鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩发育特征及其古环境恢复

杨俊[1]，徐清海[1*]，母彩霞[2]，海连富[3]，徐皓玮[1]，杨治宇[1]

1. 长江大学地球科学学院，武汉 430100；
2. 中国地质大学（武汉）资源学院，武汉 430074；
3. 宁夏回族自治区矿产地质调查院（自治区矿产地质研究所），银川 750021

第一作者，E-mail：yangjun001229@163.com

* 通信作者，E-mail：qinghai.xu@yangtzeu.edu.cn

2024-04-19 收稿；2024-07-25 修回；2024-07-26 接受

基金项目：国家自然科学基金项目(42202150)；宁夏自然科学基金优秀青年项目(2021AAC05024)；宁夏回族自治区重点研发计划项目(2022BEG03061)

中图分类号：P618.13　　文章编号：2096-8523(2025)03-0182-15　　doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240171

摘　要：鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组发育多套与煤伴生和非伴生的油页岩，但是长期以来对该区油页岩的特征及其沉积环境研究相对缺乏。通过对研究区钻井岩心进行取样，开展低温干馏、岩石热解、主微量元素测定和气相色谱等实验，对油页岩的工业指标、地球化学特征和沉积古环境进行分析。研究表明，研究区油页岩含油率为 3.8%～6.7%，灰分质量分数为 44.81%～75.58%，全硫为 0.31%～2.29%，发热量平均值为 11.95 kJ/g；测井曲线呈现高伽马、高电阻率和负异常自然电位特征，明显区别于煤层和泥岩；有机质类型以Ⅱ$_2$型为主，有机质丰度较高，整体处于未熟–低成熟阶段；总体属于中品质、硅质灰分、特低硫的油页岩。主量元素以 SiO_2 和 Al_2O_3 为主，平均质量分数分别为 48.26% 和 17.57%，微量元素 Sr、Th 和 U 富集，Ni、V 和 Ba 亏损，元素分析表明研究区有较多含钾矿物和镁铁成分，且稳定组分较高。通过古环境元素标志和饱和烃色谱分析认为有机质主要来源于混合有机质，古生产力中等，且沉积环境具有独特性，属于温暖湿润的贫氧陆相淡水洼地环境。分析各环境因素显示，氧化还原条件是有机质富集的主要影响因素，进而建立了不同沉积时期的延安组油页岩沉积演化模式。研究成果为鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩勘探开发提供了重要理论指导和技术支撑。

关键词：鄂尔多斯盆地；延安组；油页岩；古环境；有机质富集

随着常规油气资源的不断开发、矿石能源供需矛盾的日益凸显，以及能源安全保障、消费结构优化的迫切需求，全球正积极开展非常规油气资源的勘探与开发[1-3]。油页岩是具有高灰分(质量分数大于 40%)、含油率(页岩油(焦油)在油页岩中的质量分数)大于 3.5%、发热量一般大于 4.18 MJ/kg 的富含有机质的固体可燃有机矿产[4]。油页岩作为一种重要的非常规油气资源，因其资源量大、易开采、用途广泛等特征，越来越受到重视[5-7]。前人[8-9]对新疆、茂名等地区的油页岩做了较多研究，认为油页岩的形成与分布受古环境影响较大，其中古气候、古盐度、古水深、古生产力和氧化还原条件等是有机质富集最主要的控制因素[8-9]。茂名盆地中新统尚村组油页岩普遍发育于营养盐含量较高的深水环境中[10]；新疆三塘湖盆地芦草沟组油页岩以炎热咸水的还原环境为主[11]；吉木萨尔地区油页岩形成于温暖湿润的淡水–半咸水还原环境中[12]。但是不同地区不同沉积盆地油页岩的品质、分类、发育特征及形成机理

著录信息：杨俊，徐清海，母彩霞，等. 鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩发育特征及其古环境恢复［J］. 地质科技通报，2025，44(3)：182-196.
YANG Jun，XU Qinghai，MU Caixia，et al. Characteristics of oil shale development and paleoenvironment restoration of Jurassic Yan'an Formation in southwestern Ordos Basin［J］. Bulletin of Geological Science and Technology，2025，44(3)：182-196.

© Editorial Office of Bulletin of Geological Science and Technology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.　https://dzkjtb.cug.edu.cn

差异较大，鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩研究仍处于起步阶段，对其发育特征和古环境恢复需要进一步研究。

长期以来，鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组以煤炭资源的勘探与开发为主，对大量发育的油页岩资源研究较少，且在煤资源开发过程中造成油页岩资源的浪费。随着近几年油页岩理论研究的不断深入、开采技术的不断提高和油页岩提取技术的不断优化，越来越多的学者开始关注侏罗系的油页岩资源。前期勘察发现，鄂尔多斯盆地油页岩资源广泛发育，资源丰富，但是该区油页岩特征及其形成环境研究不足，导致下一步勘探与开发目标尚未明确。本研究在利用岩心资料的基础上，结合分析测试资料，明确研究区油页岩的特征和识别依据，运用地球化学等方法，分析延安组油页岩的地球化学特征，探讨其古沉积环境并研究其有机质富集机理，旨在为研究区油页岩资源评价与开发提供理论指导。

1　研究区地质概况

鄂尔多斯盆地位于我国东部稳定区和西部活动带之间的结合部位，是一个坳陷迁移、整体沉降的大型多旋回克拉通叠合盆地，内部地层较为平缓且构造简单[13]。盆地由 6 个一级构造单元组成，分别为伊盟隆起、渭北隆起、晋西挠褶带、伊陕斜坡、天环坳陷、西缘冲断带，为我国大型中生代含油气盆地[14]。研究区位于鄂尔多斯盆地西南缘（图 1），东邻伊陕斜坡，西邻西缘逆冲带，大地构造位置属天环坳陷南部。

研究区地层较简单（图 2），仅在一些大的沟谷中有零星基岩出露，大部分被第四系覆盖。主要地层

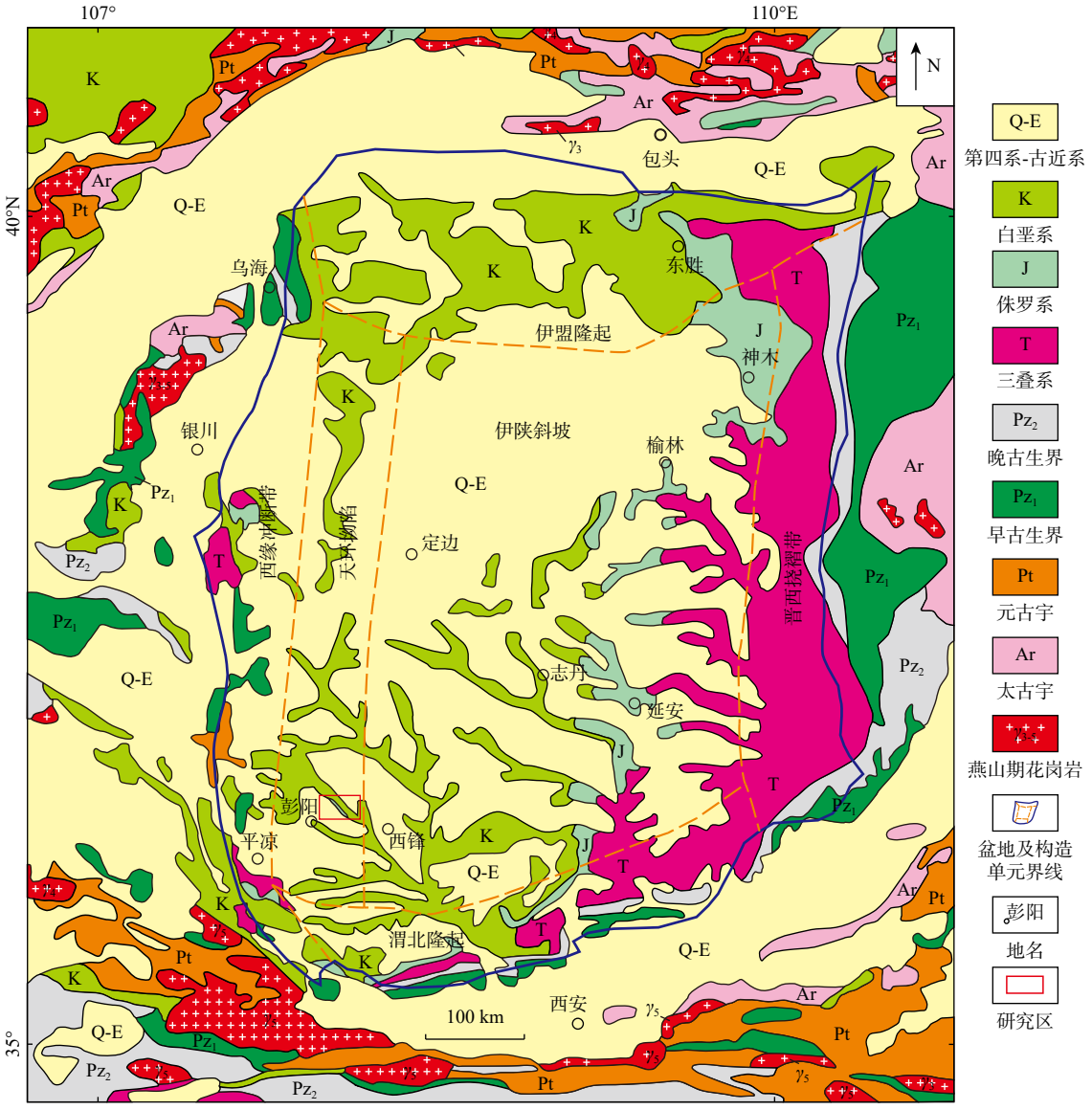


图 1　鄂尔多斯盆地区域构造地质及研究区位置图（据文献 [15] 修改）

Fig. 1　Regional structure and geological map of the Ordos Basin and the location of the study area

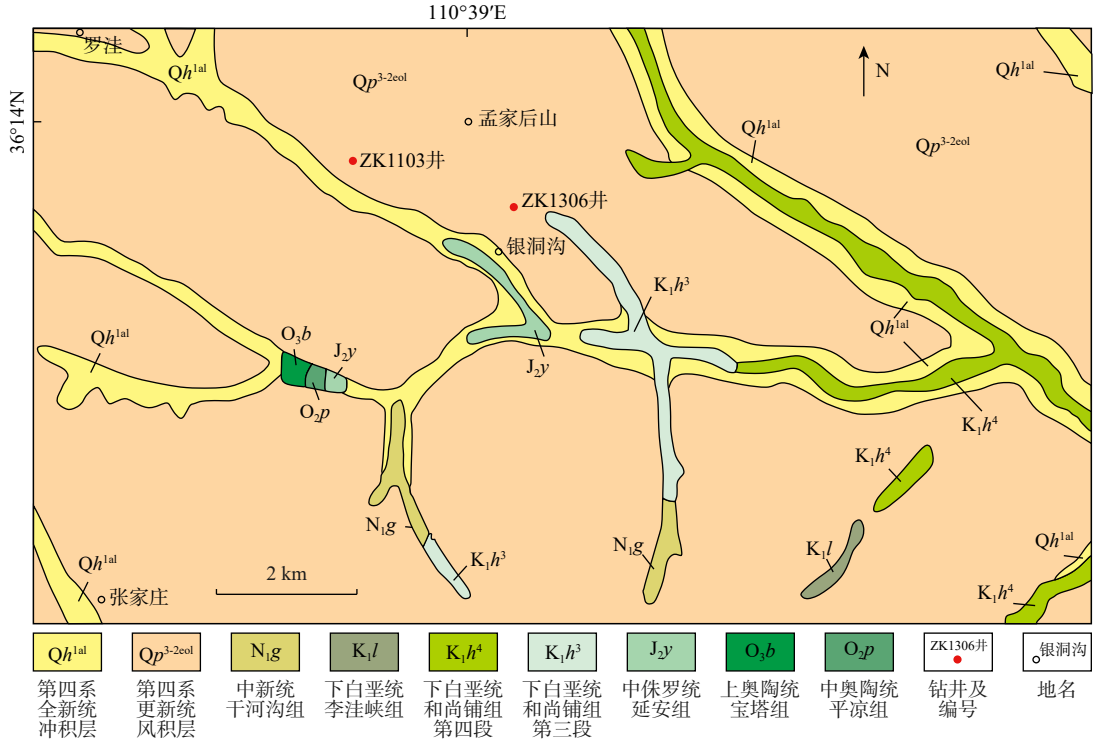


图 2　研究区地质简图（据文献 [14] 修改）

Fig. 2　Geological sketch map of the study area

有中奥陶统平凉组(O_2p)、上奥陶统宝塔组(O_3b)、中侏罗统延安组(J_2y)、下白垩统和尚铺组(K_1h)、下白垩统李洼峡组(K_1l)、中新统干河沟组(N_1g)和第四系(Q)。中奥陶统平凉组以浅黑、黄绿色薄层页层及粉砂岩为主，夹细砂岩、砾状灰岩，为一套浅海相沉积，上奥陶统宝塔组由灰色或微红色中–厚层状微晶瘤状或网纹状灰岩组成，为一套台地相碳酸盐岩沉积[16]。下白垩统和尚铺组整体为紫红色砂质泥岩以及灰色泥质砂岩夹浅灰绿色砂岩为主，属河流相沉积，李洼峡组主要为紫红色、灰绿色泥岩且相间出现，并发育泥质砂岩、泥灰岩及少量细砂岩，属湖泊相沉积[17]。中新统干河沟组是新近系最顶部的沉积地层，属于河流相碎屑岩沉积，由砂砾岩、砾岩、砂岩、粉砂岩和粉砂质泥岩组成[18]。

延安组在本区沉积厚度和岩性都有较大变化，为一套砂岩–砾岩–泥(页)岩组合，其中河流相为主要沉积相，局部发育湖泊、沼泽相沉积[19]。其中，中侏罗统延安组在本区可分为 5 个含煤岩性段，油页岩主要发育在第 1、第 3 和第 5 含煤段且有一定的厚度，资源量可观，故本研究样品选取以上述 3 个含煤段为主(图 3)。

2　样品及实验方法

选取研究区 ZK1306 井侏罗系延安组不同深度的岩心样品进行一系列测试分析，确定 6 块油页岩样品以及 2 块煤样品，依次命名为 P1 ~ P8(图 3)，并且系统开展了工业品质、岩石热解、主微量元素和饱和烃色谱分析。

油页岩工业品质测试分析均在陕西煤田地质化验中心完成，结果见表 1。含油率分析依据 SH/T0508-92，测试仪器为 GDW-Q 多功能低温干馏仪；灰分测试依据 GB/T212-2008，测试仪器为 5E-MAG6600 全自动工业分析仪；全硫分析依据 GB/T214-2007，测试仪器为 WS-S401 自动测硫仪和 5E-S3100A 电脑测硫仪；发热量测试依据 GB/T213-2008，测试仪器为 5E-KC5410 快速量热仪。样品地球化学分析测试均在长江大学实验中心完成，结果见表 2。采用 Rock-eval 6 热解分析仪进行岩石热解分析(GB/T18602-2012)；采用美国 ThermoFisher 电感耦合等离子发射光谱仪进行主量元素分析(GB/T15337-2008)；采用电感耦合等离子体质谱仪进行微量元素分析(GB/T14506.30-2010)；采用 MS220-0251 型色谱质谱联用仪进行饱和烃色谱分析(GB/T18606-2001)。

3　油页岩品质特征及识别依据

3.1　物理特征

研究区油页岩以黑色、灰黑色和深灰色为主，颜色

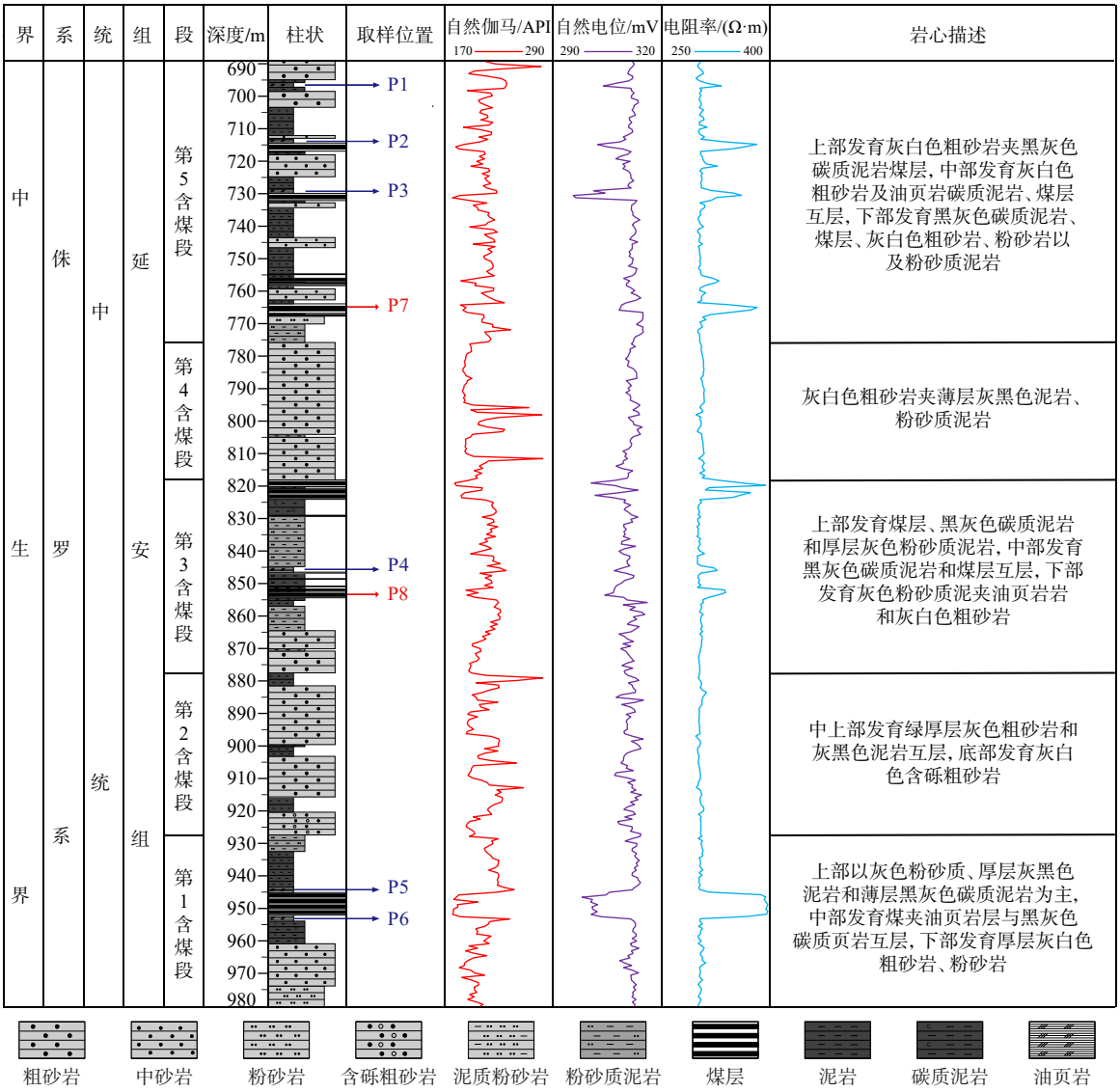


图 3　鄂尔多斯盆地延安组油页岩综合柱状图

Fig. 3　Synthesis histogram of oil shale from Yan'an Formation, Ordos Basin

表 1　鄂尔多斯盆地延安组油页岩及煤主要工业参数

Table 1　Key industrial parameters of oil shale and coal in Yan'an Formation, Ordos Basin

样品编号	深度/m	岩性	含油率/%	w(全硫)/%	w(灰分)/%	发热量/(kJ·g^{-1})
P1	695.80 ~ 696.15	油页岩	6.7	1.06	44.81	17.51
P2	712.86 ~ 713.25	油页岩	5.3	2.29	62.40	11.07
P3	728.93 ~ 729.42	油页岩	4.5	0.31	58.15	9.13
P4	845.85 ~ 846.10	油页岩	3.8	0.79	75.58	5.94
P5	943.54 ~ 945.07	油页岩	4.2	0.42	49.46	13.49
P6	952.77 ~ 953.24	油页岩	5.7	0.43	52.84	14.53
P7	764.90 ~ 765.75	煤	4.7	0.44	16.26	24.27
P8	853.65 ~ 854.37	煤	6.5	0.25	34.48	18.71

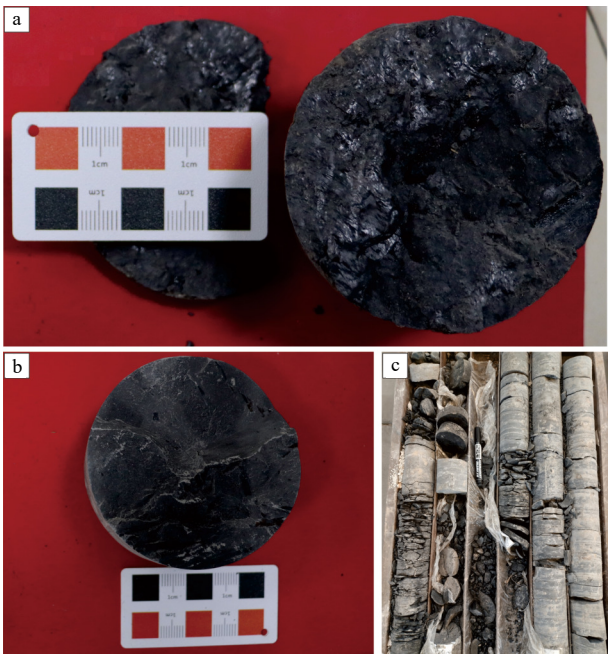
表 2　鄂尔多斯盆地延安组油页岩有机地化参数

Table 2　Organic geochemical parameters of oil shale from Yan'an Formation, Ordos Basin

样品编号	w(TOC)/%	T_{max}/℃	S_2/(mg·g^{-1})	S_1+S_2/(mg·g^{-1})	HI/(mg·g^{-1})	R_o/%
P1	28.77	427.00	48.85	49.14	196.33	0.53
P2	25.92	414.00	45.38	45.77	297.19	0.46
P3	21.27	421.00	55.85	56.94	298.96	0.49
P4	13.93	412.00	32.75	33.31	231.05	0.44
P5	22.34	420.00	47.71	48.46	154.35	0.57
P6	25.22	417.00	41.57	41.71	252.78	0.55

T_{max}. 热解峰值温度; S_2. 热解烃质量分数; (S_1+S_2). 生烃潜量; HI. 烃指数; R_o. 镜质体反射率; 下同

与有机碳含量具有较强相关性，通常有机质含量越高颜色越深。油页岩具有油脂光泽、沥青光泽(图 4a)，而煤的颜色以褐色为主，且无光泽或光泽较暗淡。通过岩心可以明显发现同体积油页岩较煤重，较泥岩轻，表明油页岩密度比煤大，比泥岩小。刻划油页岩出现光滑条痕；油页岩岩心断面具有参差状或贝壳



a. ZK1306 井油页岩，油脂光泽；b. 黑色油页岩，断面呈参差状；c. 油页岩发育块状层理

图 4　鄂尔多斯盆地延安组油页岩岩心特征

Fig. 4　Core characteristics of oil shale from Yan'an Formation, Ordos Basin

状断口(图 4b)，同时整体主要发育块状层理(图 4c)。

3.2　含油率

油页岩含油率通常指页岩油(焦油)在油页岩中所占的质量分数，同时也是油页岩品质评价中为最重要的指标[7]。根据油页岩含油率高低，将其划分为低品质(含油率介于 3.5% ~ 5% 之间)、中品质(含油率介于 5% ~ 10% 之间)和高品质(含油率大于 10%)油页岩。

研究区油页岩含油率主要介于 3.8% ~ 6.7% 之间，平均值为 5.0%，总体上为中品质油页岩。研究区煤的含油率平均为 5.6%，且煤的含油率通常高于油页岩(表 1)。

3.3　全硫

油页岩中各种硫分的总和被称为全硫，通常用来评价利用时潜在污染的重要指标。参照煤的含硫量分级[20]，依照全硫质量分数可将油页岩分为 5 级：特低硫(w(S)≤1.0%)、低硫(1.0%<w(S)≤1.5%)、中硫(1.5%<w(S)≤2.5%)、富硫(2.5%<w(S)≤5.0%)和高硫(w(S)>4.0%)油页岩。

油页岩样品全硫质量分数为 0.31% ~ 2.29%(图 5a)，平均为 0.88%，属于特低硫油页岩。研究区油页岩和煤的全硫含量均较低，表明该区油页岩在干馏时生成的含硫物质含量较少，对环境污染性小。

3.4　灰分

灰分质量分数是指在 800(±10)℃ 条件下单位重量油页岩分析样品完全燃烧后剩余的残渣质量分数，是判别油页岩与煤的重要指标(油页岩灰分大于 40%，煤的灰分小于 40%)，同时也是评定油页岩品质的关键参数[21]。

通过对研究区油页岩样品进行灰分测试，得到该区油页岩灰分质量分数介于 44.81% ~ 75.58% 之

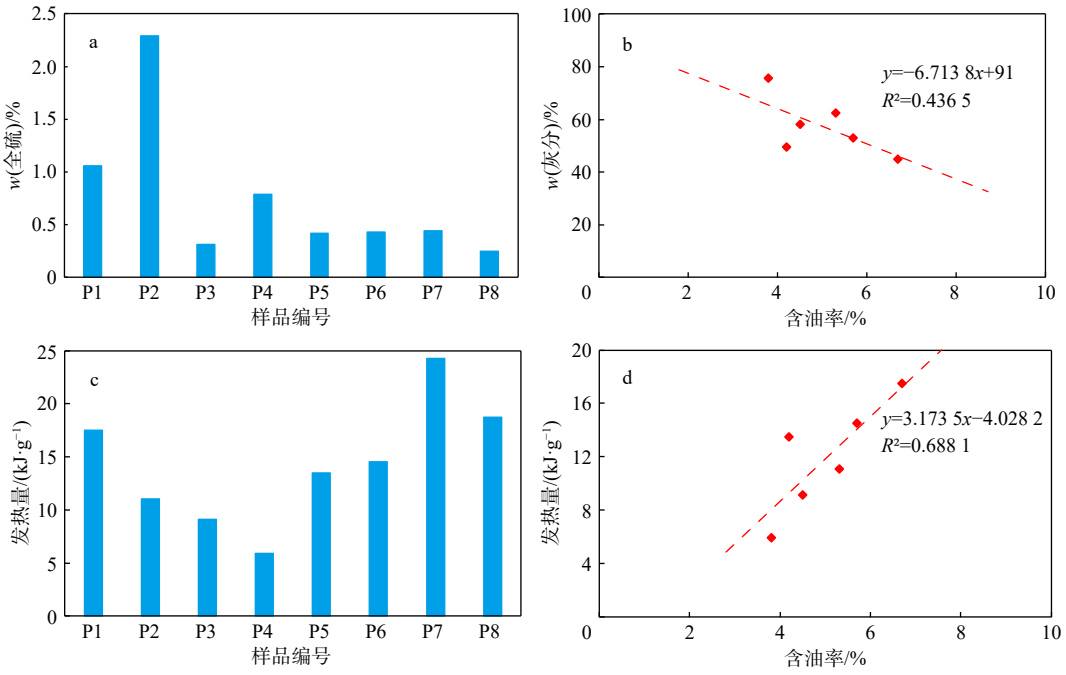


图 5　鄂尔多斯盆地延安组油页岩品质特征直方图及关系图

Fig. 5　Histograms and relationships of oil shale quality indicators in Yan'an Formation, Ordos Basin

间，平均为 57.21%，煤的灰分质量分数较低，平均为 25.37%（表 1）。对油页岩样品灰分质量分数和含油率进行研究，发现两者呈明显的负相关关系，相关系数为 0.436 5，表明油页岩含油率较高的地区，灰分质量分数通常较低（图 5b）。

3.5 发热量

发热量通常被用来评价油页岩是否能作为工业燃料。一般情况下，发热量数值与其工业燃料的价值呈正相关，发热量越大，工业燃料价值越高[22]。研究区油页岩发热量除了 P4 样品为 5.94 kJ/g，其余样品发热量均大于 9.00 kJ/g（图 5c），平均发热量为 11.95 kJ/g，为高发热量油页岩，且研究区煤发热量也较高，二者作为燃料时都具有较高价值。同时发现发热量与含油率呈现较好的正相关关系，即含油率越高，发热量也越高，相关系数为 0.688 1（图 5d）。

3.6 油页岩测井特征

研究区油页岩与煤、泥岩常伴生或共生，且录井资料常常忽略油页岩的识别。由于研究区油页岩研究处于初步勘探阶段，取心资料及测试资料相对较少，测试资料不足以识别目的层段所有油页岩分布。但是研究区测井资料较全，且油页岩、煤及泥岩在测井资料上具有明显差异，因此依据测井资料对岩性进行识别是非常必要的。

油页岩通常含有固体有机质，具有吸附性强且电阻率高等特征[23]。此外，与纯泥岩不同，油页岩具有较好的渗透性。因此，在很多测井曲线上油页岩具有异常特征[24]。沉积岩中泥质含量的增加导致其吸附能力增强，从而吸附更多放射性物质，因此黏土矿物含量越高，其放射值越高[25]。油页岩中黏土矿物含量较高，因此其长距伽马和自然伽马值表现为异常高值。自然电位测井在渗透层处有明显的异常显示，与纯泥岩不同的是，页岩渗透性较好，自然电位曲线负偏幅度增大，据此可排除非渗透泥岩[26]。油页岩渗透性好，因此自然电位通常表现为较大负偏幅度。油页岩有机质干酪根使其导电性较差，使其泥质的导电能力减小，油页岩的电阻率增大，因此识别油页岩可用高电阻率作为重要判别依据。

通过研究区 K1802 井的测井曲线特征可以看出（图 6a），长距伽马测井中，煤层>油页岩>泥岩，煤层与油页岩曲线表现出台阶式变化特征。自然电位测井油页岩表现为负异常，负偏幅度为煤层>油页岩>泥岩。电阻率测井中，煤层>泥岩以及油页岩>泥岩，煤层和油页岩电阻率都表现为异常高值。ZK1306 井的测井曲线发现（图 6b），自然伽马测井中，油页岩>泥岩>砂岩>煤层。自然电位测井油页岩表现负异常，负偏幅度为煤层>油页岩>泥岩>砂岩。油页岩电阻率测井表现高值，煤层>油页岩>泥岩>砂岩。测井综合显示，鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩表现为高伽马、高电阻率和负异常自然电位特征。因此，测井曲线特征对于油页岩识别具有重要意义。

4 地球化学特征

4.1 有机地化特征

4.1.1 有机质丰度

TOC 是判断有机质丰度的重要指标，研究区油

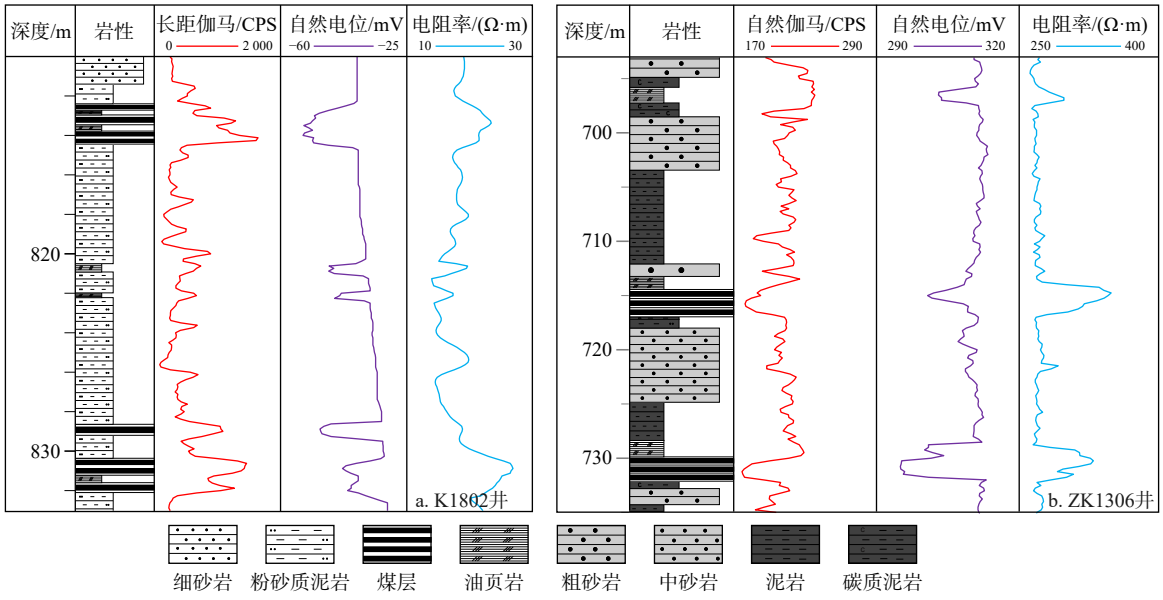


图 6 鄂尔多斯盆地延安组 K1802 井 (a) 和 ZK1306 井 (b) 油页岩测井曲线特征

Fig. 6 Logarithmic curves of oil shale in Well K1802 (a) and Well ZK1306 (b) of Yan'an Formation, Ordos Basin

页岩 w(TOC)介于 13.93% ~ 28.77% 之间，平均值为 22.91%(表 2)。通过 TOC 和含油率数据分析发现，研究区油页岩 TOC 和含油率总体表现为较好的正相关关系，相关系数为 0.7848(图 7)，表明 w(TOC)越高，油页岩的品质越好，故通常有机质丰度和含油率也呈正相关关系。生烃潜量也常用于判断油页岩中有机质丰度的高低[27]，研究区(S_1+S_2)为 33.31 ~ 56.94 mg/g，平均值为 45.89 mg/g，综合表明研究区油页岩具有较高的有机质丰度。

4.1.2　有机质类型

岩石热解、w(TOC)、T_{max}(热解峰值温度)等有机地球化学数据对于反映有机质类型及来源有重要意义。根据 HI 和 T_{max}、S_2 和 w(TOC)进行投图(图 8a, b)，研究区油页岩点位主要落于Ⅱ型干酪根，并且以Ⅱ$_2$型为主，为藻类生物和陆源高等植物混合来源。

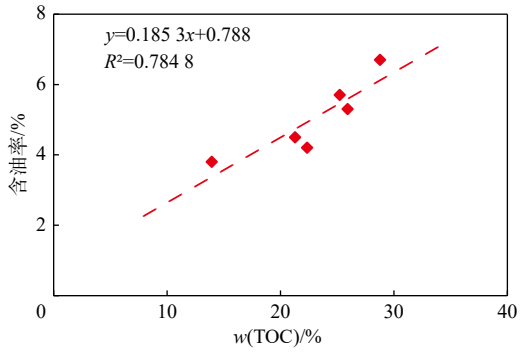


图 7　鄂尔多斯盆地延安组油页岩含油率与 TOC 关系图

Fig. 7　Diagram of oil yield versus TOC for oil shale of Yan'an Formation, Ordos Basin

4.1.3　有机质成熟度

岩石热解参数 R_o 和 T_{max} 常用于评价有机质成熟度。热解分析结果显示，样品 T_{max} 值为 412 ~ 427℃，平均值为 418.5℃，说明样品有机质处于未成熟阶段(表 2, 3)。R_o 值为 0.44% ~ 0.57%，平均为 0.51%，热演化程度较低[29]，属于低成熟油页岩(表 2)。故从有机质成熟度来看油研究区页岩基本表现为未熟–低成熟，说明油页岩中有机质尚未进入大量生烃或排烃阶段，不会影响油页岩品质。

4.2　无机地化特征

4.2.1　主量元素特征

油页岩主量元素主要是灰分的成分，成分不同影响灰分熔点的高低，因此主量元素是选择干馏和燃烧炉型的重要参数[30]。研究区油页岩中主量元素质量分数如表 4 所示，其中主量元素以 SiO_2 和 Al_2O_3 为主，其次为 Fe_2O_3、K_2O、CaO、MgO 和 Na_2O。w(SiO_2)为 9.87% ~ 64.27%，平均为 48.26%；w(Al_2O_3)为 6.82% ~ 23.67%，平均为 17.57%；w(Fe_2O_3)为 1.07% ~ 6.32%，平均为 4.00%；w(K_2O)为 0.96% ~ 3.41%，平均为 2.55%；w(CaO)为 0.26% ~ 3.59%，平均为 1.74%；w(MgO)为 0.40% ~ 2.31%，平均为 1.52%；w(Na_2O)为 0.08% ~ 0.49%，平均为 0.32%。根据赵隆页等[30]划分方案属于硅质灰分。w(Fe_2O_3+MgO)为 1.51% ~ 8.63%，平均为 5.52%，表明研究区油页岩中含有镁铁成分；w(K_2O)明显高于 w(Na_2O)，表明该区油页岩中含钾矿物较多。样品中 w(Al_2O_3)/w(CaO+Na_2O)的值为 5.09 ~ 20.58，平均为 11.60，反映研究区油页岩稳定组分含量较高。

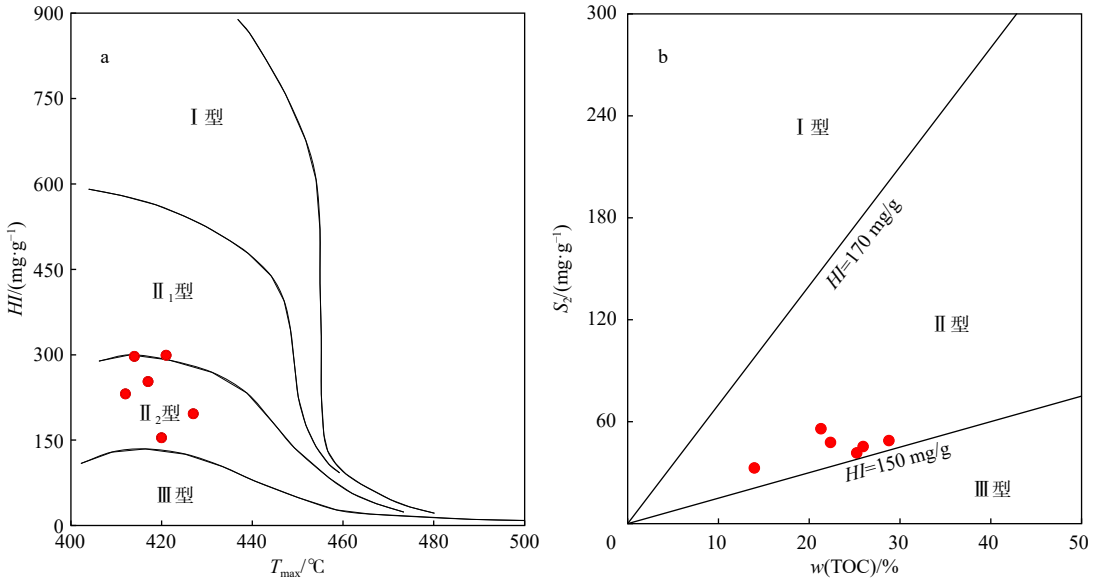


图 8　鄂尔多斯盆地延安组油页岩有机质类型判别图

Fig. 8　Discriminant map of organic matter types of oil shale in Yan'an Formation, Ordos Basin

表 3　有机质不同成熟阶段的 T_{max} 值[28]

Table 3　T_{max} values of organic matter at different maturation stages　　T_{max}/(℃)

干酪根类型	有机质热演化阶段			
	未成熟	成熟	高成熟	过成熟
Ⅰ	<437	437 ~ 460	460 ~ 490	>490
Ⅱ	<435	435 ~ 455	455 ~ 490	>490
Ⅲ	<432	432 ~ 460	460 ~ 505	>505

表 4　鄂尔多斯盆地延安组油页岩主量元素分析数据

Table 4　Major elemental analysis data of oil shale from Yan'an Formation, Ordos Basin　　w_B/%

样品编号	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	K_2O	CaO	MgO	Na_2O	TiO_2	P_2O_5	MnO
P1	29.27	12.22	1.36	1.27	0.26	0.40	0.49	0.90	0.45	0.00
P2	9.87	6.82	1.07	0.96	0.51	0.44	0.08	0.18	0.04	0.00
P3	60.19	23.67	5.37	3.36	0.90	1.89	0.25	1.03	0.29	0.13
P4	61.73	20.65	4.64	3.09	3.46	1.89	0.38	0.33	0.03	0.05
P5	64.27	20.41	6.32	3.41	3.59	2.31	0.42	0.98	0.39	0.02
P6	64.25	21.64	5.22	3.18	1.69	2.21	0.32	0.82	0.18	0.02

4.2.2　微量元素特征

富集系数(*EF*)是对样品元素富集程度进行评价的重要参数，计算公式为 $EF_{元素\ x}=(X\cdot Al^{-1})_{样品}/(X\cdot Al^{-1})_{PAAS}$，$(X\cdot Al^{-1})_{PAAS}$ 代表后太古宙澳大利亚页岩平均组分[31]，式中：$(X\cdot Al^{-1})_{样品}$指样品中某元素含量/样品中 Al 元素含量。$EF_{元素\ x}>1$，表明样品中的元素 X 相对富集，$EF_{元素\ x}<1$，表明元素 X 相对亏损。研究区油页岩微量元素富集系数分析显示(表 5)，Sr、Th 和 U 呈不同程度富集，其它微量元素均有不同程度亏损，其中 Ni 元素呈强烈亏损(图 9)。

5　古环境恢复

5.1　古气候特征

大陆风化指数 *CIA*(chemical index of alteration)常用来定量源区硅酸盐矿物风化程度，可以通过 *CIA* 值来判断研究区沉积环境，当 *CIA* 值介于 50.00 ~ 65.00，反映地区处于寒冷干燥气候的低等或者未发生化学风化；*CIA* 值介于 65.00 ~ 85.00，表明多处于温暖湿润气候的中等化学风化；*CIA* 值介于 85.00 ~ 100.00，反映炎热潮湿热带亚热带气候的强烈化学风化[32](图 10a)。

研究区油页岩样品 *CIA* 值(表 6，图 10a)介于 73.34 ~ 85.81，平均值为 80.03，表明该区油页岩形成时期处于中等风化的温暖湿润环境中。

表 5　鄂尔多斯盆地延安组油页岩微量元素分析数据

Table 5　Trace element analysis data of oil shale from Yan'an Formation, Ordos Basin　　$w_B/10^{-6}$

样品编号	Ni	V	Ba	Sr	Th	U
P1	7.17	92.08	171.00	146.04	13.32	2.99
P2	4.04	40.00	239.00	77.41	6.56	1.40
P3	19.00	80.00	275.00	147.00	37.00	8.00
P4	28.70	88.00	459.00	207.00	14.00	4.00
P5	26.50	89.00	393.00	670.00	17.00	4.00
P6	26.50	113.00	490.00	445.00	16.00	6.00
均值	18.65	83.68	337.83	282.07	17.31	4.40
PAAS	55.00	150.00	650.00	200.00	14.60	3.10
平均富集系数	0.36	0.60	0.56	1.52	1.27	1.53

PAAS. 太古宙澳大利亚页岩

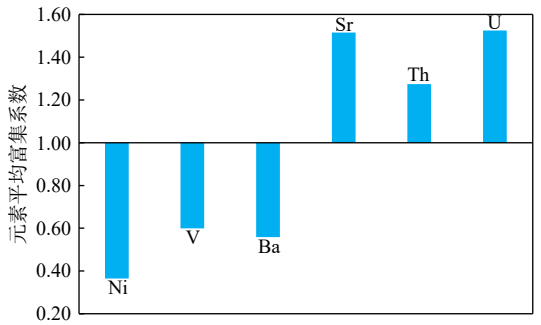


图 9　鄂尔多斯盆地延安组油页岩微量元素平均富集系数

Fig. 9　Average enrichment coefficient of trace elements of oil shale in Yan'an Formation, Ordos Basin

5.2　古水深特征

对水体深度的变化研究中，通常利用(Fe+Al)/(Ca+Mg)比值反映水体深度的变化。根据比值可划分为深湖(比值小于 1.3)、半深湖(比值在 1.3 ~ 2.0 之间)和浅湖(比值大于 2.0)沉积[33](图 10b)。

研究区油页岩的(Fe+Al)/(Ca+Mg)值介于 3.84 ~ 17.37，平均值为 7.85(表 6，图 10b)，均大于 2.0，可知该区油页岩沉积水体较浅。同时 ZK1306 钻孔岩心以黑色、灰黑色为主，发育大量碳质泥岩和煤，综合指示研究区油页岩沉积环境为水体较浅的洼地，与前人[34]研究成果一致。

5.3　古盐度特征

在对湖盆古盐度研究中，通常利用 Sr/Ba 值来判断沉积时期古盐度，Sr/Ba>1.0 反映海相咸水沉积环境；Sr/Ba<1.0 反映陆相淡水环境[7]。研究区 Sr/Ba 值为 0.32 ~ 1.70，平均值为 0.79(表 6，图 10c)，且除 P5 样品外，其余均小于 1，表明该区油页岩沉积环境总体上为陆相淡水环境。

Mg 和 Al 元素的含量和变化也是沉积水体古盐度的指标之一，Al_2O_3/MgO 值大于 7.00 指示淡水

表 6　鄂尔多斯盆地延安组油页岩元素标志

Table 6　Element indexes of oil shale from Yan'an Formation, Ordos Basin

样品编号	古气候指标	古水深指标	古盐度指标		古生产力指标	氧化还原条件指标		
	CIA	(Fe+Al)/(Ca+Mg)	Sr/Ba	Al_2O_3/MgO	P/Ti	V/(V+Ni)	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}
P1	85.81	17.37	0.85	30.55	0.36	0.93	1.12	0.83
P2	81.48	6.92	0.32	15.50	0.16	0.91	1.02	0.65
P3	84.00	9.13	0.53	12.52	0.20	0.81	0.86	0.51
P4	74.87	3.92	0.45	10.93	0.07	0.75	0.97	0.51
P5	73.34	3.84	1.70	8.84	0.29	0.77	0.78	0.64
P6	80.66	5.94	0.91	9.79	0.16	0.81	0.73	0.70

注: 大陆风化指数$CIA=Al_2O_3/(Al_2O_3+Na_2O+K_2O+CaO)\times100$, 各元素单位均为摩尔质量分数

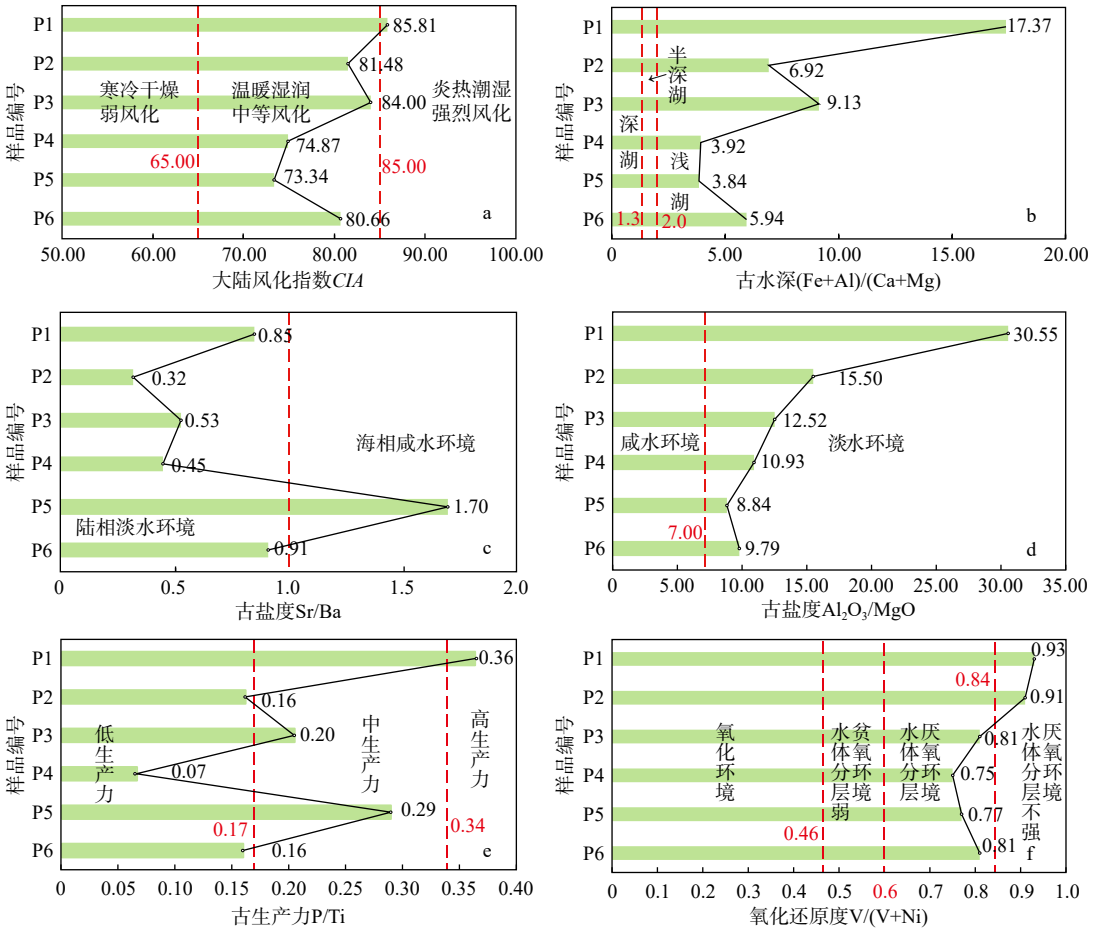


图 10　油页岩元素地球化学值

Fig. 10　Geochemical distribution of key elements in the oil shale

环境, Al_2O_3/MgO 小于 7.00 指示咸水环境[35]。研究区油页岩 Al_2O_3/MgO 比值(表 6, 图 10d)介于 8.84 ~ 30.55, 平均值为 14.69, 同样也表明该区油页岩沉积环境为淡水环境。

5.4　古生产力特征

P 是一种重要的营养元素, 来源于生物代谢过程中的产物和生物骨骼, 常用于表征古生产力[36-37]。由于元素 Ti 一般来源于陆源碎屑物质, 所以本研究采用 P/Ti 值消除陆源碎屑物质对沉积物中 P 元素的稀释作用。

研究区油页岩 P/Ti 值介于 0.07 ~ 0.36 之间, 平均值为 0.21(表 6, 图 10e), 参考日本中部的二叠系/三叠系边界 Ubara 剖面高生产力黑色页岩(P/Ti 平均值为 0.34±0.55), Gujo-Hachiman 剖面中等生产力黑色页岩(P/Ti 值为 0.17±0.23)的相关数据[38], 延安组油页岩 P/Ti 值表明, 水体的古生产力为中等水平。

5.5 氧化还原特征

通常利用 V/(V+Ni)比值大小反映沉积时的氧化还原环境，根据比值大小划分为氧化环境(比值<0.46)、水体分层弱的贫氧环境(比值 0.46 ~ 0.6 之间)、水体分层不强的厌氧环境(比值 0.6 ~ 0.84 之间)和水体分层及底层水体出现 H_2S 的厌氧环境(比值>0.84)[39]。

研究区油页岩的 V/(V+Ni)值介于 0.75 ~ 0.93，平均为 0.83(表 6，图 10f)，表明该区油页岩形成于水体分层不强的厌氧还原环境，有利于有机质的堆积和保存，纵向上还原性呈先减弱后增强的趋势。

Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 交汇图能更加突出植烷或姥鲛烷优势，也能很好地反映出沉积水体的氧化还原环境[40]。Pr 和 Ph 值可能受到成熟度的影响[41]，但本次研究油页岩样品基本处于未成熟的热演化阶段，因此结果受成熟度影响可以排除。研究区油页岩有机质母质来源主要是混合有机质(图 11)，与上文所得有机质类型主要为Ⅱ$_2$型结论一致，且处于先减弱后增强的还原环境。

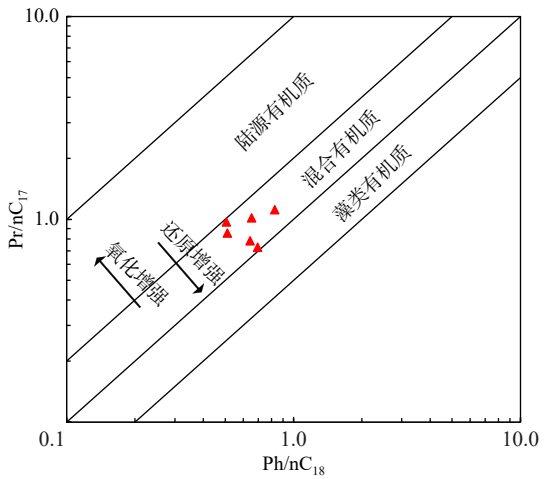


图 11 油页岩 Pr/nC_{17}-Ph/nC_{18} 交汇图

Fig. 11 Pr/nC_{17} versus Ph/nC_{18} intersection diagram of oil shale

5.6 沉积环境

研究区横跨鄂尔多斯盆地西缘冲断带和天环坳陷，南邻渭北隆起，为盆地的次级坳陷。前人[14, 42-46]研究表明，研究区在延安组沉积时期主要发育沼泽和洼地。根据 ZK1306 井岩心揭示，研究区延安组发育多套煤层及煤线，指示为沼泽相或浅湖相。

研究区油页岩与煤层共生，同时结合古环境指标，综合分析认为鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩沉积环境为古生产力中等的温暖湿润的厌氧、贫氧的陆相淡水洼地环境。

6 有机质富集机理

6.1 有机质富集影响因素

油页岩有机质的富集是一个较为复杂的过程，受多种因素共同影响，其中古生产力、古盐度或者氧化还原条件等任一变量都会对其产生影响[47]。为了深入探究鄂尔多斯盆地延安组有机质富集机理，本研究选取指示与古气候、古水深、古盐度、古生产力及氧化还原条件相关的敏感系数，分析这些参数与 TOC 的相关关系，以探讨油页岩有机质富集的主要影响因素。

古气候条件一般可以影响藻类和陆生高等植物生长，从而影响有机质富集。此次研究中 w(TOC)与古气候指数 *CIA* 呈现正相关关系(R^2=0.427)，表明 *CIA* 值越高，w(TOC)越高，即温暖湿润的古气候更有利于有机质富集(图 12a)。古水深可以通过改变水体分层，进而影响有机质富集。w(TOC)与古水深参数(Fe+Al)/(Ca+Mg)相关性呈正相关关系(R^2=0.416)，表明研究区油页岩沉积时期水体深度变化对于有机质富集有较好的促进作用(图 12b)。古盐度变化也是有机质富集的重要因素，w(TOC)与古盐度参数 Sr/Ba 相关性散点图显示，两者未表现明显相关性，与古盐度参数 Al_2O_3/MgO 呈正相关关系(R^2=0.357)，但是研究区油页岩沉积时期水体为稳定的淡水环境，变化不大的古盐度对有机质富集产生的影响较小(图 12c, d)。通常古生产力直接影响有机质富集，w(TOC)与古生产力参数 P/Ti 呈正相关关系(R^2=0.488)，表明延安组油页岩形成时期，P 元素的输入为藻类生长提供了有利条件，促进了油页岩形成，古生产力越高，有机质越富集(图 12e)。氧化还原条件对于有机质生长和保存都具有重要意义，本研究开展 TOC 与氧化还原条件参数 V/(V+Ni)的相关关系研究，结果显示氧化还原条件与 w(TOC)呈现较强的正相关关系，相关系数 R^2 为 0.681，表明 V/(V+Ni)值越高，w(TOC)越高，即水体还原性越强，有机质生长和保存越好，越有利于有机质富集(图 12f)。氧化还原条件是鄂尔多斯盆地延安组油页岩有机质富集的主要影响因素。

6.2 有机质富集沉积模式

基于以上油页岩发育特征、有机质来源以及有机质富集的主要影响因素分析，建立了研究区油页岩沉积模式，揭示鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩不同沉积时期的有机质聚集条件，综合分析油页岩的形成机理。

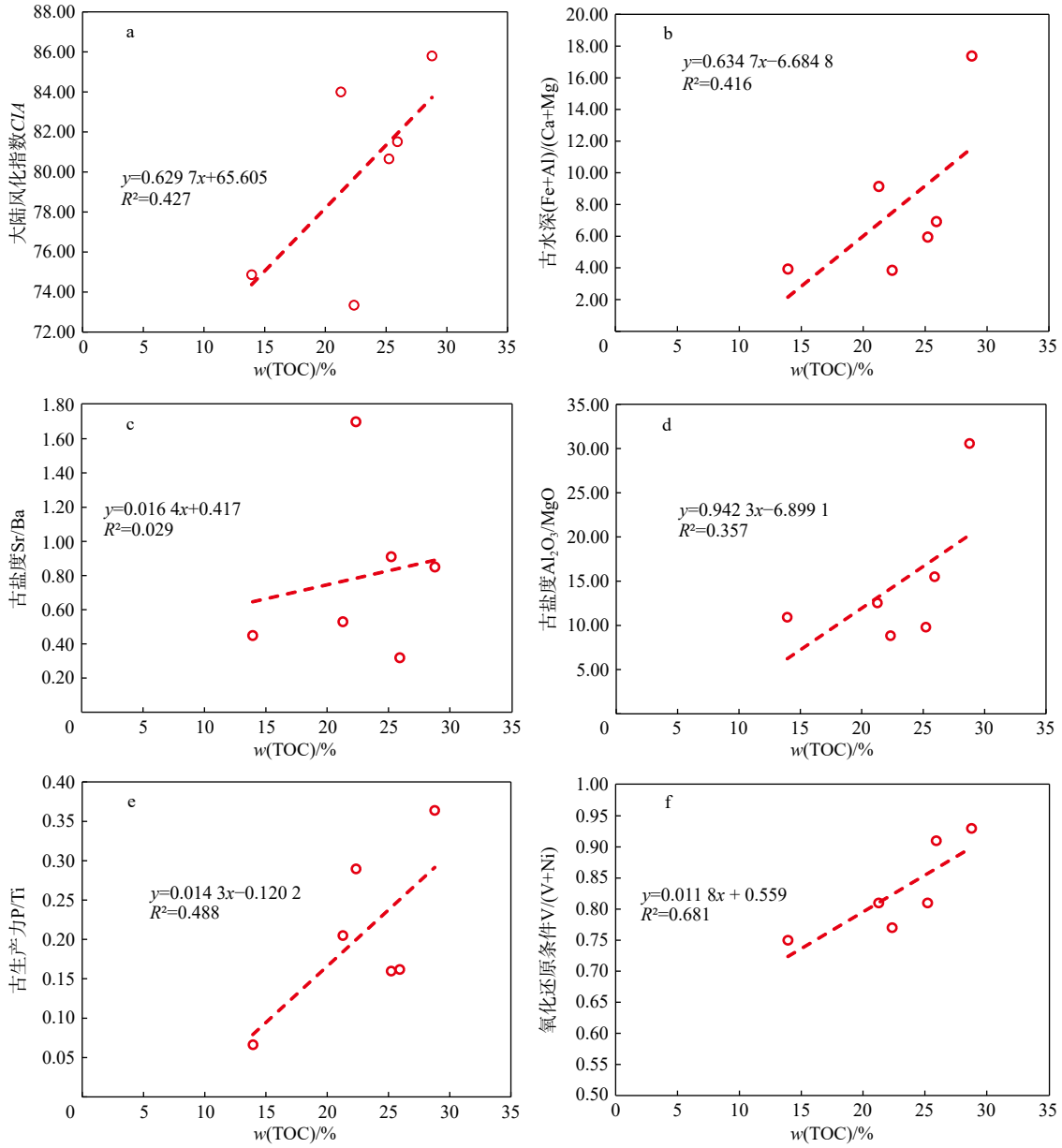


图 12　鄂尔多斯盆地延安组油页岩 *w*（TOC）与古环境参数相关性

Fig. 12　Correlation between TOC of oil shale and paleoenvironmental parameters of Yan'an Formation, Ordos Basin

延安组油页岩沉积早期(图 13a)，由于温暖湿润的古气候条件，陆生高等植物生长发育，为泥炭堆积提供了丰富的物质基础，研究区发育一定规模的泥炭洼地。由于物源供给充足(内物源为主)，气候适宜，水体相对较浅，泥炭洼地进一步发育，最终形成较厚的煤层，此时油页岩发育相对缺乏。

延安组油页岩沉积晚期(图 13b)，由于碎屑物质以及陆生高等植物的持续输入，给浅水洼地中带来营养物质和一定量的氧气，促进水体表面藻类微生物发育，此时水体相对较深，同时出现分层现象。分层水体上部为有机质富集提供较高生产力，下部处于长期较强的还原环境中，抑制有机质的氧化分解，为有机质提供较好的保存条件，从而在底部形成了较厚且品质较好的油页岩。

7　结　论

(1)鄂尔多斯盆地延安组油页岩含油率为 3.8%～6.7%，灰分质量分数为 44.81%～75.58%，全硫为 0.31%～2.29%，发热量平均值为 11.95 kJ/g，属于中品质、硅质灰分、特低硫的油页岩，同时油页岩测井曲线表现为高伽马、高电阻率和负异常自然电位特征，依据测井曲线可以很好的区别油页岩与其伴生的煤。

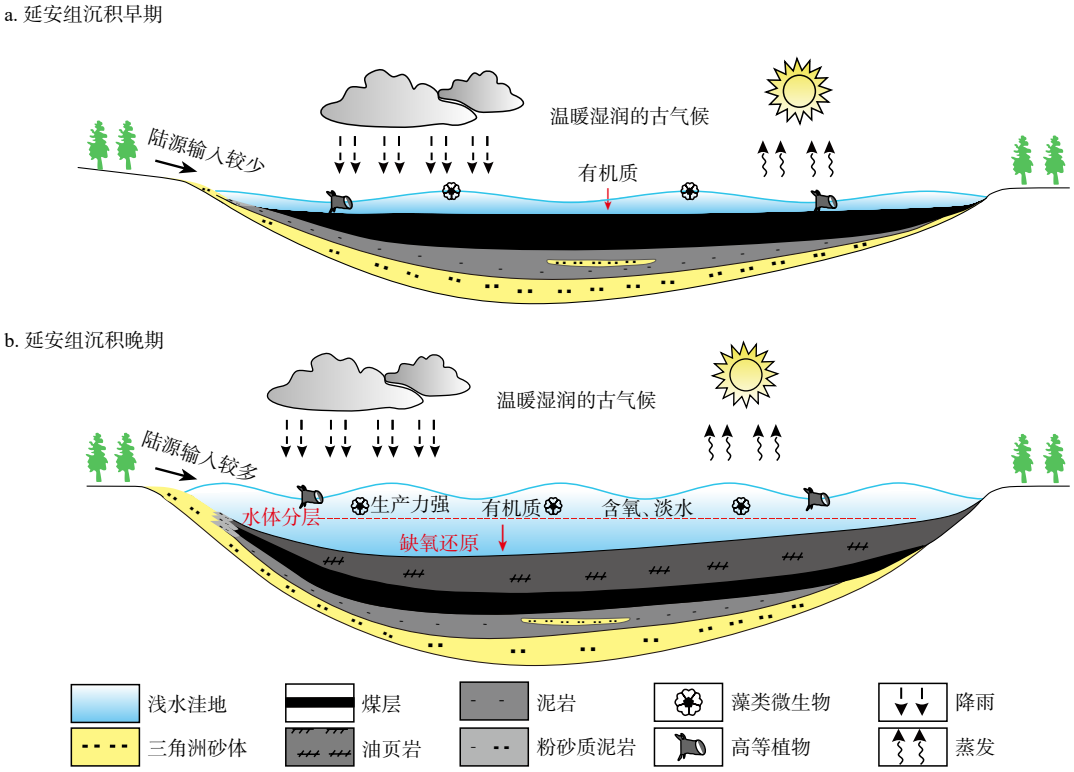


图 13　鄂尔多斯盆地延安组油页岩沉积演化模式图

Fig. 13　Sedimentary model of the oil shale in Yan'an Formation, Ordos Basin

(2)鄂尔多斯盆地延安组油页岩有机质以Ⅱ$_2$型为主，丰度较高，且有机质成熟度较低。主量元素以SiO_2和Al_2O_3为主，其次为Fe_2O_3、K_2O、CaO、MgO和Na_2O，反映含有较多的含钾矿物以及含有镁铁成分，同时揭示研究区油页岩稳定组分含量较高。微量元素V、Ni和Ba呈不同程度的亏损，Sr、Th和U呈不同程度富集。

(3)鄂尔多斯盆地延安组油页岩样品*CIA*值介于73.34～85.81(平均值80.03)，Sr/Ba值为0.32～1.70(平均值0.79)，Al_2O_3/MgO比值介于8.84～30.55(平均值14.69)，(Fe+Al)/(Ca+Mg)值介于3.84～17.37(平均值7.85)，P/Ti值介于0.07～0.36(平均值0.21)，V/(V+Ni)值介于0.75～0.93(平均值0.83)，有机质母质来源主要是混合有机质，古生产力中等，综合表明该地区油页岩沉积环境为温暖湿润的厌氧、贫氧的陆相淡水洼地环境。

(4)氧化还原条件为有机质富集主要影响因素。基于油页岩发育特征及其古沉积环境资料，建立了鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩不同沉积时期的演化模式。沉积早期，研究区以厚度较大的煤层沉积为主，油页岩发育较为缺乏；沉积晚期，以较厚且品质较好的油页岩沉积为主。

所有作者声明不存在利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献：

[1] KANG Z Q, ZHAO Y S, YANG D. Review of oil shale in situ conversion technology[J]. Applied Energy, 2020, 269: 115121.

[2] HAO F, ZOU H Y, LU Y C. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China[J]. 2013, 97(8): 1325-1346.

[3] LI J R, YANG Z, WU S T, et al. Key issues and development direction of petroleum geology research of source rock strata in China[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2021, 5(2): 121-126.

[4] GOODARZI F. A climate change event, detected in Viséan oil shales from Devon Island, Arctic Canada[J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 226: 103503.

[5] BRENDOW K. Global oil shale issues and perspectives[J]. Oil Shale, 2003, 20(1): 81-92.

[6] XIA L Y, ZHAO X Y, WU Y. Status, disadvantages, and prospects of oil shale in China: An economic perspective[J]. Energy Policy, 2023, 183: 113795.

[7] 海连富，王磊，马治军，等. 宁夏固原炭山地区中侏罗统延安组油页岩特征及其沉积环境 [J]. 吉林大学学报(地球科学版)，2020，50(3)：747-756.
HAI L F, WANG L, MA Z J, et al. Oil shale characteristics and sedimentary environment of Yan'an formation in Middle Jurassic in tanshan area, Guyuan, Ningxia[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2020, 50(3): 747-756. (in Chinese with English abstract)

[8] SUN Y H, TSOLMON D, SHAN X L, et al. Palaeoenvironmental evolution of formation of Bayanjargalan oil shale: Evidence from trace elements and biomarkers[J]. Scientific Reports, 2021, 11: 4561.

[9] PIKKOR H, LEES H, KONIST A, et al. Steam activation of oil shale to enhance the porosity of produced semicoke[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2022, 44(4): 9064-9073.

[10] 李殿超, 朱建伟, 严焕榕, 等. 广东省茂名盆地油页岩的沉积特征及分布规律 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2006, 36(6): 938-943.
LI D C, ZHU J W, YAN H R, et al. Sedimentary characteristics and distribution rule of oil shale in Maoming Basin in Guangdong Province[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2006, 36(6): 938-943. (in Chinese with English abstract)

[11] 徐银波, 毕彩芹, 张家强, 等. 新疆三塘湖盆地芦草沟组油页岩特征及成矿背景 [J]. 地质与勘探, 2022, 58(2): 442-453.
XU Y B, BI C Q, ZHANG J Q, et al. Characteristics and metallogenetic background of oil shale in the Lucaogou Formation, Santanghu Basin, Xinjiang[J]. Geology and Exploration, 2022, 58(2): 442-453. (in Chinese with English abstract)

[12] 徐银波, 孙平昌, 李昭, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔地区二叠系芦草沟组油页岩地球化学特征与成矿条件 [J]. 中国地质, 2022, 49(1): 311-323.
XU Y B, SUN P C, LI Z, et al. The geochemical characteristics and metallogenic condition of Permain Lucaogou Formation oil shale in Jimusaer, Junggar Basin, Xinjiang[J]. Geology in China, 2022, 49(1): 311-323. (in Chinese with English abstract)

[13] LIU C Y, ZHAO H G, SUN Y Z. Tectonic background of Ordos Basin and its controlling role for Basin evolution and energy mineral deposits[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2009, 27(1): 15-27.

[14] HAI L F, MU C X, XU Q H, et al. The sequence stratigraphic division and depositional environment of the Jurassic Yan'an Formation in the Pengyang area, southwestern margin of the Ordos Basin, China[J]. Energies, 2022, 15(14): 5310.

[15] 赵华雷, 李建国, 苗培森, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘彭阳铀矿区矿物学研究及其对区域成矿的指示 [J]. 大地构造与成矿学, 2020, 44(4): 607-618.
ZHAO H L, LI J G, MIAO P S, et al. Mineralogical study of Pengyang uranium deposit and its significance of regional mineral exploration in southwestern Ordos Basin[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2020, 44(4): 607-618.

[16] 许效松, 万方, 尹福光, 等. 奥陶系宝塔组灰岩的环境相、生态相与成岩相 [J]. 矿物岩石, 2001, 21(3): 64-68.
XU X S, WAN F, YIN F G, et al. Environment facies, ecological facies and diagenetic facies of Baota Formation, of late ordovina[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2001, 21(3): 64-68. (in Chinese with English abstract)

[17] 戴霜, 黄永波, 赵杰, 等. 六盘山群沉积物磁化率记录的早白垩世气候变化 [J]. 地学前缘, 2010, 17(3): 242-249.
DAI S, HUANG Y B, ZHAO J, et al. The climate change during 128.11-119.05 Ma recorded by the susceptibility of the sediments of Liupanshan Group[J]. Earth Science Frontiers, 2010, 17(3): 242-249. (in Chinese with English abstract)

[18] 李明涛, 李黎明, 梁志荣. 宁夏同心地区古近纪-新近纪沉积岩地球化学特征及意义 [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2020, 39(2): 304-318.
LI M T, LI L M, LIANG Z R. Geochemical characteristics and their significances of the Paleogene-Neogene sedimentary rocks in the Tongxin area, Ningxia, China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2020, 39(2): 304-318. (in Chinese with English abstract)

[19] 何伟, 王金敏, 海连富, 等. 炭山地区延安组下部泥质岩元素地球化学特征及其地质意义: 以固油-1井为例 [J]. 中国煤炭地质, 2019, 31(2): 7-14.
HE W, WANG J M, HAI L F, et al. Elemental geochemical features of argillaceous rock in tanshan area Yan'an Formation Lower part: A case study of Well GY-1[J]. Coal Geology of China, 2019, 31(2): 7-14. (in Chinese with English abstract)

[20] 薛敏, 刘招君, 孙平昌, 等. 抚顺、桦甸、龙口含矿区始新统高品质油页岩特征及地质意义 [J]. 中国煤炭地质, 2018, 30(6): 41-46+47.
XUE M, LIU Z J, SUN P C, et al. Eocene high quality oil shale features and geological significance in Fushun, Huadian and Longkou ore-bearing areas[J]. Coal Geology of China, 2018, 30(6): 41-46+47. (in Chinese with English abstract)

[21] 宋青磊, 刘招君, 胡菲, 等. 松辽盆地扶余—长春岭地区上白垩统青山口组油页岩品质特征及意义 [J]. 世界地质, 2016, 35(2): 487-494.
SONG Q L, LIU Z J, HU F, et al. Oil shale characteristics of Upper Cretaceous Qiangshankou Formation in Fuyu-Changchunling area of Songliao Basin and its significance[J]. Global Geology, 2016, 35(2): 487-494. (in Chinese with English abstract)

[22] YU H H, TANG J P, ZHANG X, et al. Analysis of effective pyrolysis zone and heat loss in oil shale reservoir with random fractures[J]. ACS Omega, 2023, 8(48): 45687-45699.

[23] 李宁, 闫伟林, 武宏亮, 等. 松辽盆地古龙页岩油测井评价技术现状、问题及对策 [J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 117-128.
LI N, YAN W L, WU H L, et al. Current situation, problems and countermeasures of the well-logging evaluation technology for Gulong shale oil[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 117-128. (in Chinese with English abstract)

[24] WANG J X, XU Y B, SUN P C, et al. Prediction of organic carbon content in oil shale based on logging: A case study in the Songliao Basin, Northeast China[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 2022, 8(2): 44.

[25] 徐银波, 姚树青, 罗晓玲, 等. 新疆三塘湖盆地石头梅地区芦草沟组油页岩测井响应特征及识别模型 [J]. 地质通报, 2023, 42(11): 1808-1817.
XU Y B, YAO S Q, LUO X L, et al. Logging response characteristics and identification model of oil shale of Lucaogou Formation in Shitoumei area of Santanghu Basin, Xinjiang[J]. Geological Bulletin of China, 2023, 42(11): 1808-1817. (in Chinese with English abstract)

[26] 郑奎, 杨晋玉, 胡晓雪, 等. 胡尖山-姬塬地区长7段油页岩定性定量评价及长9油藏勘探评价 [J]. 长江大学学报(自然科学版),

2022, 19(5): 27-36.
ZHENG K, YANG J Y, HU X X, et al. Qualitative and quantitative evaluation of Chang 7 oil shale and exploration evaluation of Chang 9 reservoir in Hujianshan-Jiyuan area[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2022, 19(5): 27-36. (in Chinese with English abstract)

[27] HOU L H, MA W J, LUO X, et al. Hydrocarbon generation-retention-expulsion mechanism and shale oil producibility of the Permian Lucaogou shale in the Junggar Basin as simulated by semi-open pyrolysis experiments[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 125: 104880.

[28] 邬立言, 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 L Y, GU X Z. The application of pyrolysis technique in source rock research[J]. Acta Petrolei Sinica, 1986, 7(2): 13-19. (in Chinese with English abstract)

[29] SABERI F, HOSSEINI-BARZI M. Effect of thermal maturation and organic matter content on oil shale fracturing[J]. International Journal of Coal Science & Technology, 2024, 11(1): 16.

[30] 赵隆业, 陈基娘, 王天顺. 我国油页岩的成分和品级划分 [J]. 现代地质, 1991, 5(4): 423-429.
ZHAO L Y, CHEN J N, WANG T S. Grade dividing and compositionof oil shale in China[J]. Geoscience, 1991, 5(4): 423-429. (in Chinese with English abstract)

[31] 郭伟, 冯庆来, KHAN M Z. 重庆焦页 143-5 井五峰组−龙马溪组黑色页岩有机质富集机理 [J]. 地球科学, 2021, 46(2): 572-582.
GUO W, FENG Q L, KHAN M Z. Organic matter enrichment mechanism of black shale in Wufeng-Longmaxi Formations: A case study from Jiaoye 143-5 Well at Chongqing[J]. Earth Science, 2021, 46(2): 572-582. (in Chinese with English abstract)

[32] NESBITT H W, YOUNG G M. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites[J]. Nature, 1982, 299(5885): 715-717.

[33] 张永生, 杨玉卿, 漆智先, 等. 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组含盐岩系沉积特征与沉积环境 [J]. 古地理学报, 2003, 5(1): 29-35.
ZHANG Y S, YANG Y Q, QI Z X, et al. Sedimentary characteristics and environments of the salt-bearing series of Qianjiang Formation of the Paleogene in Qianjiang Sag of Jianghan Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2003, 5(1): 29-35. (in Chinese with English abstract)

[34] 张参. 鄂尔多斯盆地西缘及邻区侏罗纪延安期原始盆地沉积面貌恢复 [D]. 西安: 西北大学, 2010.
ZHANG C. Restoration of the Yan'an period of Jurassic Basin in the western margin and adjacent areas of Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2010. (in Chinese with English abstract)

[35] 许中杰, 程日辉, 王嘹亮, 等. 南海北部陆缘早侏罗世海平面变化的古盐度记录 [J]. 沉积学报, 2009, 27(6): 1147-1154.
XU Z J, CHENG R H, WANG L L, et al. Paleosalinity records to sea level change of the northern margin of the South China Sea in Early Jurassic[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(6): 1147-1154. (in Chinese with English abstract)

[36] TRIBOVILLARD N, ALGEO T J, LYONS T, et al. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: An update[J]. Chemical Geology, 2006, 232(1/2): 12-32.

[37] MEYERS S R. Production and preservation of organic matter: The significance of iron[J]. Paleoceanography, 2007, 22(4): 1-16.

[38] ALGEO T J, KUWAHARA K, SANO H, et al. Spatial variation in sediment fluxes, redox conditions, and productivity in the Permian-Triassic Panthalassic Ocean[J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2011, 308(1/2): 65-83.

[39] HATCH J R, LEVENTHAL J S. Relationship between inferred redox potential of the depositional environment and geochemistry of the Upper Pennsylvanian (Missourian) Stark Shale Member of the Dennis Limestone, Wabaunsee County, Kansas, U. S. A[J]. Chemical Geology, 1992, 99(1/2/3): 65-82.

[40] 徐清海, 吴楠, 王健, 等. 银川盆地清水营组咸化湖盆沉积特征与湖盆演化 [J]. 地球科学, 2023, 48(1): 317-328.
XU Q H, WU N, WANG J, et al. Sedimentary characteristics and lake basin evolution of salinized lake basin of Qingshuiying Formation in Yinchuan Basin[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 317-328. (in Chinese with English abstract)

[41] XIAO X M, ZHAO B Q, THU Z L, et al. Upper Paleozoic petroleum system, Ordos Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2005, 22(8): 945-963.

[42] 张新乐, 平宏伟, 杨鑫, 等. 鄂尔多斯盆地南缘泾河油田长 7 段烃源岩生、排烃期与油气成藏期对比 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(1): 108-121.
ZHANG X L, PING H W, YANG X, et al. Comparison of hydrocarbon generation, expulsion periods, and accumulation periods of source rocks in Member 7 of the Yanchang Formation in the Jinghe Oilfield, southern Ordos Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(1): 108-121. (in Chinese with English abstract)

[43] CAO H, SUN Z L, JIANG Z K, et al. Source origin and ore-controlling factors of hydrothermal sulfides from the Tianzuo hydrothermal field, Southwest Indian Ridge[J]. Ore Geology Reviews, 2021, 134: 104168.

[44] 辛红刚, 田杨, 冯胜斌, 等. 鄂尔多斯盆地典型夹层型页岩油地质特征及潜力评价: 以宁 228 井长 7 段为例 [J]. 地质科技通报, 2023, 42(3): 114-124.
XIN H G, TIAN Y, FENG S B, et al. Geological characteristics and potential evaluation of typical interlayer shale oil in the Ordos Basin: A case study of the Chang 7 Member of Well Ning228[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(3): 114-124. (in Chinese with English abstract)

[45] HAN S J, SANG S X, LIANG J J, et al. Characteristics and genesis of diachronous Carboniferous volcano-sedimentary sequences: Insights from geochemistry, petrology and U-Pb dating in the North Junggar Basin, China[J]. International Geology Review, 2019, 61(4): 404-423.

[46] 海连富, 陶瑞, 张晓军, 等. 宁夏卫宁北山地区金场子金矿区找矿模型及成矿预测 [J]. 地质科技通报, 2023, 42(2): 19-32.
HAI L F, TAO R, ZHANG X J, et al. Prospecting model and metallogenic prediction of the Jinchangzi gold deposit in the Weiningbeishan area, Ningxia[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(2): 19-32. (in Chinese with English ab-

stract)
[47] ZHAO D F, GUO Y H, WANG G, et al. Organic matter enrichment mechanism of Youganwo Formation oil shale in the Maoming Basin[J]. Heliyon, 2023, 9(2): e13173.

Summary for "鄂尔多斯盆地西南缘侏罗系延安组油页岩发育特征及其古环境恢复"

Characteristics of oil shale development and paleoenvironment restoration of Jurassic Yan'an Formation in southwestern Ordos Basin

YANG Jun[1], XU Qinghai[1*], MU Caixia[2], HAI Lianfu[3], XU Haowei[1], YANG Zhiyu[1]

1. School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan 430100, China;
2. School of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China;
3. Ningxia Institute of Mineral Geological Survey(Autonomous Region Institute of Mineral Geology), Yinchuan 750021, China

First author, E-mail: yangjun001229@163.com
* Corresponding author, E-mail: qinghai.xu@yangtzeu.edu.cn

Abstract: [**Objective**] The Jurassic Yan'an Formation in the southwestern Ordos Basin hosts numerous oil shale deposits associated with coal, as well as some non-associated oil shale. However, detailed studies on the characteristics and sedimentary environment of these oil shales have been limited over the years. [**Methods**] This study analyzed oil shale samples from various wells in the study area, focusing on their industrial indices, geochemistry properties, and sedimentary paleoenvironment. Oil shale was studied using low-temperature retorting, rock pyrolysis, measurement of major and trace elements, and gas chromatography. [**Results**] The oil-bearing ratio in the study area ranges from 3.8% to 6.7%, with ash content between 44.81% and 75.58%, total sulfur from 0.31% to 2.29%, and the calorific value is 11.95 kJ/g (average value). The logging curves show the characteristics of high gamma, high resistivity, and negative abnormal natural potential, distinguishing the oil shale from coal seams and mudstones. The dominant organic matter type is type II_2. The organic matter is abundant, primarily immature to low-maturity, and classified as medium quality, siliceous ash, and extra-low sulfur oil shale. The main elements in the oil shale are SiO_2 (average 48.26%) and Al_2O_3 (average 17.57%), with notable enrichment in micronutrients such as Sr, Th, and U, and depletion in Ni, V, and B. This suggests more potassium-containing minerals and higher stable components in the study area. Based on paleoenvironmental element markers and saturated hydrocarbon chromatography, the organic matter is mainly of mixed origin, with moderate ancient productivity. The sedimentary environment was a warm, humid, continental freshwater depression, with redox conditions playing a key role in organic matter enrichment. A sedimentary evolution model for the oil shale in the Yan'an Formation across varying depositional periods has been established. [**Conclusion**] These findings provide valuable theoretical guidance and technical support for the exploration and development of the Jurassic oil shale in the southwestern margin of the Ordos Basin.

Key words: Ordos Basin; Yan'an Formation; oil shale; paleoenvironment; organic matter accumulation

Received: 2024-04-19; Revised: 2024-07-25; Accepted: 2024-07-26

doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240171