连续厚度超过30.0 m。③研究区延长组下组合烃源岩发育张家滩页岩(A)型、“张家滩页岩+李家畔页岩”(B)型、“张家滩页岩+长8²油层亚组底部烃源岩+李家畔页岩”(C)型和“张家滩页岩+长8油层组中部烃源岩+李家畔页岩”(D)型4种垂向组合分布类型。烃源岩既是生油岩也是封盖层,B、C和D型长8油层组致密油藏油源和封盖条件相对较好,试油出油率较高。④根据烃源岩含油饱和度指数(OSI)、游离烃含量(S_1)、氯仿沥青“A”含量、饱和烃含量和芳烃含量参数结合大庆古龙页岩油及国外页岩油勘探开发经验,以有效烃源岩OSI大于100 mg/g,介于70~100 mg/g和小于70 mg/g为标准划分出易动用(I类)、潜在可动用(II类)和难动用(III类)3类页岩油资源。粉砂质泥岩既具有生烃能力,储集空间又优于泥岩和页岩,是最好的I类页岩油岩性。计算得出研究区I类页岩油资源量为 3.8×10^8 t, II类页岩油资源量为 7.5×10^8 t, III类页岩油资源量为 29.5×10^8 t。

关键词:地球化学特征;烃源岩;致密油;页岩油;长8油层组;长9油层组;陕北地区;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Geochemical characteristics, distribution, and shale oil resource potential of source rocks in the 8th and 9th oil groups of the Yanchang Formation, northern Shaanxi, Ordos Basin

CAO Lei^{1,2}, YAN Xinzhì³, LI Hui⁴, WU Weitao^{1,2}, BAI Yubin^{1,2}, ZHAO Zilong^{1,2}

(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, Shaanxi 710065, China; 3. Exploration Department of Yanchang Oilfield Co., Ltd., Yan'an, Shaanxi 716000, China; 4. Petroleum Exploration Division, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: Using data from core observations, geochemical analysis, logging, crude oil physical properties, and well tests, we investigate the geochemical characteristics and spatial distribution of hydrocarbon source rocks in the 8th and 9th oil groups of the Yanchang Formation (also referred to as the Chang 8 and Chang 9 oil groups, respectively) in northern Shaanxi, Ordos Basin. The implications of tight oil accumulation within the lower hydrocarbon play of the Yanchang Formation in the study area are explored, and shale oil resources in the area are calculated. The results

收稿日期:2025-07-31;修回日期:2025-09-04。

第一作者简介:曹磊(1992—),男,博士、副教授、硕士研究生导师,油气地球化学与油气成藏地质学。E-mail:leicao@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金青年基金项目(42202185);中国博士后科学基金项目(2022MD713801);陕西省教育厅科技计划项目(22JK0505)。

indicate that the silty mudstones, mudstones, and shales of the Chang 8 and Chang 9 oil groups contain total organic carbon (*TOC*) content ranging from 1.0% to 16.0% (average: 4.8%), suggesting that they represent source rocks with organic matter abundance of good to excellent level. The kerogen of the source rocks exhibits type index (*TI*) values ranging from 47 to 92 (average: 70) and $\delta^{13}\text{C}_{\text{kerogen}}$ values from -25.9‰ to -29.8‰ (average: -27.8‰), indicating a predominance of type II₁ kerogen. The source rocks show peak hydrocarbon pyrolysis temperature (T_{max}) ranging from 444 °C to 470 °C (average: 456 °C) and R_o values from 0.72% to 1.56% (average: 1.16%), indicating that the organic matter is primarily in the mature to highly mature stage. Effective source rocks with *TOC* content > 1.0% and R_o values > 0.70% are identified across all oil sub-groups of the Chang 8 and Chang 9 oil groups. Among them, the Lijiapan shale of the Chang 9 oil group represents the most favorable source rocks, followed by shales of the 2nd and 1st oil sub-groups of the Chang 8 oil group (also referred to as the Chang 8² and Chang 8¹ oil sub-groups, respectively), as well as the Chang 9 oil group. The Lijiapan shale of the Chang 9 oil group thickens progressively from Dingbian to Ganquan, with thicknesses ranging from 4.0 m to 17.0 m (average: 7.5 m). Its primary depocenters are located in Ganquan and southern Ansai, where zones with shale thicknesses exceeding 10.0 m cover an area of approximately 3 574 km². In the Ganquan area, the Lijiapan shale of the Chang 9 oil group shows a thickness of up to a maximum of more than 35.0 m. The source rocks of the Chang 8 oil group are extensively developed in the Zhidan, Ganquan, and Fuxian areas, with those of the Chang 8¹ and Chang 8² oil sub-groups showing maximum single-layer continuous thicknesses exceeding 10.0 m and 30.0 m, respectively. Vertically, four types of source rock assemblages are identified within the lower hydrocarbon play of the Yanchang Formation: the Zhangjiatan shale (type A), the Zhangjiatan shale + the Lijiapan shale (type B), the Zhangjiatan shale + source rocks at the base of the Chang 8₂ oil sub-group + the Lijiapan shale (type C), and the Zhangjiatan shale + source rocks in the middle Chang 8 oil group + the Lijiapan shale (type D). Since source rocks act as both oil source rocks and cap rocks, the tight oil reservoirs of the Chang 8 oil group with source rock assemblages of types B, C, and D manifest favorable oil sources and strong sealing performance, which contribute to high tested oil production rates. Effective source rocks are further subdivided based on the oil saturation index (*OSI*) values, free hydrocarbon content (S_1), chloroform bitumen “A” content, saturated hydrocarbon content, and aromatic hydrocarbon content of source rocks, as well as experience in the exploration and exploitation of the Gulong shale oil in the Daqing oilfield and international analogues. Specifically, effective source rocks with *OSI* values of greater than 100 mg/g, 70 ~ 100 mg/g, and less than 70 mg/g are categorized as resources with readily movable (class I), potentially movable (class II), and hardly movable (class III) shale oil, respectively. Silty mudstones are found bearing class I shale oil due to their high hydrocarbon generation capacity and better reservoir spaces than mudstones and shales. The classes I, II, and III shale oil resources in the study area are calculated at 0.38×10^9 t, 0.75×10^9 t, and 2.95×10^9 t, respectively.

Key words: geochemical characteristics, source rock, tight oil, shale oil, 8th oil group of the Yanchang Formation (Chang 8 oil group), Chang 9 oil group, northern Shaanxi, Ordos Basin

引用格式: 曹磊, 闫新智, 李辉, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区延长组长8与长9油层组烃源岩分布与地球化学特征及页岩油资源潜力评价[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1410–1429. DOI: 10.11743/ogg20250503.

CAO Lei, YAN Xinzhi, LI Hui, et al. Geochemical characteristics, distribution, and shale oil resource potential of source rocks in the 8th and 9th oil groups of the Yanchang Formation, northern Shaanxi, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1410–1429. DOI: 10.11743/ogg20250503.

受印支构造运动影响, 华北板块与扬子板块发生碰撞导致鄂尔多斯盆地中-晚三叠纪延长组沉积时期经历了两次快速沉降, 形成了2套优质烃源岩, 分别是延长组(长)9油层组李家畔页岩和长7油层组张家滩

页岩^[1]。其中, 长7油层组张家滩页岩有机质丰度高, 总有机碳含量(*TOC*)平均值为13.80%, 有机质类型主要为I–II₁型, 镜质体反射率(R_o)介于0.70%~1.20%, 厚度主要介于10~30 m, 分布面积达6.5 ×

10^4 km^2],是鄂尔多斯盆地延长组致密油^[3]和页岩油^[4]主要的油源岩。张文正等^[5-6]在志丹地区丹48和丹49井中首次发现了长9油层组李家畔页岩,认为长9油层组李家畔页岩主要分布在志丹南部,面积约 $4\,336 \text{ km}^2$,累计厚度在 $5 \sim 18 \text{ m}$, TOC 介于 $1.19\% \sim 8.64\%$ (平均值 5.03%),有机质类型主要为腐泥型, R_o 介于 $0.92\% \sim 1.05\%$,处于生油高峰,是局部地区长8油层组和长9油层组致密油的主要烃源岩。除上述2套典型烃源岩外,周新平等^[7]在吴起西部、靖边南部、志丹北部及安塞西部发现了厚度介于 $2 \sim 10 \text{ m}$ 的长8油层组烃源岩,其 TOC 介于 $1.68\% \sim 11.43\%$ (平均值 4.35%),有机质类型为 $\text{I} - \text{II}_1$ 型, R_o 介于 $0.84\% \sim 1.37\%$ (平均值 1.17%),处于成熟阶段,为好烃源岩。相较于长7油层组张家滩页岩,长8油层组和长9油层组李家畔页岩的分布与地球化学特征研究均局限于小范围^[8-13]。

近年来,随着鄂尔多斯盆地陕北地区延长组下组合石油勘探深入开展,不同地区原地长8油层组与长9油层组烃源岩对下组合致密油的贡献不断被证实。其中,富县长8油层组原油主要来源于长7油层组烃源岩,长9烃源岩次之^[9];甘泉西部长8²油层亚组原油主为长8油层组和长9油层组烃源岩贡献,甘泉东部长8²油层亚组原油主要为长9油层组烃源岩贡献^[14];安塞长9油层组原油为长7油层组和长9油层组烃源岩混合贡献^[8];志丹东部长8油层组—长10油层组原油主要来自长9油层组烃源岩^[15];吴起中部顺宁地区长8油层组—长10油层组原油主要来自长7油层组烃源岩,长9油层组烃源岩有一定贡献^[15];吴起一定边东部及南部长9油层组原油有长9油层组烃源岩贡献^[16];陕北地区长10油层组原油主要来自长9油层组烃源岩^[3]。

李文厚等^[17]认为鄂尔多斯盆地长9油层组至长7油层组湖盆中心从吴起—志丹—甘泉—富县向定边—庆阳—铜川演变,表明陕北地区应为长9油层组烃源岩最发育的区域。然而,由于无法完整获得该地区长8油层组与长9油层组烃源岩资料,先前的研究均以采油厂或者行政县域为研究区域^[5-15],难以全面评价烃源岩分布和生烃潜力特征。鉴于致密油多呈原地或近源成藏^[18],烃源岩的分布控制致密油藏的分布,且长8油层组与长9油层组烃源岩对陕北地区延长组下组合致密油的贡献已被证实,因此,鄂尔多斯盆地陕北地区长8油层组与长9油层组烃源岩分布和生烃潜力特征亟待研究。

本文基于鄂尔多斯盆地陕北地区定边、吴起、志

丹、甘泉和富县等区域测井、录井、岩心和地球化学等资料,综合研究长8油层组与长9油层组烃源岩分布和生烃潜力特征,评价其对延长组下组合致密油成藏意义,计算页岩油资源量,为陕北地区延长组下组合致密油和页岩油勘探开发甜点区优选提供地质依据。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地陕北地区包括定边、吴起、志丹、甘泉和富县等区域,面积约 $2.08 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1a)。受印支运动影响,中—晚三叠世华北板块和扬子板块碰撞,使延长组湖盆开始形成,长8油层组和长9油层组沉积时期是湖盆快速扩张时期^[1]。从长9油层组底部至顶部,陕北地区沉积相具有从三角洲前缘亚相向浅湖相变化的特征^[9-10, 17, 19](图1b),长9油层组顶部发育了一套分布稳定的李家畔页岩,长9油层组岩性主要包括中砂岩、细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩、页岩和凝灰岩。长8油层组沉积时期,陕北地区主要为浅湖相^[9, 17, 19],岩性主要包括细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、碳质泥岩和泥岩,偶见煤线。长9油层组自下而上分为长9²油层亚组和长9¹油层亚组;长8油层组自下而上分为长8²油层亚组和长8¹油层亚组。

2 样品及实验

2.1 实验样品

本研究采集陕北地区长8油层组和长9油层组烃源岩样品64件。其中,长8油层组烃源岩样品28件(长8¹油层亚组和长8²油层亚组),长9油层组烃源岩样品36件(李家畔页岩和非李家畔烃源岩),包括定边5件、吴起6件、志丹8件、甘泉6件和富县39件。对以上样品进行总有机碳含量测定、岩石热解分析、镜质体反射率测定、干酪根碳同位素测定、干酪根显微组分分析、氯仿沥青“A”抽提、族组分分离及饱和烃与芳烃气相色谱—质谱分析等实验。

2.2 实验方法

总有机碳含量测定使用CS744碳硫分析仪,依据《沉积岩中总有机碳的测定》(GB/T 19145—2022)进行实验。岩石热解分析使用ROCK EVAL 6热解仪,依据《岩石热解分析》(GB/T 18602—2012)进行实验。干酪

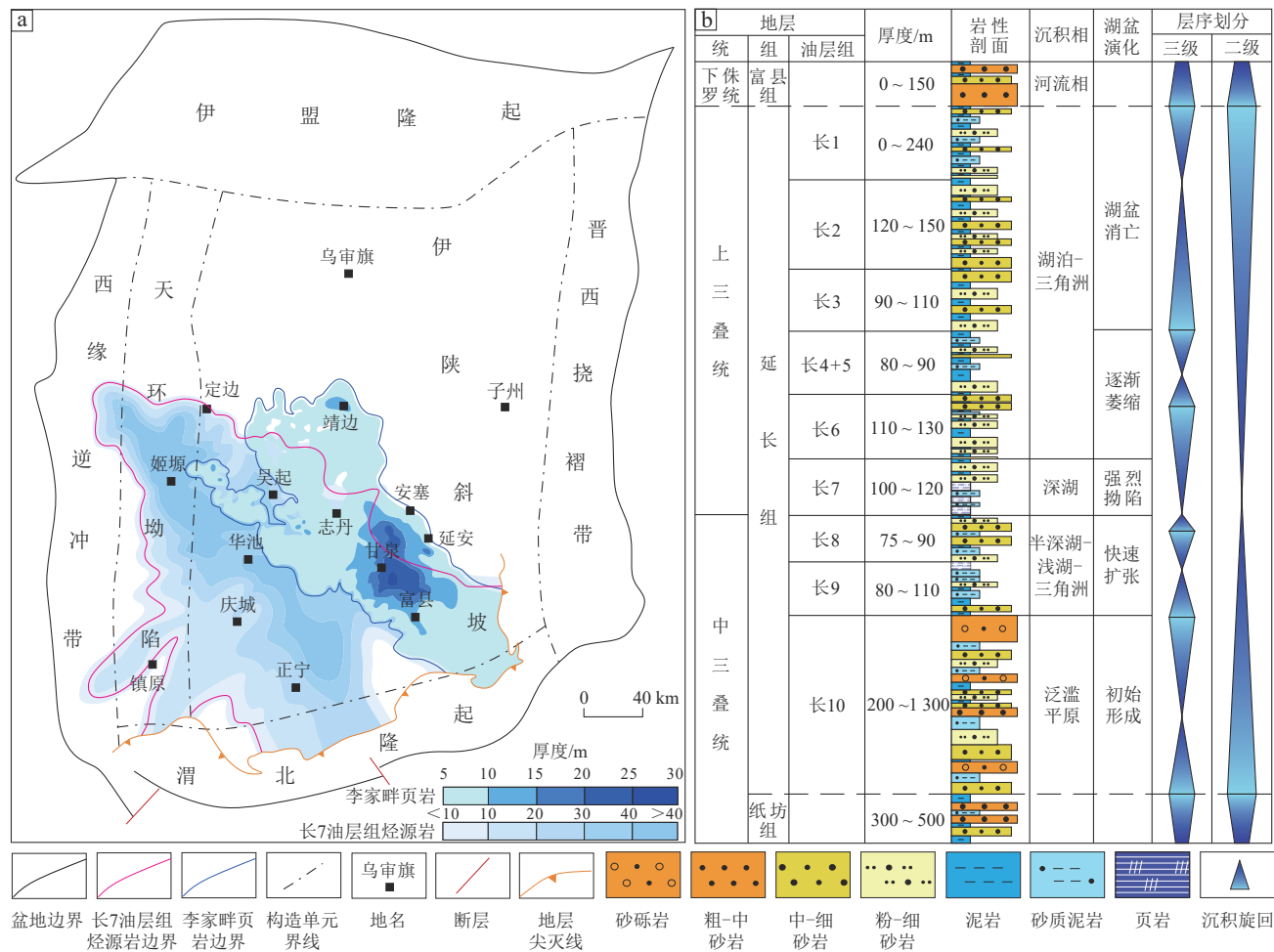


图1 鄂尔多斯盆地长9油层组李家畔页岩分布(a)及延长组综合柱状图(b)(据文献[19–20]修改)

Fig. 1 Distribution map of the Lijiapan shale in the Chang 9 oil group (a, modified after reference [20]) and stratigraphic column of the Yanchang Formation (b, modified after reference [19]) in the Ordos Basin

根显微组分鉴定及类型划分使用DM4P显微镜,依据《透射光-荧光干酪根显微组分鉴定及类型划分方法》(SY/T 5125—2014)进行实验。镜质体反射率测定使用CRAIC 508PV显微分光光度计以及DM4P显微镜,依据《沉积岩中镜质体反射率的测定》(SY/T 5124—2012)进行测定,检测环境控制为湿度50%、温度21℃。干酪根碳同位素测定使用Thermo Scientific Delta V Advantage同位素质谱仪,依据《地质样品有机地球化学分析方法第2部分:有机质稳定碳同位素测定——同位素质谱法》(GB/T 18340.2—2010)进行测定。气相色谱-质谱分析使用Agilent 7890B气相色谱仪,依据《地质样品有机地球化学分析方法第5部分:岩石提取物和原油中饱和烃分析气相色谱法》(GB/T 18340.5—2010)进行实验,测试条件:色谱载气为氦气(纯度99.999%),进样口温度300℃,检测器温度300℃,色谱柱为HP-5MS弹性石英毛细管柱(60.00 m×0.25 mm),柱温程序为初温100℃(保持1 min),以

4℃/min升温至300℃(保持30 min),载气流速1 mL/min,不分流进样。

3 烃源岩地球化学特征

3.1 岩性

本研究基于岩心观察结合测井曲线特征确定烃源岩岩性。其中,自然伽马测井值(GR)与岩性的对应关系如下:细砂岩 $GR < 80$ API,粉砂岩 $80 \text{ API} \leq GR < 100$ API,粉砂质泥岩 $100 \text{ API} \leq GR < 120$ API,泥岩 $120 \text{ API} \leq GR < 137$ API,页岩 $GR \geq 137$ API。参与统计的烃源岩样品共计64件。其中,粉砂质泥岩10件、占21.9%,其 TOC 介于0.4%~4.0%、平均值为1.8%;泥岩23件、占35.9%,其 TOC 介于1.6%~7.1%、平均值为4.1%;页岩27件、占42.2%,其 TOC 介于1.4%~16.0%、平均值为6.4%(图2a)。本文使用泥岩有机质

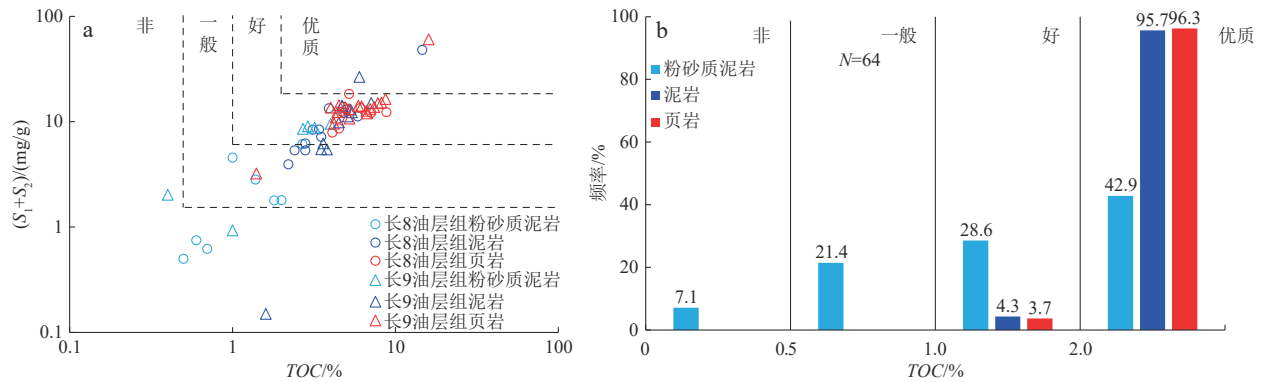


图2 鄂尔多斯盆地陕北地区长8和长9油层组不同岩性烃源岩有机质丰度评价图版

Fig. 2 Evaluation of organic matter abundance in source rocks of different lithologies within the Chang 8 and Chang 9 oil groups, northern Shaanxi, Ordos Basin

a. TOC与 S_1+S_2 交会图; b. TOC频率分布直方图

TOC: 总有机碳含量; S_1+S_2 : 岩石热解生烃潜量

丰度评价标准(SY/T 5735—2019)^[21]对长8油层组和长9油层组烃源岩进行评价(表1)。结果显示:粉砂质泥岩中,28.6%为好烃源岩,42.9%为优质烃源岩(图2b);泥岩中4.3%为好烃源岩,91.3%为优质烃源岩;页岩中3.7%为好烃源岩,96.3%为优质烃源岩。研究区延长组长8油层组和长9油层组粉砂质泥岩、泥岩和页岩均可作为有效烃源岩(图3)。

3.2 有机质丰度

研究区长8¹油层亚组烃源岩TOC介于0.6%~11.4%、平均值为3.9%,岩石热解生烃潜量(S_1+S_2 , S_1 为游离烃含量, S_2 为裂解烃含量)介于0.6~42.6 mg/g、平均值为11.1 mg/g;长8²油层亚组烃源岩TOC介于0.5%~14.6%、平均值为4.2%, S_1+S_2 介于0.5~47.9 mg/g、平均值为11.2 mg/g;长9油层组李家畔页岩TOC介于1.4%~10.1%、平均值为5.6%, S_1+S_2 介于3.2~79.8 mg/g、平均值为16.5 mg/g;长9油层组非李家畔页岩烃源岩TOC介于0.4%~16.0%、平均值为3.7%, S_1+S_2 介于0.2~74.9 mg/g、平均值为15.0 mg/g(图4)。

TOC与 S_1+S_2 交会图(图4a,b)和氯仿沥青“A”含量

与总烃含量交会图(图4c)结果表明:研究区长9油层组李家畔页岩和长8²油层亚组烃源岩主要为优质烃源岩,长8¹油层亚组烃源岩和长9油层组非李家畔页岩烃源岩主要为好-优质烃源岩。总体上,研究区有机质丰度从高到低依次为长9油层组李家畔页岩、长8²油层亚组烃源岩、长8¹油层亚组烃源岩和长9油层组非李家畔页岩烃源岩(图4d)。

3.3 有机质类型

3.3.1 干酪根显微组分

干酪根显微组分鉴定结果显示,研究区长8油层组和长9油层组烃源岩均以腐泥组+壳质组(含量96%~98%)为主,镜质组(含量1%~3%)和惰质组(含量1%)含量较低。干酪根类型指数(TI,无量纲)是有机质类型判断常用参数,其计算公式为

$$TI = A + 0.50B - 0.75C - D \quad (1)$$

式中:A,B,C和D分别代表腐泥组、壳质组、镜质组和惰质组含量,%。依据TI指数划分干酪根类型,具体标准为I型($TI \geq 80$)、II₁型($40 \leq TI < 80$)、II₂型($0 \leq TI < 40$)和III型($TI < 0$)^[22];TI指数显示研究区长8¹油层亚组、长8²油层亚组、长9油层组李家畔页岩和长9油层组非李家畔页岩烃源岩均主要为II₁型干酪根,少量样品为I型干酪根(图5a)。

3.3.2 干酪根碳同位素

通常,依据烃源岩干酪根的碳同位素值划分有机质类型:I型($\delta^{13}C_{\text{干酪根}} < -28\text{‰}$)、II₁型($-28\text{‰} \leq \delta^{13}C_{\text{干酪根}} < -26\text{‰}$)、II₂型($-26\text{‰} \leq \delta^{13}C_{\text{干酪根}} < -25\text{‰}$)和

表1 泥岩有机质丰度评价标准^[21]

Table 1 Evaluation criteria for the organic matter abundance of mudstones^[21]

烃源岩等级	TOC/%	$(S_1+S_2)/(mg/g)$
非	$TOC < 0.5$	$S_1+S_2 < 2$
一般	$0.5 \leq TOC < 1.0$	$2 \leq S_1+S_2 < 6$
好	$1.0 \leq TOC < 2.0$	$6 \leq S_1+S_2 < 20$
优质	$TOC \geq 2.0$	$S_1+S_2 \geq 20$

注: S_1 为游离烃含量; S_2 为裂解烃含量。

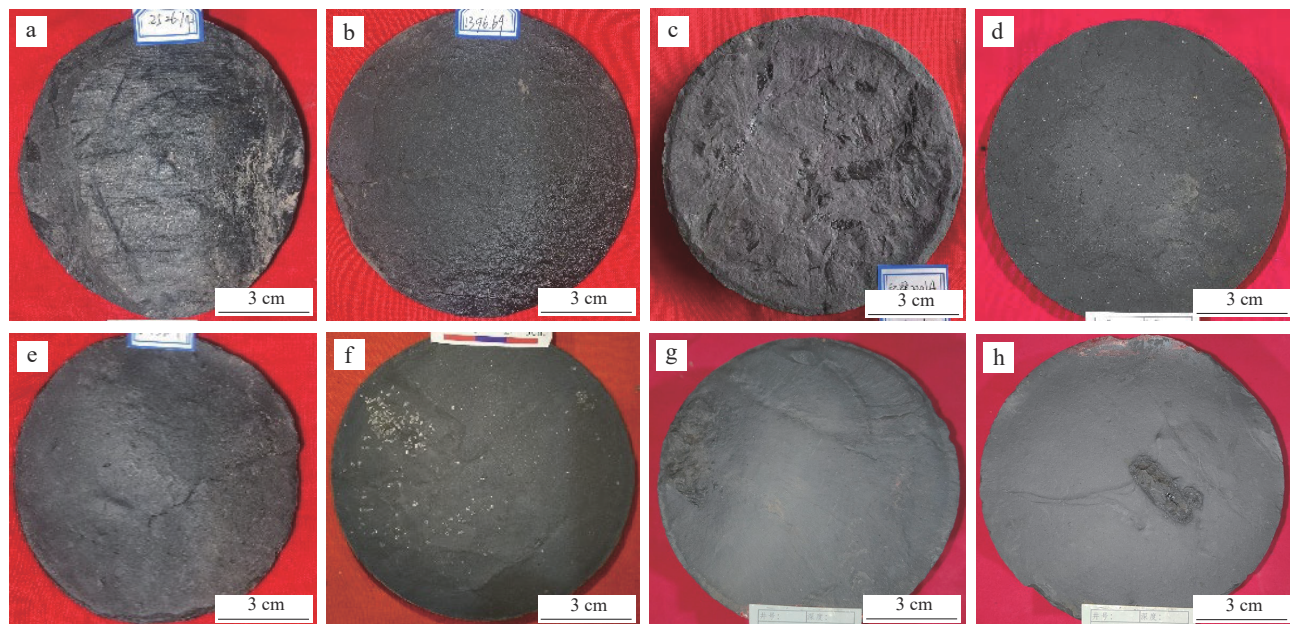


图3 鄂尔多斯盆地陕北地区长8和长9油层组不同岩性烃源岩岩心照片

Fig. 3 Cores photos of source rocks of different lithologies in the Chang 8 and Chang 9 oil groups, northern Shaanxi, Ordos Basin

a. DT5543井,埋深2 526.74 m,长8¹油层亚组,粉砂质泥岩, $TOC = 1.80\%$, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -26.6\%$; b. QT25,埋深1 396.69 m,长8²油层亚组,粉砂质泥岩, $TOC = 0.95\%$, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -27.9\%$; c. DT2201A井,埋深2 514.31 m,长9¹油层亚组,粉砂质泥岩, $TOC = 4.00\%$, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -28.1\%$; d. L225井,埋深1 807.50 m,长9¹油层亚组,李家畔页岩, $TOC = 2.90\%$; e. W82井,埋深2 457.21 m,长8²油层亚组,泥岩, $TOC = 14.60\%$; f. S380井,埋深1 798.50 m,长8²油层亚组,泥岩, $TOC = 5.00\%$; g. L225井,埋深1 802.54 m,长8²油层亚组,页岩, $TOC = 4.80\%$; h. L225井,埋深1 804.50 m,长9¹油层亚组,李家畔页岩, $TOC = 4.80\%$, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -27.8\%$

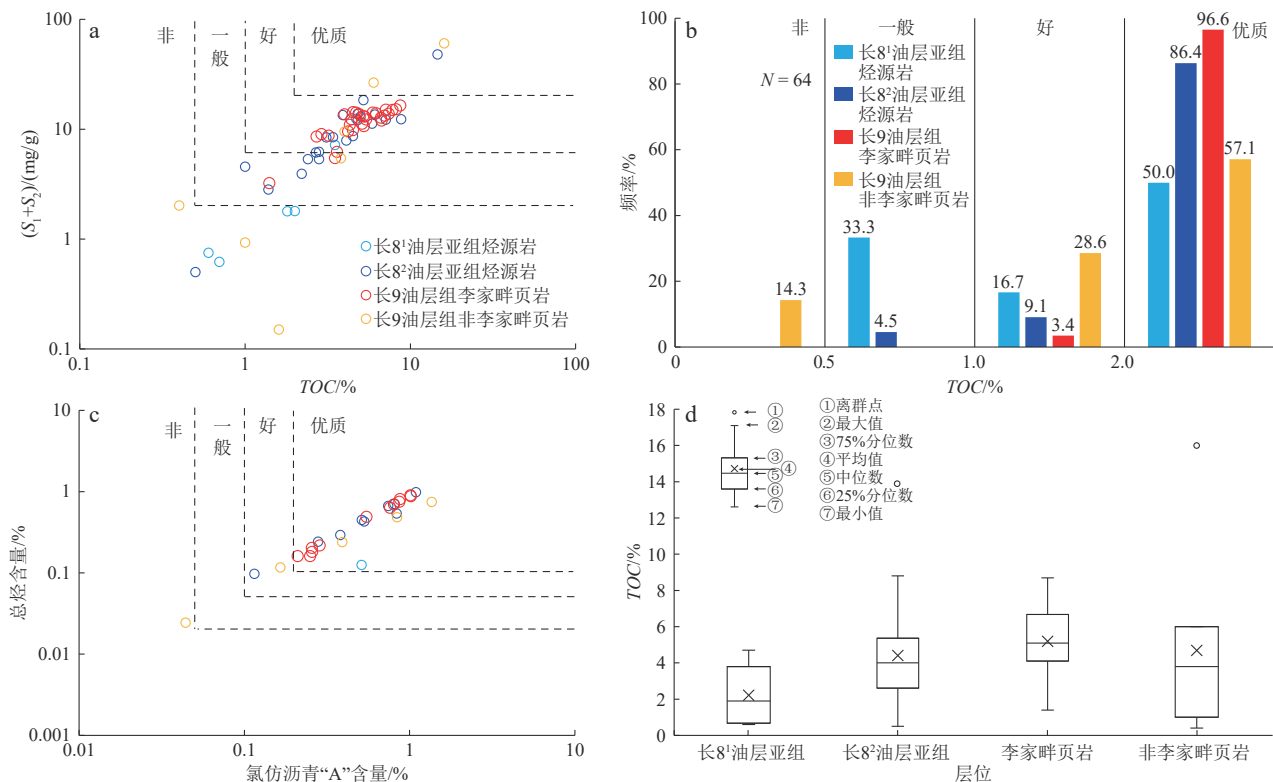


图4 鄂尔多斯盆地陕北地区长8和长9油层组不同层位烃源岩有机质丰度评价图版

Fig. 4 Evaluation of organic matter abundance in source rocks at different horizons of the Chang 8 and Chang 9 oil groups, northern Shaanxi, Ordos Basin

a. TOC 与 S_1+S_2 交会图; b. TOC 频率分布直方图; c. 氯仿沥青“A”含量与总烃含量交会图; d. 不同层位 TOC 分布箱形图

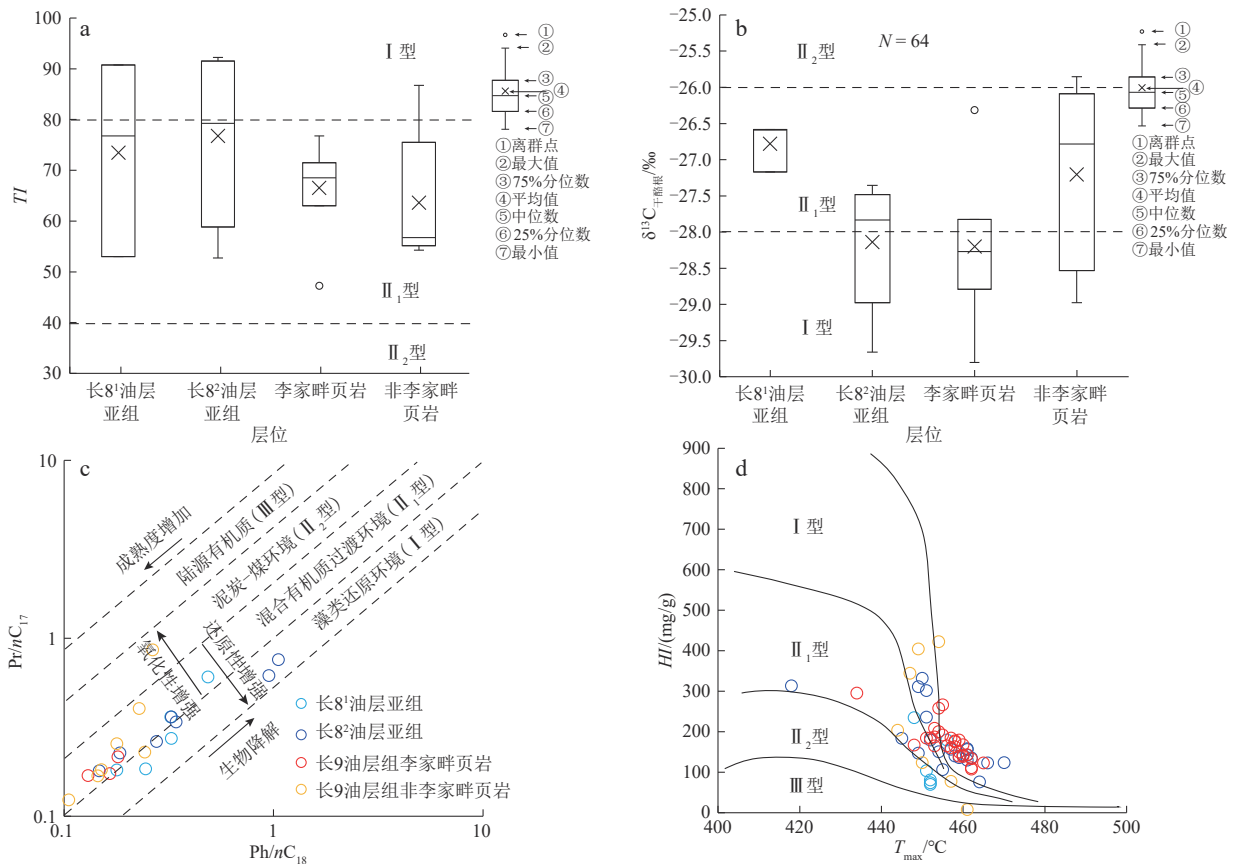


图5 鄂尔多斯盆地陕北地区不同层位烃源岩有机质类型判别图版

Fig. 5 Identification of organic matter types in source rocks at different horizons of the Chang 8 and Chang 9 oil groups, northern Shaanxi, Ordos Basin

a. 不同层位Tl指数分布箱形图; b. 不同层位 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 分布箱形图; c. $\text{Ph}/n\text{C}_{18}$ 与 $\text{Pr}/n\text{C}_{17}$ 交会图; d. 岩石最高热解峰温(T_{max})-氢指数(HI)交会图($\text{Pr}/n\text{C}_{17}$ 为姥鲛烷/正构十七烷含量比值; $\text{Ph}/n\text{C}_{18}$ 为植烷/正构十八烷含量比值。)

Ⅲ型($\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}} \geq -25\%$)^[22]。对研究区23件烃源岩样品进行 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 测定。其中,长8¹油层亚组样品 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 介于 -27.2% ~ -26.6% 、平均值为 -26.8% ,长8²油层亚组样品 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 介于 -29.7% ~ -27.4% 、平均值为 -28.1% ,长9油层组李家畔页岩样品 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 介于 -29.8% ~ -26.3% 、平均值为 -28.2% ,长9油层组非李家畔页岩样品 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 介于 -29.0% ~ -25.9% 、平均值为 -27.2% (图5b)。上述结果表明:长9油层组李家畔页岩和长8²油层亚组烃源岩主要为Ⅰ-Ⅱ₁型干酪根,而长9油层组非李家畔页岩和长8¹油层亚组烃源岩则主要为Ⅱ₁型干酪根。

3.3.3 生物标志物参数

通常,在评价烃源岩有机质类型时, $\text{Pr}/n\text{C}_{17}$ (姥鲛烷/正构十七烷)和 $\text{Ph}/n\text{C}_{18}$ (植烷/正构十八烷)含量比值交会图不受成熟度、生物降解以及沉积时期水体氧化-还原条件影响,是有效的评价方法之一。图5c显示研究区长8油层组和长9油层组烃源岩样品主要为

混合有机质(Ⅱ₁型),发育在弱氧化-弱还原过渡环境;长8²油层亚组和长8¹油层亚组部分样品为菌藻类有机质(Ⅰ型),发育在还原环境;1个长8¹油层亚组烃源岩样品为Ⅱ₂型,发育在氧化环境。

3.3.4 岩石最高热解峰温与氢指数

岩石最高热解峰温(T_{max})-氢指数(HI)交会图^[23]显示(图5d),研究区长8¹油层亚组、长8²油层亚组、长9油层组李家畔页岩和长9油层组非李家畔页岩烃源岩主要为Ⅰ-Ⅱ₁型干酪根,少量样品为Ⅱ₂型干酪根。部分样品在干酪根类型包络线之外,这些样品的 T_{max} 均高于 $455\text{ }^{\circ}\text{C}$ (高熟阶段),整体上其HI随 T_{max} 升高呈降低趋势,这是因为大量烃类在烃源岩成熟-高成熟阶段生成并被排出,导致HI随成熟度增加而显著下降。综合分析认为,研究区长8油层组和长9油层组烃源岩主要为Ⅱ₁型干酪根,少部分为Ⅰ型干酪根。

3.4 有机质成熟度

3.4.1 镜质体反射率与岩石最高热解峰温

通常,随着烃源岩埋藏深度增大,镜质体反射率(R_o)和岩石最高热解峰温(T_{max})均会逐渐增大;然而,由于鄂尔多斯盆地晚白垩世开始构造抬升,构造格局从“北高、南低”开始向“东高、西低”变化^[24],研究区烃源岩现今埋藏深度不是最大埋藏深度。因此,研究区长8油层组和长9油层组烃源岩 R_o 和 T_{max} 均未随深度增大而增大(图6a,b)。

层位上,研究区长8¹油层亚组烃源岩 R_o 介于0.74%~1.47%、平均值为1.13%, T_{max} 介于448~462℃、平均值为453℃;长8²油层亚组烃源岩 R_o 介于0.84%~1.62%、平均值为1.28%, T_{max} 介于445~470℃、平均值为456℃;长9油层组李家畔页岩 R_o 介于0.72%~1.56%、平均值为1.21%, T_{max} 介于448~467℃、平均值为457℃;长9油层组非李家畔页岩烃源岩 R_o 介于0.75%~1.07%、平均值为0.95%, T_{max} 介于444~457℃、平均值为452℃(图6d,e)。通常,可依据 R_o 与 T_{max} 对有机质成熟度进行划分(SY/T5735—2019)^[21]。其中, R_o 所对应的成熟阶段标准为未成熟($R_o < 0.5\%$)、低

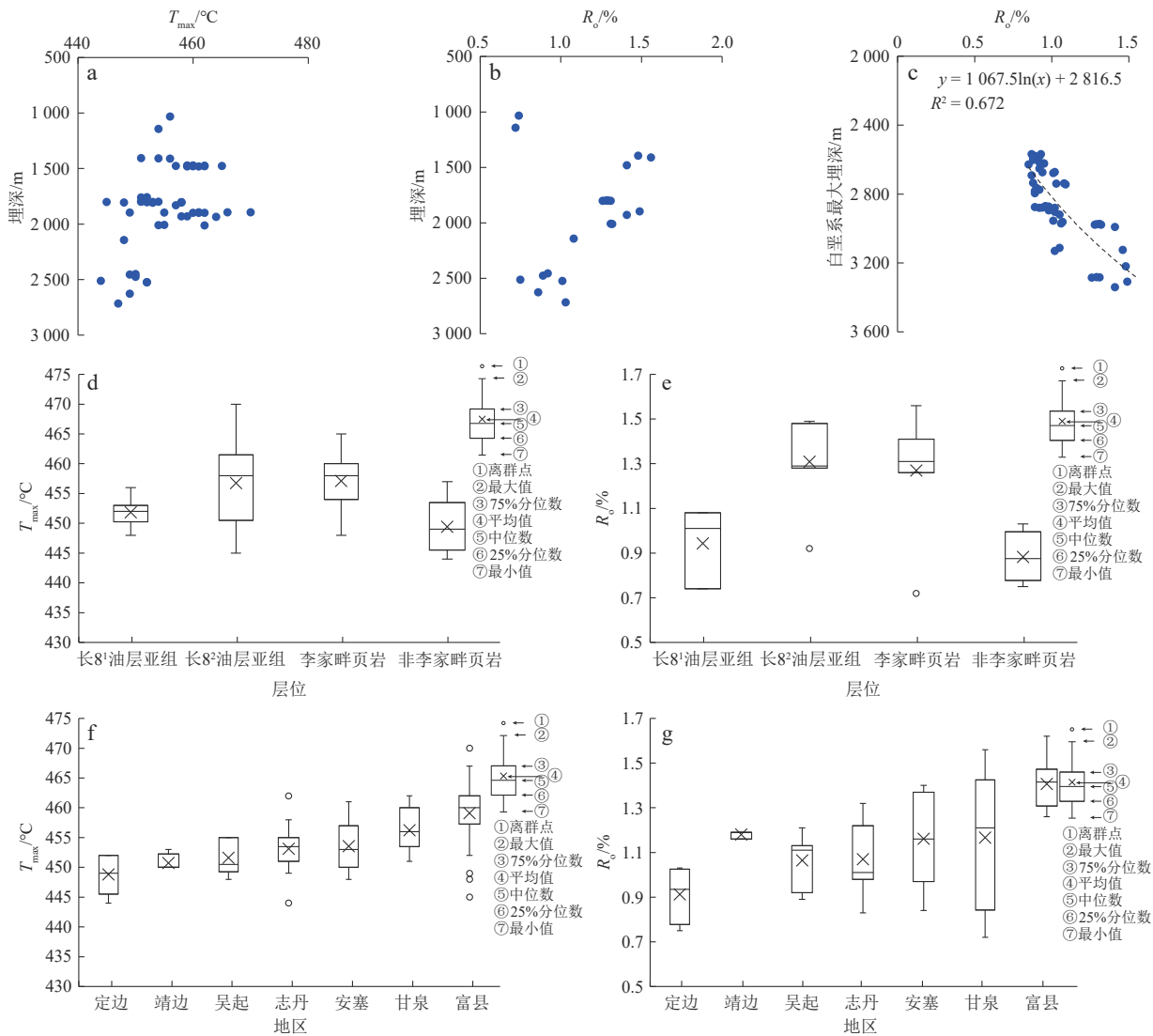


图6 鄂尔多斯盆地陕北地区不同层位、不同区域烃源岩 R_o 和 T_{max} 分布箱形图

Fig. 6 Box plots showing the distributions of the R_o and T_{max} values of source rocks across different horizons and areas in northern Shaanxi, Ordos Basin

a. T_{max} 与埋深交会图;b. R_o 与埋深交会图;c. R_o 与白垩系最大埋深交会图;d. 不同层位烃源岩 T_{max} 箱形图;e. 不同层位烃源岩 R_o 箱形图;f. 不同地区长8-长9油层组烃源岩 T_{max} 箱形图;g. 不同地区长8-长9油层组烃源岩 R_o 箱形图

R_o : 镜质体反射率; T_{max} : 岩石最高热解峰温

成熟($0.5\% \leq R_o < 0.7\%$)、成熟($0.7\% \leq R_o < 1.3\%$)、高成熟($1.3\% \leq R_o < 2.0\%$)和过成熟($R_o \geq 2.0\%$)。 $T_{\max}$ 的划分标准则为未成熟($T_{\max} < 435\text{ }^{\circ}\text{C}$)、低成熟($435\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T_{\max} < 440\text{ }^{\circ}\text{C}$)、成熟($440\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T_{\max} < 455\text{ }^{\circ}\text{C}$)、高成熟($455\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T_{\max} < 490\text{ }^{\circ}\text{C}$)和过成熟($T_{\max} \geq 490\text{ }^{\circ}\text{C}$)。以上数据显示,研究区长8油层组和长9油层组烃源岩均主要处于成熟阶段($R_o = 0.7\% \sim 1.3\%$, $T_{\max} = 440 \sim 455\text{ }^{\circ}\text{C}$),少部分样品处于高成熟阶段。

平面上,研究区长8油层组和长9油层组烃源岩 R_o 和 $T_{\max}$ 均具有从西北向东南(即从定边向富县)逐渐增高的趋势(图7f,g)。其中,定边、吴起和志丹地区的烃源岩主要处于成熟阶段,而甘泉和富县地区的烃源岩主要处于成熟-高成熟阶段。

本文采用声波时差-深度交会图法,对研究区183口井进行剥蚀量恢复。其中,设定地表声波时差为 $600\text{ }\mu\text{s/m}$ 。结果表明:研究区早白垩世末剥蚀厚度介于 $435 \sim 1\,924\text{ m}$,平均剥蚀厚度为 $1\,239\text{ m}$ 。在此基础上,建立最大埋深与 R_o 之间的关系(图6c),进而预测无实验数据区域的烃源岩 R_o ,结合实测 R_o 数据绘制研究区长8油层组和长9油层组烃源岩 R_o 等值线图(图7)。长8油层组和长9油层组烃源岩 R_o 高值区均

分布于志丹、甘泉和富县交界一带,该分布特征与实测 R_o 和 $T_{\max}$ (图6f,g)所揭示的规律一致。

3.4.2 原油颜色及密度

原油颜色是原油重要的物理性质之一。在近源成藏、运移分馏作用较弱时,原油颜色可作为判断烃源岩成熟度的有效指标。Tissot提出的烃源岩生烃模式指出II₁型干酪根在成熟阶段生成不透明的黑油,而在高成熟阶段生成透明的亮黄色轻质油^[25]。研究区延长组下组合致密油源均为近源^[3, 8-9, 13-15],因此该区原油颜色可作为烃源岩成熟度的指标。研究结果显示,长8油层组和长9油层组原油颜色自西北向东南方向呈现由不透明黑色向透明黄色乃至亮黄色变化的趋势。其中,定边、吴起和志丹地区原油均呈黑色,而甘泉和富县地区原油则同时存在黑色和透明亮黄色两类(图8a)。上述颜色分布特征表明,定边、吴起和志丹地区长8油层组和长9油层组烃源岩处于成熟阶段,而甘泉和富县地区烃源岩主要处于成熟-高成熟阶段。

研究区长7油层组原油密度介于 $0.800 \sim 0.893\text{ g/cm}^3$ 、平均值为 0.838 g/cm^3 ,长8油层组原油密度介于 $0.800 \sim 0.912\text{ g/cm}^3$ 、平均值为 0.834 g/cm^3 ,长

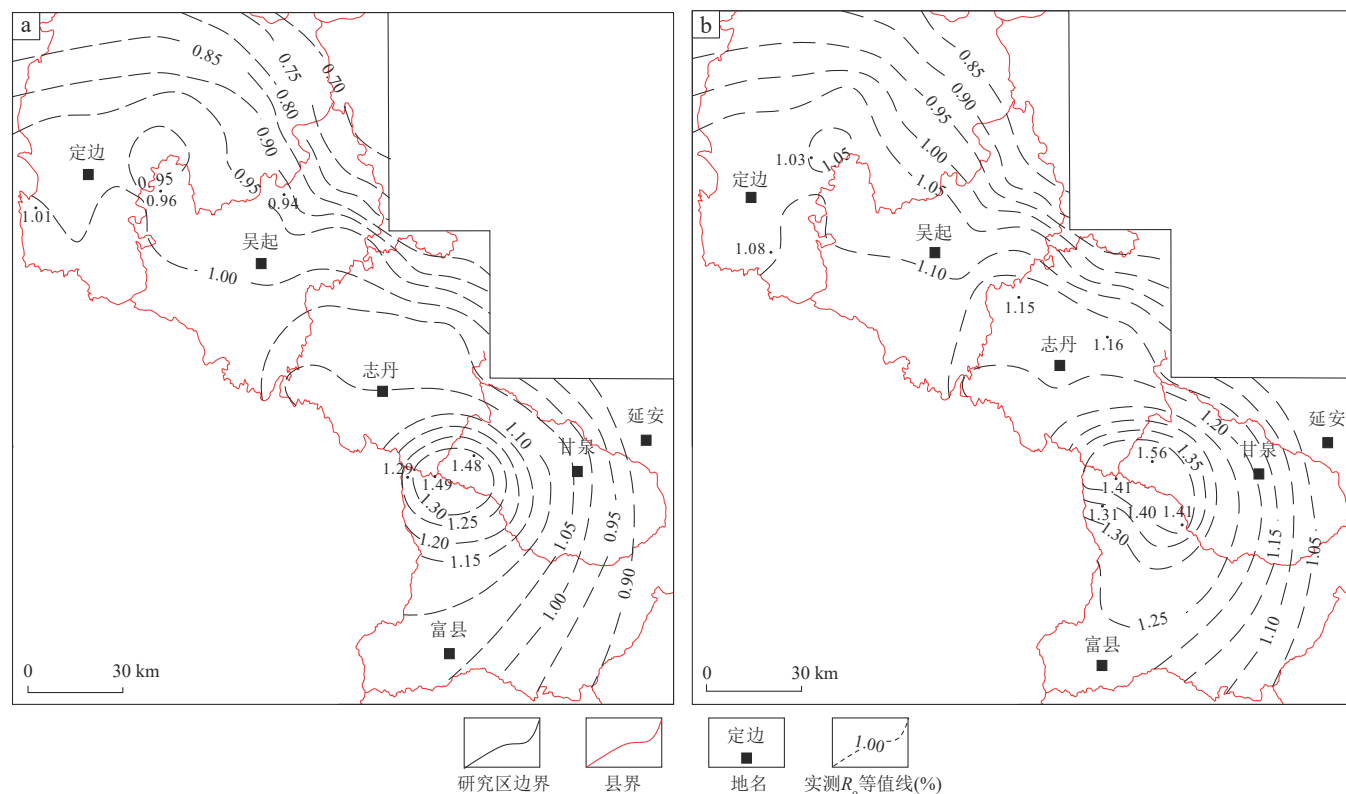


图7 鄂尔多斯盆地陕北地区长8油层组中部(a)和长9油层组中部(b) R_o 等值线图

Fig. 7 Contour maps of R_o values for the middle Chang 8 oil group (a) and middle Chang 9 oil group (b), northern Shaanxi, Ordos Basin

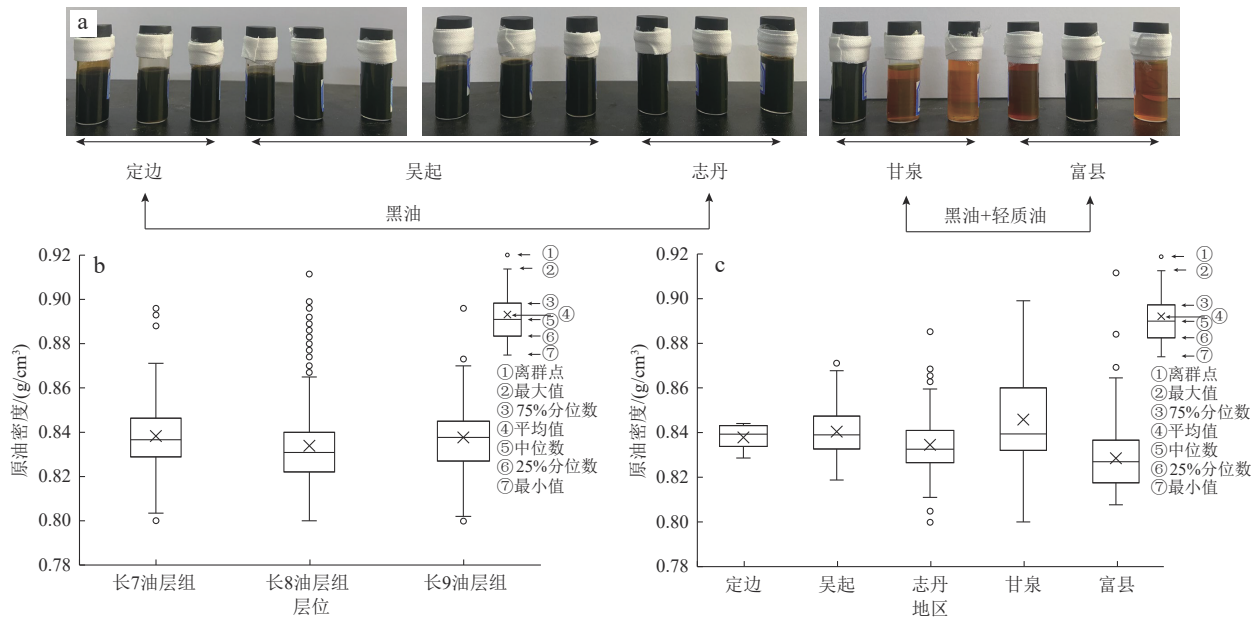


图8 鄂尔多斯盆地陕北地区长7—长9油层组原油颜色及密度分布

Fig. 8 Color and density distributions of crude oil in the Chang 7-9 oil groups, northern Shaanxi, Ordos Basin

a. 不同地区原油颜色分布样品照片; b. 不同层位原油密度分布箱形图; c. 不同地区原油密度分布箱形图

9油层组原油密度介于 $0.800 \sim 0.896 \text{ g/cm}^3$ 、平均值为 0.838 g/cm^3 (图8b)。平面上,从西北到东南原油密度具有逐渐降低的趋势(图8c),与烃源岩成熟度变化趋势一致。

另外,研究区长7油层组烃源岩 R_o 介于 $0.96\% \sim 1.10\%$ 、平均值为 1.03% , $T_{\max}$ 介于 $445 \sim 452^\circ\text{C}$ 、平均值为 449°C ,处于成熟阶段,且研究区长7油层组原油均为不透明黑色;而甘泉和富县地区长8油层组和长9油层组烃源岩处于成熟—高成熟阶段,且存在高成熟阶段生成的透明亮黄色原油。结合原油颜色及密度特征分析认为,研究区甘泉和富县地区长8油层组和长9油层组烃源岩对致密油成藏有贡献。

4 有效烃源岩分布特征及致密油成藏意义

4.1 有效烃源岩

本文将开始排烃的好级别以上($TOC > 1\%$)烃源岩定义为有效烃源岩。其中,烃源岩 R_o 或 $T_{\max}$ 与 $(S_1+S_2)/TOC$ 交会图法是确定烃源岩排烃门限的主要方法之一^[26]。当烃源岩开始排烃时, $(S_1+S_2)/TOC$ 值便开始降低,拐点处对应的 R_o 或 $T_{\max}$ 为烃源岩排烃门限 R_o 或 $T_{\max}$ 。研究区长8油层组和长9油层组烃源岩开始排烃时 R_o 为 0.7% , $T_{\max}$ 为 440°C (图9a,b)。

4.2 TOC计算

前人研究认为,长9油层组烃源岩具有“三高一低”的测井曲线特征,即高 GR (自然伽马值)、高 AC (声波时差)、高 RT (电阻率)和低 DEN (密度)^[12]。然而,研究区普遍缺乏密度测井曲线。此外,无论是长8油层组还是长9油层组烃源岩,实测 TOC 与 GR 和 AC 均表现出较好的相关性,而与深侧向电阻率($RILD$)的相关性较弱。其中,长8油层组烃源岩的 TOC 与 GR , AC 和 $RILD$ 的相关系数(R^2)分别为 0.70 , 0.72 和 0.41 ;长9油层组烃源岩 TOC 与 GR , AC 和 $RILD$ 的相关系数 R^2 则分别为 0.57 , 0.29 和 0.12 。

进一步对比表明,采用 GR 和 AC 双参数计算得到的 TOC 值与实测 TOC 值的拟合效果均优于加入 $RILD$ 的三参数模型。其中,长8油层组烃源岩的双参数模型拟合相关性(R^2)为 0.81 ,高于三参数模型的 0.76 ;长9油层组烃源岩的双参数模型 R^2 为 0.85 ,也优于三参数模型的 0.84 。因此,本文选用 GR 和 AC 双参数模型计算 TOC 。其中,长8油层组烃源岩 $TOC(TOC_{\text{长8}},\%)$ 计算采用公式(2),长9油层组烃源岩 $TOC(TOC_{\text{长9}},\%)$ 计算采用公式(3)。

$$TOC_{\text{长8}} = 0.042292446GR + 0.032180191AC - 10.813424960 \quad (2)$$

$$TOC_{\text{长9}} = 0.064917331GR + 0.036622116AC - 14.484361290 \quad (3)$$

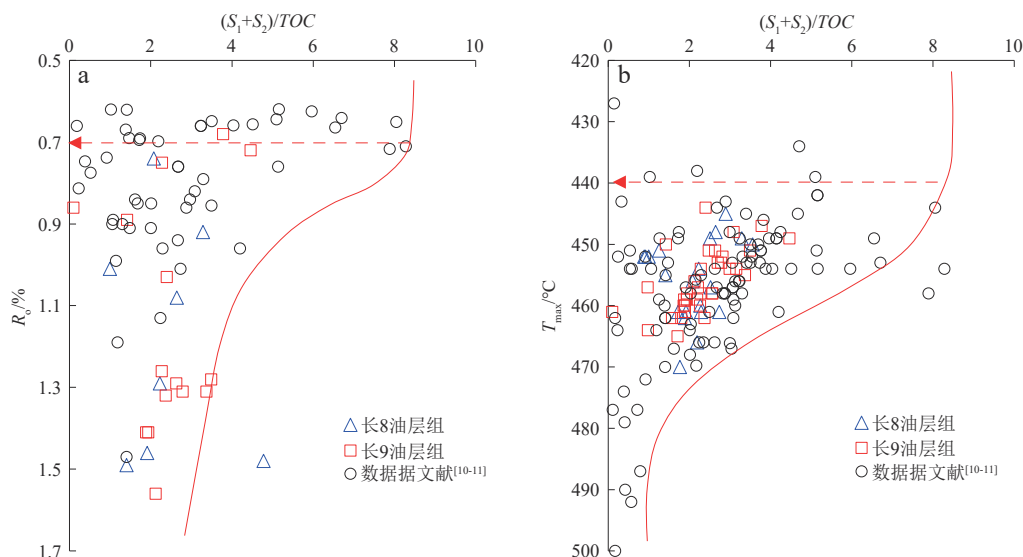


图9 鄂尔多斯盆地陕北地区长8和长9油层组烃源岩 $(S_1+S_2)/TOC$ 与 R_o (a)和 T_{max} (b)交会图版(据文献[10-11])

Fig. 9 Cross plots showing the relationships of $(S_1+S_2)/TOC$ with R_o (a) and T_{max} (b) for source rocks in the Chang 8 and Chang 9 oil groups, northern Shaanxi, Ordos Basin (after references [10-11])

TOC . 总有机碳含量; S_1+S_2 . 岩石热解生烃潜量

(图中红线为实测样品点趋势包络线。)

式中: GR 为自然伽马值, API ; AC 为声波时差, $\mu s/m$ 。

4.3 有效烃源岩分布特征及致密油勘探意义

4.3.1 有效烃源岩分布特征

基于上述参数,将研究区长8油层组和长9油层组中 R_o 大于0.7%且 TOC 大于1%的烃源岩划分为有效烃源岩。统计结果表明,研究区各油层亚组均发育有效烃源岩。从层位分布来看,不同行政区域内有效烃源岩的厚度变化趋势基本一致,平均厚度总体表现为长9¹油层亚组最厚,长9²油层亚组次之,长8²油层亚组再次,长8¹油层亚组最薄。从区域分布特征来看,从定

边到甘泉—富县地区,各油层亚组有效烃源岩厚度总体呈现逐渐增大的趋势。其中,长9¹油层亚组和长9²油层亚组有效烃源岩厚度在甘泉地区达到最大,长8¹油层亚组和长8²油层亚组有效烃源岩厚度在富县地区达到最大(图10a)。

研究区长9¹油层亚组有效烃源岩主要为长9油层组李家畔页岩,其烃源岩品质在长8油层组和长9油层组中最优。长9油层组李家畔页岩在陕北地区均有发育,厚度主要介于4.0~17.0 m,平均值为7.5 m,其平均厚度自西北部(定边4.5 m)向东南部(甘泉15.4 m,安塞8.1 m,富县7.0 m)地区逐渐增大,甘泉地区最大厚度超过35 m(图10b,图11a)。长9油层组李家畔页

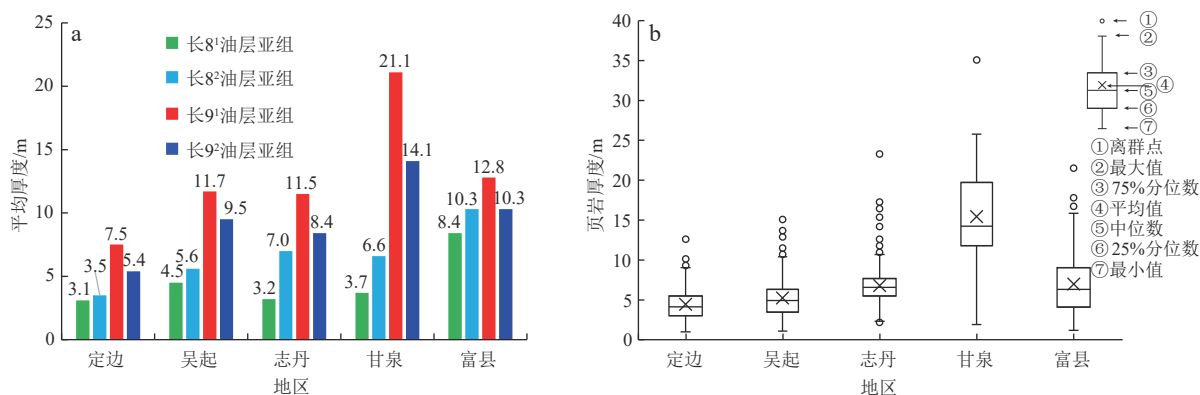


图10 鄂尔多斯盆地陕北地区不同区域、不同层位有效烃源岩厚度平均值(a)和长9油层组李家畔页岩厚度(b)统计

Fig. 10 Statistics of the average thickness of effective source rocks at different horizons across varying areas (a) and the thickness of Lijiapan shale in the Chang 9 oil group (b) in northern Shaanxi, Ordos Basin

岩存在2个沉积中心,分别位于甘泉和安塞南部,累计厚度大于10 m的区域面积约为3 574 km²,累计厚度大于20 m的区域面积约为704 km²(图1,图11a)。从长9油层组李家畔页岩到长7油层组张家滩页岩,烃源岩沉积中心呈现出逐渐向西迁移的趋势(图1),与该时期沉积相带的演变特征一致^[17]。

研究区长8油层组发育规模有效烃源岩,在平面上和纵向上连续性均较好(图11b,图12)。其中,长8¹油层亚组有效烃源岩主要分布于甘泉—富县地区,累计厚度主要介于10~15 m,单层最大连续厚度大于10 m。长8²油层亚组有效烃源岩主要分布在志丹、甘泉和富县地区,根据纵向分布位置,长8²油层亚组有效烃源岩可分为长8²油层亚组顶部型和长8²油层亚组底部型。其中,顶部型主要分布在甘泉和富县地区,厚度介于10~25 m,单层最大连续厚度大于20 m;底部型主要分布在富县和志丹地区,厚度介于10~25 m,单层最大连续厚度大于30 m。

4.3.2 致密油成藏意义

烃源岩既可生成油气也可作为盖层封盖油气,因此,有效烃源岩在垂向上的发育组合类型会直接影响

油气成藏富集规律。研究区延长组下组合烃源岩垂向上主要包括4种组合类型。A类:长7油层组张家滩页岩型;B类:长7油层组张家滩页岩+长9油层组李家畔页岩型;C类:长7油层组张家滩页岩+长8²油层亚组底部烃源岩+长9油层组李家畔页岩型;D类:长7油层组张家滩页岩+长8油层组中部烃源岩+长9油层组李家畔页岩型。其中,A类主要分布在定边地区,B类在全区均有分布,C类和D类主要分布在志丹、甘泉和富县地区(图12)。

本文提出“试油出油率”概念[试油出油率=(工业油流井数+低产油流井数)/总钻井数],并对致密油富集规律进行研究。对研究区延长组下组合各层试油出油率统计发现,长8油层组试油出油率最高,其次为长7油层组和长9油层组;长8油层组试油出油率在志丹、甘泉和富县明显高于定边和吴起地区(图13a,b)。由于B类烃源岩组合顶部为长7油层组张家滩页岩,底部为长9油层组李家畔页岩,这2套烃源岩既可作为长8油层组致密油的油源岩,也是较好的封盖层,且B类烃源岩组合分布最广,因此,研究区长8油层组致密油试油出油率最高。另外,由于C、D类烃源岩组合在长8油层组发育有效烃源岩,其比B类在长7油层组

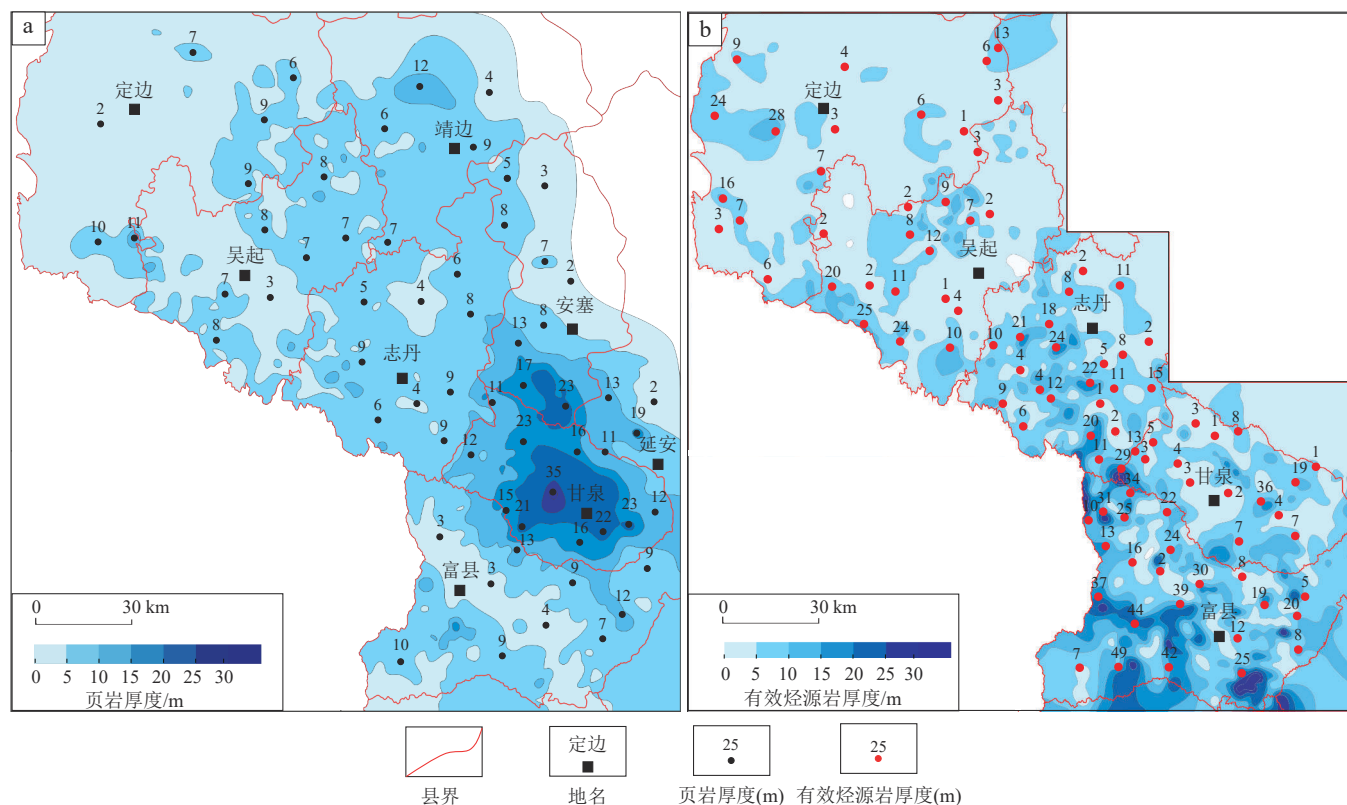


图11 鄂尔多斯盆地陕北地区长9油层组李家畔页岩厚度(a)和长8油层组有效烃源岩厚度(b)等值线图

Fig. 11 Isopach maps of the Lijiapan shale in the Chang 9 oil group (a) and effective source rocks in the Chang 8 oil group (b) in northern Shaanxi, Ordos Basin

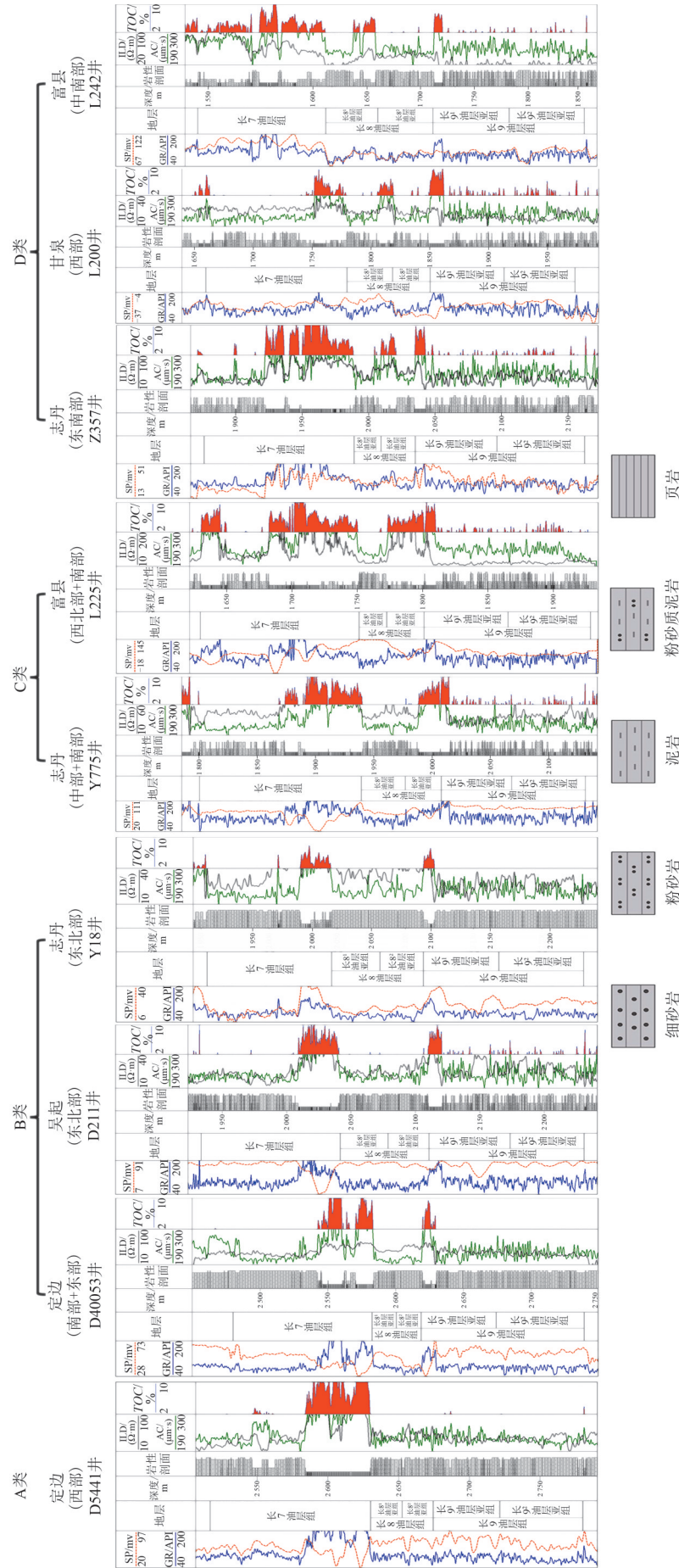


图 12 鄂尔多斯盆地陕北地区不同区域延长组下组合烃源岩组合类型典型井单井剖面
Fig. 12 Single-well sections showing source rock assemblage types in the lower Yanchang Formation across different areas of northern Shaanxi, Ordos Basin
(红色为计算 TOC 值。)

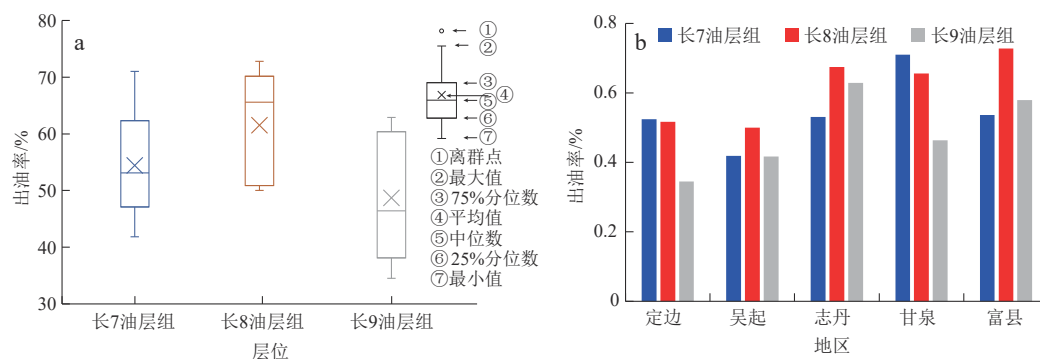


图13 鄂尔多斯盆地陕北地区延长组不同层位、不同区域试油出油率分布特征

Fig. 13 Tested oil production rates of the Chang 7-9 oil groups (a) and different horizons across varying areas (b) in northern Shaanxi, Ordos Basin

a. 长7—长9油层组出油率分布箱形图; b. 不同地区长7—长9油层组出油率分布柱状图

和长9油层组中部多1套烃源岩,也就意味着多1套油源岩和封盖层,其生成和保存原油的能力更强,因此,C类和D类主要分布的志丹、甘泉和富县地区,其长8油层组致密油的试油出油率明显高于定边和吴起地区(图13b)。研究区延长组下组合多套烃源岩发育的特点导致长8油层组具有相对较好的致密油成藏油源和封盖条件,其致密油勘探开发前景较好。

5 页岩油潜力评价

随着世界石油工业勘探开发从常规向非常规油气转变,页岩油已成为重要的石油接替资源,且已成为非常规油气勘探研究热点^[27-30]。广义页岩油是指在烃源岩层系赋存的石油资源,包括烃源岩和烃源岩层系中砂岩夹层中的石油资源;而狭义页岩油是指在烃源岩中赋存的石油资源。4.3节已指出,陕北地区长8和长9油层组发育规模分布的有效烃源岩。因此,为研究延长组下组合石油增储上产,有必要对纯页岩型页岩油资源进行评价。

5.1 页岩油可动性参数门限

含油饱和度指数(OSI , $OSI = 100S_i/TOC$)是评价页岩油可动性的重要参数之一^[31-33]。Jarvie^[34]对全球10余个盆地研究认为,烃源岩有机质对游离烃具有吸附能力,当烃源岩有机质对游离烃达到吸附饱和后石油才会克服阻力流动;据此,Jarvie^[34]提出 $OSI > 100$ mg/g 时存在潜在可采页岩油,但 $OSI \leq 100$ mg/g 并不意味着不存在潜在可采页岩油,只是可能具有更高的勘探风险。当砂岩被烃类充注后,由于其 TOC 很低,会导致砂岩的 OSI 异常高,但这并不是纯页岩型页岩油的指示,本文讨论的是研究区长8油层组和长9油层组纯页

岩型页岩油可动性,因此,需要排除非烃源岩岩性。

研究区长8油层组和长9油层组烃源岩久置样品游离烃含量(S_i)与氯仿沥青“A”含量、总烃含量、饱和烃含量及芳香烃含量均存在正相关关系(复相关系数 R^2 分别为 0.90, 0.85, 0.67 和 0.46)(图14a—d)。其中, S_i 与氯仿沥青“A”含量及总烃含量相关性高, R^2 分别达到 0.90 和 0.85, 这说明久置烃源岩样品 S_i 主要为饱和烃和芳香烃。研究区长8油层组和长9油层组烃源岩久置样品随着 OSI 增大, S_i 、氯仿沥青“A”含量、总烃含量、饱和烃含量和芳香烃含量均具有先增大后减小的趋势,且拐点 OSI 均为 70 mg/g(图14e—h);同时, OSI 大于 70 mg/g 的样品随着 TOC 降低,其 OSI 增大(图14i),这是因为:①随着烃源岩开始生烃,游离烃含量逐渐增大,当烃源岩对游离烃达到吸附饱和($OSI > 70$ mg/g)后,烃源岩开始排烃,导致氯仿沥青“A”含量、总烃含量、饱和烃含量和芳香烃含量均减小;②随着烃源岩开始排烃,烃类在烃源岩中从较纯的泥岩向 TOC 相对较低的粉砂质泥岩中发生微运移,导致 TOC 含量较低的烃源岩 OSI 明显升高(图14i)。

另外,随着 OSI 增大,饱和烃在氯仿沥青“A”含量中占比具有先增大再基本不变的趋势,而芳香烃在氯仿沥青“A”含量中占比则具有先减小再基本不变的趋势,且 OSI 拐点均为 70 mg/g(图14j, k),以上现象是因为从烃源岩生烃开始,随着成熟度增大,其产生的液态烃中饱和烃含量占比会增大,而芳香烃含量会降低,当烃源岩有机质吸附烃类饱和后,额外的烃类就会排出烃源岩,导致 OSI 大于 70 mg/g 后饱和烃和芳香烃在烃源岩氯仿沥青“A”中比例基本不变;综合分析认为, OSI 等于 70 mg/g 是研究区目的层页岩油可动性门限。

由于中国大庆古龙青山口组烃源岩与研究区长8油层组和长9油层组烃源岩均为陆相泥页岩,有机质

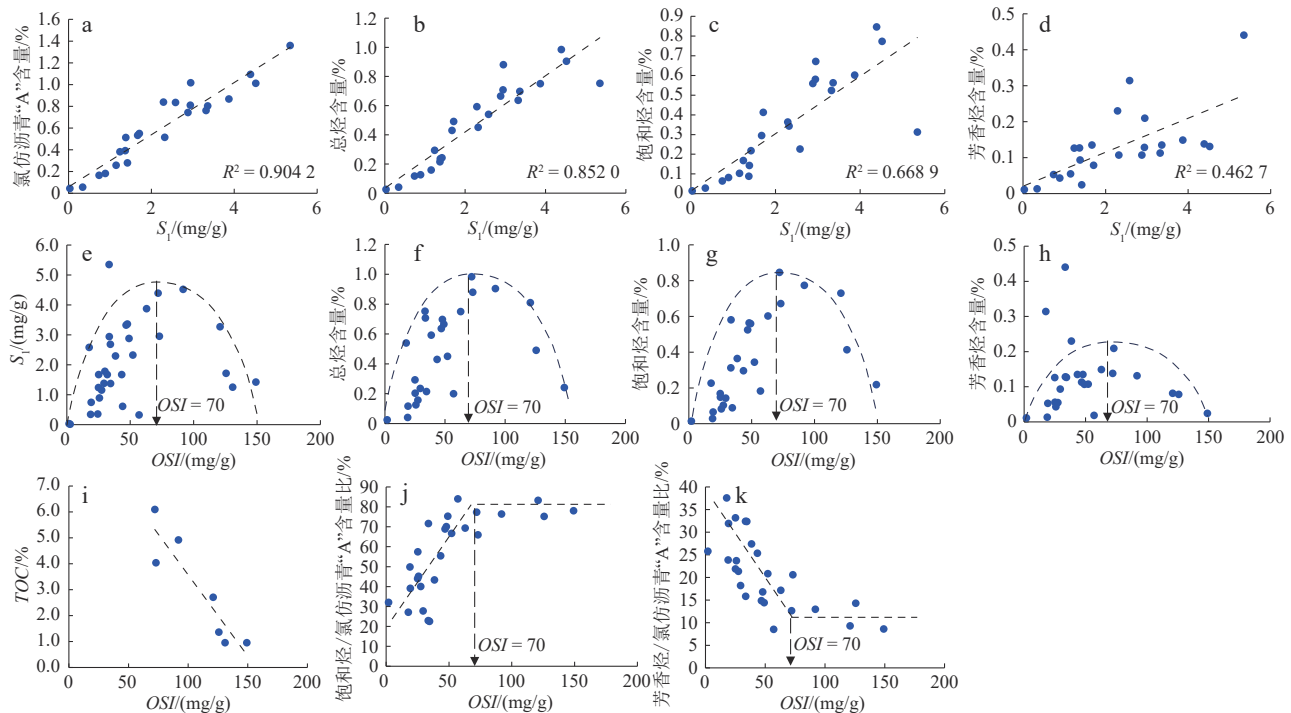


图14 鄂尔多斯盆地陕北地区长8油层组和长9油层组烃源岩页岩油可动性评价图版

Fig. 14 Evaluation charts of shale oil mobility in source rocks of the Chang 8 and Chang 9 oil groups, northern Shaanxi, Ordos Basin
a. S_1 vs. 氯仿沥青“A”含量; b. S_1 vs. 总烃含量; c. S_1 vs. 饱和烃含量; d. S_1 vs. 芳香烃含量; e. OSI vs. S_1 ; f. OSI vs. 总烃含量; g. OSI vs. 饱和烃含量;
h. OSI vs. 芳香烃含量; i. OSI vs. TOC ; j. OSI vs. 饱和烃/氯仿沥青“A”含量比; k. OSI vs. 芳香烃/氯仿沥青“A”含量比
(OSI 为含油饱和度指数; S_1 为游离烃含量; TOC 为总有机碳含量。)

丰度均主要大于2%,烃源岩成熟度均主要处于成熟-高熟阶段,因此,本文借鉴大庆古龙青山口组页岩油可动性参数评价标准对研究区长8油层组和长9油层组页岩油可动性进行评价。孙龙德等^[35]基于大庆古龙青山口组保压取心页岩样品 S_1 和 TOC 数据,结合对应井、对应层位水平井及直井页岩油试油数据提出Ⅰ类($S_1 \geq 6$ mg/g且 $TOC \geq 2.0\%$)、Ⅱ类(4 mg/g $\leq S_1 < 6$ mg/g且 $1.5\% \leq TOC < 2.0\%$)和Ⅲ类(2 mg/g $\leq S_1 < 4$ mg/g且 $1.0\% \leq TOC < 1.5\%$)3类页岩油;试油数据显示,直井中,Ⅰ类页岩油井主要产量大于1.5 t/d或少部分产量介于0.5~1.5 t/d,Ⅱ类页岩油井产量主要小于0.5 t/d,Ⅰ,Ⅱ和Ⅲ类页岩油井均有产量大于等于1.5 t/d的井,而水平井中,有产量的井均主要为Ⅰ类页岩油井。由于本研究中大多数烃源岩样品为久置样品,要借鉴大庆古龙页岩油参数标准就需要对久置样品进行轻烃恢复。本文对研究区L383井长9油层组李家畔页岩连续取到了新鲜密封样品,开展了2组平行实验:对井口新鲜密封样品立刻进行了密闭热释实验,获得密闭热释烃,以表示未轻烃散失的烃源岩 S_1 值;将新鲜样品放置30 d后进行岩石常规热解实验,获得放置30 d后常规 S_1 值。实验结果显示(表2),密闭热释烃含量/久

置30 d烃源岩样品 S_1 比值介于2.2~3.9,平均值为3.0,结合孙龙德等^[35]提出青山口组页岩轻烃恢复后的 S_1 是常规热解 S_1 的3.0~3.5倍,本文选取3倍作为大庆古龙页岩油新鲜样品和久置样品参数换算系数。

烃源岩新鲜样品和久置样品的差异主要为游离烃中是否存在轻烃散失,而 TOC 基本保持不变。分析发现,大庆古龙页岩油直井产量大于等于1.5 d/t的大多数样品保压取心 OSI 大于300 mg/g,水平井中产量大于等于20 d/t的井保压取心 OSI 均大于300 mg/g,根据恢复轻烃后 S_1 是常规热解 S_1 的3倍推算,大庆古龙页岩油 OSI 大于300 mg/g即对应久置样品 OSI 大于100 mg/g。同时,Jarvie^[34]对全球不同盆地页岩油分析认为久置样品 OSI 大于100 mg/g存在潜在可开采石油。综合分析,基于可动性评价标准,本研究将陕北地区长8油层组和长9油层组有效烃源岩中的页岩油划分为3类, OSI 大于100 mg/g,介于70~100 mg/g和小于70 mg/g分别对应Ⅰ,Ⅱ和Ⅲ类页岩油资源。其中,Ⅰ类为易动用页岩油资源,Ⅱ类为潜在可动用页岩油资源,Ⅲ类为难动用页岩油资源。

表2 鄂尔多斯盆地L井长9油层组李家畔页岩井口新鲜样品实验数据统计

Table 2 Statistics of experimental data for fresh samples of the Lijiapan shale in the Chang 9 oil group collected from the wellhead of well L, Ordos Basin

样品编号	井口新鲜密封样品密闭热释烃含量/(mg/g)	放置30 d后常规 S_1 /(mg/g)	TOC/%	密闭热释烃含量/常规 S_1
L-15	4.99	1.78	5.9	2.80
L-19	3.97	1.67	5.2	2.38
L-23	5.36	1.67	6.6	3.21
L-24	5.91	2.68	7.8	2.20
L-25	12.65	3.27	2.7	3.87
L-29	1.34	0.61	1.4	2.19
L-30	1.29	0.35	1.4	3.68

注: S_1 代表游离烃含量;TOC代表总有机碳含量。

5.2 页岩油勘探潜力评价

基于5.1节提出的页岩油评价标准,本文对具有实测TOC和岩石热解数据的烃源岩开展页岩油潜力评价。层位上,I类和II类页岩油仅分布在研究区长8²油层亚组和长9油层组李家畔页岩。其中,I类和II类页岩油在长8²油层亚组分别占19%和24%,在长9油层组李家畔页岩分别占10%和21%;III类页岩油在长8油层组和长9油层组各油层亚组均有分布,在长8¹油层亚组和长9油层组非李家畔页岩占比均为100%,其次为长9油层组李家畔页岩(69%)和长8²油层亚组烃源岩(57%)(图15a)。岩性上,研究区长8油层组和长9油层组烃源岩中I类页岩油在粉砂质泥岩、泥岩和页岩中占比逐渐减小(分别为30%,9%和7%);II类页岩油在粉砂质泥岩、泥岩和页岩中占比逐渐增大(分别为10%,17%和21%);III类页岩油在泥岩中占比最高(74%),其次为页岩(66%)和粉砂质泥岩(60%)(图15c)。

需要注意的是,研究区I类页岩油占比最高的岩性是粉砂质泥岩,而非TOC最高的泥岩和页岩;并且随着烃源岩泥质含量提高,即从粉砂质泥岩到泥岩再到页岩,I类页岩油占比降低,本研究认为这种既有生烃能力,储集空间又好于纯度较高泥页岩的粉砂质泥岩是研究区页岩油潜力最大的岩性,其次为泥岩和页岩。

地区上(图15b),长8油层组和长9油层组烃源岩中I类和II类页岩油只在志丹、甘泉和富县地区分布,其中,I类页岩油占比分别为20%,17%和13%,II类页岩油占比分别为20%,17%和24%;III类页岩油占比从定边到富县具有逐渐降低的趋势。其中,在定边和吴起地区均为III类页岩油。综合分析认为,鄂尔多斯盆地陕北地区长8和长9油层组页岩油潜力较高的地区主要分布在志丹、甘泉和富县地区,对应的层位为长

8²油层亚组和长9油层组李家畔页岩,优势岩性顺序为粉砂质泥岩、泥岩和页岩。

5.3 页岩油资源量

本文通过页岩油滞留量=生烃量-排烃量来计算页岩油资源量。其中,生烃量和排烃量计算方法如下:①使用测井曲线对研究区每口井烃源岩进行岩性解释,结合 $(S_1+S_2)/TOC$ 与 R_o 交会图,基于每段烃源岩 R_o 计算排烃效率。②对长8和长9油层组分别建立实测TOC与实测氯仿沥青“A”含量的拟合公式。其中,长8油层组实测 $TOC = 3.5084 \times \text{氯仿沥青“A”含量} + 0.1244 (R^2 = 0.93)$;长9油层组实测 $TOC = 3.8905 \times \text{氯仿沥青“A”含量} - 0.0693 (R^2 = 0.90)$,根据测井曲线多元线性回归计算TOC,进而计算每段烃源岩氯仿沥青“A”含量。③通过氯仿沥青“A”法计算研究区长8油层组和长9油层组烃源岩的生烃强度($Q_{\text{生烃}}$)进而得到排烃强度($Q_{\text{排烃}}$),其计算方法见公式(4)和公式(5)。根据公式(4)和公式(5)得到的 $Q_{\text{生烃}}$ 、 $Q_{\text{排烃}}$ 以及研究区面积计算生烃量和排烃量。

$$Q_{\text{生烃}} = \rho AH(1 - \text{排烃效率}) \quad (4)$$

$$Q_{\text{排烃}} = Q_{\text{生烃}} \times \text{排烃效率} \quad (5)$$

式中: $Q_{\text{生烃}}$ 和 $Q_{\text{排烃}}$ 分别为单位面积烃源岩的生烃强度和排烃强度, 10^4 t/km^2 ; ρ 为岩石密度, t/m^3 ;A为氯仿沥青“A”含量,%; H 为烃源岩层厚度,m。

根据5.2节提出的页岩油评价标准,本文使用OSI值对页岩油资源量进行分类评价,具体方法如下:通过测井曲线多元线性回归公式(2)和公式(3)计算TOC,根据TOC与 S_1 的拟合公式计算每口井每段测井解释出的烃源岩的 S_1 值,进而得到OSI值,结合同一层段不同岩性烃源岩中页岩油滞留量所占比例以及不同岩性烃源岩OSI值平面分布占比分别计算I、II和III类页岩油资源量。

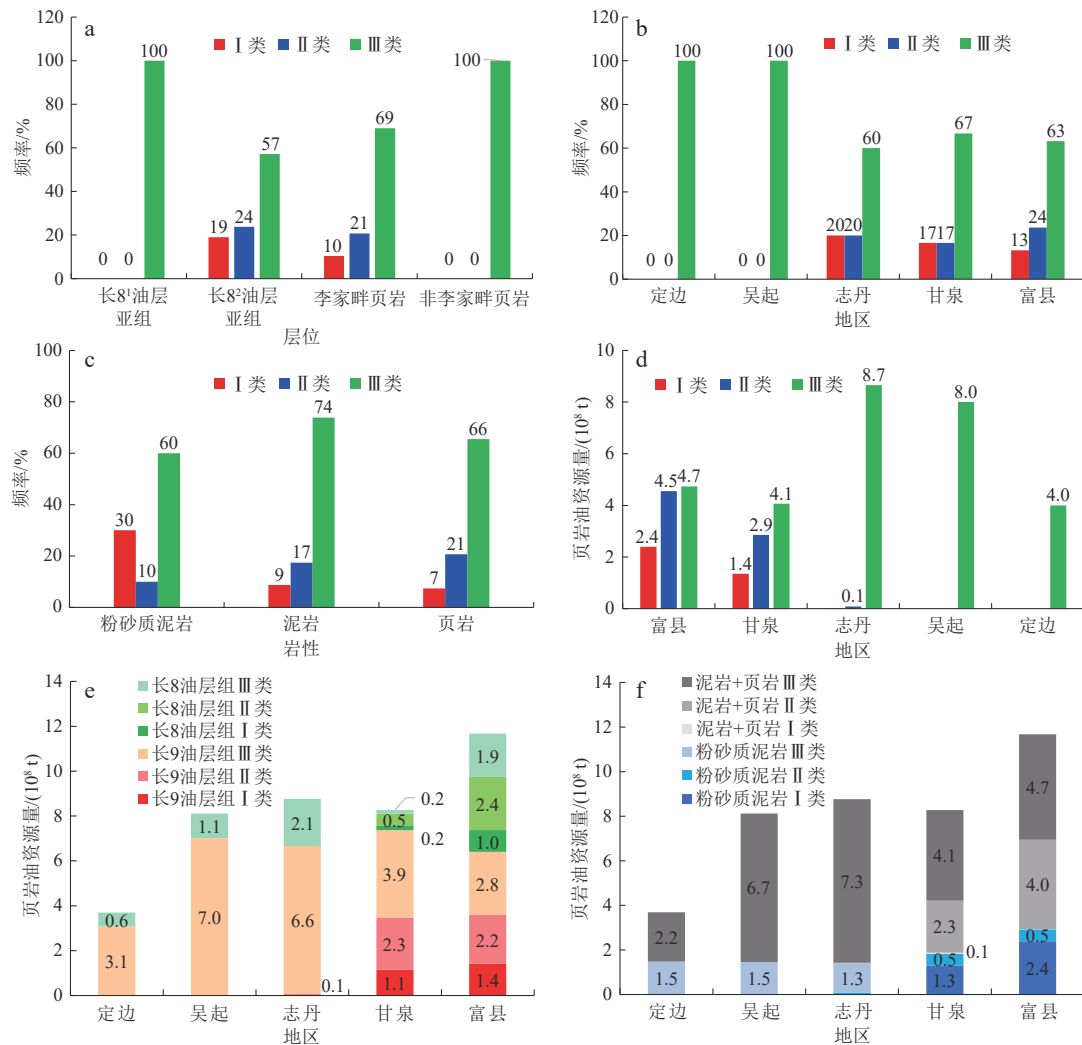


图15 鄂尔多斯盆地陕北地区长8和长9油层组烃源岩 I, II 和 III 类页岩油资源分布统计

Fig. 15 Bar charts showing the distribution of classes I, II, and III shale oil resources among source rocks of the Chang 8 and Chang 9 oil groups, northern Shaanxi, Ordos Basin

a. 不同层位、不同类型页岩油频率分布柱状图; b. 不同地区、不同类型页岩油频率分布柱状图; c. 不同岩性、不同类型页岩油频率分布柱状图; d. 不同地区、不同类型页岩油资源量分布柱状图; e. 不同地区、不同层位页岩油资源量分布条形图; f. 不同地区、不同岩性页岩油资源量分布条形图 (a—c 为基于实测数据评价; d—f 为基于测井曲线数据评价。)

计算结果显示(图15d), I 类(易动用)和 II 类(潜在可动用)页岩油主要分布在富县地区(I 类 2.40×10^8 t, II 类 4.50×10^8 t)和甘泉地区(I 类 1.40×10^8 t, II 类 2.90×10^8 t),志丹地区 I 类(0.02×10^8 t)和 II 类(0.08×10^8 t)页岩油资源量较低。III 类(难动用)页岩油主要分布在志丹(8.70×10^8 t)、吴起(8.00×10^8 t)和定边(4.00×10^8 t)地区,吴起和定边地区均为 III 类页岩油。层位上, I, II 和 III 类页岩油在长8油层组和长9油层组均有分布,这3类页岩油在长9油层组(I 类 2.60×10^8 t, II 类 4.50×10^8 t, III 类 23.40×10^8 t)资源量均大于长8油层组(I 类 1.20×10^8 t, II 类 2.90×10^8 t, III 类 5.90×10^8 t)(图15e)。岩性上, I 类页岩油主要分布在粉砂质泥岩中(富县 2.40×10^8 t, 甘泉

1.30×10^8 t, 志丹 0.02×10^8 t), II 类页岩油主要分布在泥岩和页岩中(富县 4.00×10^8 t, 甘泉 2.30×10^8 t),其次为粉砂质泥岩(富县 0.50×10^8 t, 甘泉 0.5×10^8 t, 志丹 0.1×10^8 t), III 类页岩油主要分布在泥岩和页岩中(图15f)。整体上,根据测井曲线计算出的 I, II 和 III 类页岩油占比与根据实测 TOC 计算出的基本一致。

6 结论

1) 鄂尔多斯盆地陕北地区长8油层组和长9油层组各层均发育有效烃源岩($TOC > 1\%$, $R_o > 0.7\%$),长9油层组李家畔页岩品质最好,其次为长8²油层亚组、长8¹油层亚组和长9油层组非李家畔页岩烃源岩;长8油

层组和长9油层组粉砂质泥岩、泥岩和页岩均可作为有效烃源岩;长8油层组和长9油层组烃源岩有机质类型主要为Ⅱ₁型,少量为Ⅰ型,处于成熟-高熟阶段。

2) 进一步明确了长9油层组李家畔页岩的分布范围,厚度从定边—甘泉地区具有逐渐变厚的趋势,累计厚度主要在4.0~17.0 m,平均值为7.5 m,在甘泉地区最厚超过35.0 m。沉积中心主要在甘泉和安塞南部,厚度大于10 m的区域面积约为3 574 km²,厚度大于20 m的区域面积约为704 km²。首次在志丹、甘泉和富县一带发现规模分布的长8油层组烃源岩,其中长8¹油层亚组单层最大连续厚度超过10 m,长8²油层亚组单层最大连续厚度超过30 m。

3) 研究区延长组下组合烃源岩垂向上主要包括4种组合类型。A类:长7油层组张家滩页岩型;B类:“长7油层组张家滩页岩+长9油层组李家畔页岩”型;C类:“长7油层组张家滩页岩+长8²油层亚组底部烃源岩+长9油层组李家畔页岩”型;D类:“长7油层组张家滩页岩+长8油层组中部烃源岩+长9油层组李家畔页岩”型。B类为研究区分布最广的烃源岩组合类型,由于烃源岩既是生油岩也是封盖层,因此B、C和D类长8油层组致密油成藏油源和封盖条件相对较好,试油出油率较高,是延长组下组合致密油勘探开发的重要层位。

4) 本研究基于有效烃源岩 OSI 与 S_1 、氯仿沥青“A”含量、总烃含量、饱和烃含量和芳烃含量等的变化关系,结合大庆古龙页岩油及国外典型页岩油勘探开发经验,以有效烃源岩中 OSI 大于100 mg/g,介于70~100 mg/g和小于70 mg/g为标准划分出Ⅰ类(易动用)、Ⅱ类(潜在可动用)和Ⅲ类(难动用)页岩油资源;烃源岩实测数据及测井曲线计算结果显示,粉砂质泥岩是研究区长8油层组和长9油层组Ⅰ类页岩油最好的岩性,其次为泥岩和页岩,这是因为粉砂质泥岩既有生烃能力,储集空间又好于泥岩和页岩,石油从干酪根中生成、运移并赋存至相对较好的储集空间中。研究区Ⅰ、Ⅱ和Ⅲ类页岩油资源量分别为 3.8×10^8 、 7.5×10^8 和 29.5×10^8 t。

参 考 文 献

- [1] 邓秀芹, 楚美娟, 王龙, 等. 中晚三叠世鄂尔多斯盆地两期沉降及其形成机制[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(3): 501-512.
DENG Xiuqin, CHU Meijuan, WANG Long, et al. Two stages of subsidence and its formation mechanisms in Mid-Late Triassic Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 501-512.
- [2] 赵文智, 卞从胜, 李永新, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7₃亚段页岩有机质转化率、排烃效率与页岩油主富集类型[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 12-23.
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. Organic matter transformation ratio, hydrocarbon expulsion efficiency and shale oil enrichment type in Chang 7₃ shale of Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 12-23.
- [3] 李相博, 刘显阳, 周世新, 等. 鄂尔多斯盆地延长组下组合油气来源及成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 172-180.
LI Xiangbo, LIU Xianyang, ZHOU Shixin, et al. Hydrocarbon origin and reservoir forming model of the Lower Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 172-180.
- [4] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 870-883.
FU Jinhua, LI Shixiang, NIU Xiaobing, et al. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 870-883.
- [5] 张文正, 杨华, 李善鹏. 鄂尔多斯盆地长₉₋₁湖相优质烃源岩成藏意义[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 557-562, 568.
ZHANG Wenzheng, YANG Hua, LI Shanpeng. Hydrocarbon accumulation significance of Chang₉₋₁ high-quality lacustrine source rocks of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 557-562, 568.
- [6] 张文正, 杨华, 傅锁堂, 等. 鄂尔多斯盆地长₉湖相优质烃源岩的发育机制探讨[J]. 中国科学(D辑: 地球科学), 2007, 37(增刊1): 33-38.
ZHANG Wenzheng, YANG Hua, FU Suotang, et al. Development mechanisms of high-quality lacustrine source rocks in the Chang 9₁ member, Ordos Basin[J]. Science China Earth Sciences, 2007, 37(S1): 33-38.
- [7] 周新平, 惠潇, 邓秀芹, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区延长组长8暗色泥岩特征及其成藏意义[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2017, 47(6): 866-876.
ZHOU Xinping, HUI Xiao, DENG Xiuqin, et al. Characteristics and hydrocarbon accumulation significance of Chang 8 dark mudstone in Northern Shaanxi area, Ordos Basin[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2017, 47(6): 866-876.
- [8] 惠瑞瑞, 刘妍, 张志升, 等. 鄂尔多斯盆地安塞地区延长组长9段原油地球化学特征与油源对比[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(5): 1468-1481.
HUI Ruirui, LIU Yan, ZHANG Zhisheng, et al. Oil geochemical

- characteristics and oil-source correlation of Chang 9 member of Yanchang Formation in Ansai area, Ordos Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2024, 54(5): 1468–1481.
- [9] 蒋杨, 弓虎军, 蒲仁海. 鄂尔多斯盆地甘泉—富县地区延长组长9—长7段烃源岩地球化学特征及长8致密油源对比[J]. *沉积与特提斯地质*, 2024, 44(3): 656–670.
- JIANG Yang, GONG Hujun, PU Renhai. Geochemical characteristics of source rocks in the Chang 9-Chang 7 members and their correlation with the tight oil sources of Chang 8 member in the Ganquan-Fuxian area, Ordos Basin [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2024, 44(3): 656–670.
- [10] 马玲. 鄂尔多斯盆地长9黑色页岩有机质富集机理及发育模式[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- MA Ling. The organic matter accumulation mechanism and formation model of Chang 9 black shales from the Ordos Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [11] MA Ling, ZHANG Zhihuan, MENG Weiqiu. Climate-provenance effect on the organic matter enrichment of the Chang 9 source rocks in the central Ordos Basin, China [J]. *Hindawi*, 2021, 2021: 1233879.
- [12] 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 (Edition of Natural Science)*, 2013, 37(4): 38–45.
- [13] 师磊. 鄂尔多斯盆地延长组长9油层组生烃潜力评价[D]. 大庆: 东北石油大学, 2012.
- SHI Lei. Evaluation of hydrocarbon generation potential from source rock of Chang 9 member, Yanchang Formation, Ordos Basin [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2012.
- [14] 朱必清, 陈世加, 白艳军, 等. 鄂尔多斯盆地甘泉地区延长组长8段原油地球化学特征及来源[J]. *现代地质*, 2022, 36(2): 742–754.
- ZHU Biqing, CHEN Shijia, BAI Yanjun, et al. Geochemical characteristics and source of crude oil in Chang 8 member of Yanchang Formation, Ganquan area, Ordos Basin [J]. *Geoscience*, 2022, 36(2): 742–754.
- [15] 赵举举. 鄂尔多斯盆地吴起—志丹地区延长组下组合烃源岩特征及油源分析[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2018.
- ZHAO Juju. Characteristics of source rocks and oil source analysis in Yanchang group of Wuqi-Zhidan area in Ordos Basin [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2018.
- [16] 王香增, 任来义, 张丽霞, 等. 鄂尔多斯盆地吴起—定边地区延长组下组合油源对比研究[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(4): 426–431.
- WANG Xiangzeng, REN Laiyi, ZHANG Lixia, et al. Oil and source rock correlation of lower assemblage of Yanchang Formation in Wuqi and Dingbian areas, Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2013, 35(4): 426–431.
- [17] 李文厚, 刘溪, 张倩, 等. 鄂尔多斯盆地中晚三叠世延长期沉积演化[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2019, 49(4): 605–621.
- LI Wenhui, LIU Xi, ZHANG Qian, et al. Deposition evolution of Middle-Late Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2019, 49(4): 605–621.
- [18] 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 and evaluation: Geological theories and geophysical technologies [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [19] 邓秀芹, 庞锦莲, 孙勃. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长10—长8段沉积演化特征[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2024, 54(6): 1078–1090.
- DENG Xiuqin, PANG Jinlian, SUN Bo. Evolution characteristics of Ordos Basin in sedimentary period of Chang 10-Chang 8 member of Yanchang Formation [J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2024, 54(6): 1078–1090.
- [20] 付金华, 李士祥, 徐黎明, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段古沉积环境恢复及意义[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 936–946.
- FU Jinhua, LI Shixiang, XU Liming, et al. Paleo-sedimentary environmental restoration and its significance of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 936–946.
- [21] 国家能源局. 烃源岩地球化学评价方法: SY/T 5735–2019[S]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- National Energy Administration. Geochemical method for source rock evaluation: SY/T 5735–2019 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [22] 吉利明, 吴涛, 李林涛. 鄂尔多斯盆地西峰地区延长组烃源岩干酪根地球化学特征[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(4): 424–428.
- Ji Liming, WU Tao, LI Lintao. Geochemical characteristics of kerogen in Yanchang Formation source rocks, Xifeng area, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(4): 424–428.
- [23] 侯读杰, 冯子辉. 油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 1–414.
- HOU Dujie, FENG Zihui. Oil and gas geochemistry [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 1–414.

- [24] 赵振宇, 郭彦如, 王艳, 等. 鄂尔多斯盆地构造演化及古地理特征研究进展[J]. 特种油气藏, 2012, 19(5): 15-20.
ZHAO Zhenyu, GUO Yanru, WANG Yan, et al. Study progress in tectonic evolution and paleogeography of Ordos Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(5): 15-20.
- [25] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum formation and occurrence [M]. Berlin: Springer, 1984.
- [26] 陈建平, 孙永革, 钟宁宁, 等. 地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式[J]. 地质学报, 2014, 88(11): 2005-2032.
CHEN Jianping, SUN Yongge, ZHONG Ningning, et al. The efficiency and model of petroleum expulsion from the lacustrine source rocks within geological frame [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(11): 2005-2032.
- [27] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [28] 孙龙德, 王小军, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔隙形成机制与页岩油富集特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1350-1365.
SUN Longde, WANG Xiaojun, FENG Zihui, et al. Formation mechanisms of nano-scale pores/fissures and shale oil enrichment characteristics for Gulong shale, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1350-1365.
- [29] 李明, 王民, 张金友, 等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1479-1498.
LI Ming, WANG Min, ZHANG Jinyou, et al. Evaluation of the compositions of lacustrine shale oil in China's typical basins and its implications [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1479-1498.
- [30] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 801-819.
JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 801-819.
- [31] 李娜, 李卉, 刘鸿, 等. 玛湖凹陷玛页1井风城组页岩油地质甜点优选[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(3): 271-278.
LI Na, LI Hui, LIU Hong, et al. Optimization of geological sweet spots for shale oil in Fengcheng Formation in Well Maye-1, Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(3): 271-278.
- [32] 刘惠民, 包友书, 黎茂稳, 等. 页岩油富集可动性地球化学评价参数探讨——以威利斯顿盆地 Bakken 组和渤海湾盆地济阳坳陷古近系沙河街组页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 622-636.
LIU Huimin, BAO Youshu, LI Maowen, et al. Geochemical parameters for evaluating shale oil enrichment and mobility: A case study of shales in the Bakken Formation, Williston Basin and the Shahejie Formation, Jiyang Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 622-636.
- [33] 李志明, 刘雅慧, 何晋译, 等. 陆相页岩油 "甜点" 段评价关键参数界限探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1453-1467.
LI Zhiming, LIU Yahui, HE Jinyi, et al. Limits of critical parameters for sweet-spot interval evaluation of lacustrine shale oil [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1453-1467.
- [34] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2—shale-oil resource systems [M]//BREYER J A. Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012: 89-119.
- [35] 孙龙德, 贾承造, 张君峰, 等. 松辽盆地古龙页岩油重点地区资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1699-1714.
SUN Longde, JIA Chengzao, ZHANG Junfeng, et al. Resource potential of Gulong shale oil in the key areas of Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(12): 1699-1714.

(编辑 董奕含)