

文章编号:1000-0550(2025)04-1163-15

鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组海相页岩气形成条件与勘探潜力

黄军平¹,张才利²,谭开俊¹,黄正良²,史江龙¹,张艳¹,李相博¹,郭玮²,冯明¹,王菁¹

1. 中国石油勘探开发研究院西北分院,兰州 730020

2. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院,西安 710018

摘要 【目的】为了解鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组海相页岩气形成的地质条件及勘探潜力,有效指导中国北方海相页岩气的勘探。【方法】综合利用有机地球化学、全岩X射线衍射(XRD)、场发射扫描电镜与热模拟等实验分析,结合区域构造演化特征,开展了乌拉力克组页岩分布及地球化学特征、储集层特征与保存条件等页岩气形成条件与勘探潜力的综合研究。【结果】(1)鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组地层厚度变化较大,北段和中段介于10~80 m,南段最厚超过1 100 m。页岩中总有机碳含量介于0.10%~1.40%,以I型(腐泥型)有机质为主,但北段和中段页岩埋深大、热演化程度高,处于生气阶段;南段受构造作用影响,热演化程度从成熟到高成熟阶段,既生油也生气。(2)乌拉力克组页岩孔隙类型丰富,发育粒间孔、粒内孔、微裂缝及少量有机质孔。与四川盆地龙马溪组页岩相比,乌拉力克组页岩孔隙度偏低,但其脆性矿物含量较高,微裂隙发育,渗透率比龙马溪组页岩好。(3)下伏克里摩里组与上覆拉什仲组主要发育灰岩、页岩夹薄层灰岩,均具有较好的封闭性能,为乌拉力克组页岩气的富集提供了有利保存和封隔空间。【结论】从乌拉力克组地层分布、生烃潜力、可压裂性与保存条件等综合分析认为盆地西缘北段铁克苏庙南、中段古峰庄西为有利区带,具有较好的海相页岩气勘探潜力。

关键词 海相页岩气;形成条件;勘探潜力;乌拉力克组;鄂尔多斯盆地西缘

第一作者简介 黄军平,男,1983年出生,博士,高级工程师,油气成藏与深水细粒沉积,E-mail: cnhjp2007@163.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2024.083

CSTR: 32268.14/j.ejxb.62-1038.2024.083

0 引言

近年来,中国海相页岩气的勘探取得了较大进展,已经在四川盆地五峰—龙马溪组实现了页岩气的商业化开发^[1],在下寒武统牛蹄塘组^[2]、筇竹寺组也陆续实现了页岩气的勘探突破,展示出海相页岩巨大的勘探潜力。但这些勘探发现主要集中在扬子板块,位于华北板块的鄂尔多斯盆地西缘和南缘实际上也发育一套中奥陶统乌拉力克组(或平凉组下段)海相页岩。2019年,ZP1井在乌拉力克组海相页岩中试气获井口无阻流量 $26.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产气流^[3],首次实现了北方海相页岩气的勘探突破。老

井复查,发现乌拉力克组海相页岩中具备较好的气测显示,多口探井也获得了低产气流,展示出中国北方海相页岩气同样具有较大的勘探潜力^[3-5]。鉴于此,本文对鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组海相页岩气形成的地质条件和勘探潜力进行了综合分析,以期为中国北方海相页岩气的勘探提供借鉴和参考。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于华北板块西缘,是一个稳定沉降、拗陷迁移、扭动明显的多旋回沉积型克拉通含油气盆地^[6],构造上包括西缘冲断带、天环拗陷、伊陕

收稿日期:2024-04-28;修回日期:2024-06-27;录用日期:2024-08-23;网络出版日期:2024-08-23

基金项目:中国石油天然气股份有限公司“十四五”前瞻性基础性重大科技项目(2021DJ1904);中国石油天然气股份有限公司油气和新能源分公司科技项目(2023YQX10101, 2023YQX10105) [Foundation: Forward-looking Basic Strategic Technology Research Project, No. 2021DJ1904; Technology Project of Oil & Gas and New Energy Branch, China National Petroleum Corporation, No. 2023YQX10101, 2023YQX10105]

斜坡、晋西挠褶带、伊盟隆起、渭北隆起等6个一级构造单元^[7-8]。鄂尔多斯盆地西缘横跨西缘冲断带及天环拗陷两个构造单元(图1a),其中西缘冲断带内构造活动较为活跃,南北向断裂和逆冲断层发育^[3,9]。西缘北段和中段,乌拉力克页岩发育,南段则平凉组页岩(其下段相当于乌拉力克组)发育(图1b)。总体,乌拉力克组在盆地西缘呈南北向展布,分布面积约为 $5 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[3]。

早古生代,鄂尔多斯盆地西缘位于鄂尔多斯台地与古祁连—秦岭洋之间,具有被动大陆边缘性质。奥陶纪构造活跃,受祁连—秦岭古洋盆和华北板块对冲影响,造成鄂尔多斯盆地本部抬升西缘沉降,同时期全球海平面大幅度上升,最终在盆地西缘发育

了一套深水沉积体系,且地层较全、厚度较大^[3]。鄂尔多斯盆地西缘奥陶系从下而上发育有下奥陶统三道坎组、桌子山组和克里摩里组,中奥陶统乌拉力克组(对应平凉组下段)、拉什仲组和上奥陶统公务素组及蛇山组(图1b)。乌拉力克组为一套镶边的陆缘海沉积^[10],自东向西水体逐渐变深,发育深水斜坡相—广海陆棚相—盆地相沉积体系^[3],其中深水斜坡相和广海陆棚相为缺氧还原环境,利于乌拉力克组烃源岩的发育;盆地相内由于水体较深,不利于生物生存,烃源岩生烃潜力条件较差^[3]。总体上,乌拉力克组以深灰—灰黑色含灰泥岩和泥页岩沉积为主,岩性丰富,包括页岩、白云质泥岩、灰质泥岩、泥质灰岩及泥质白云岩等^[4,6]。

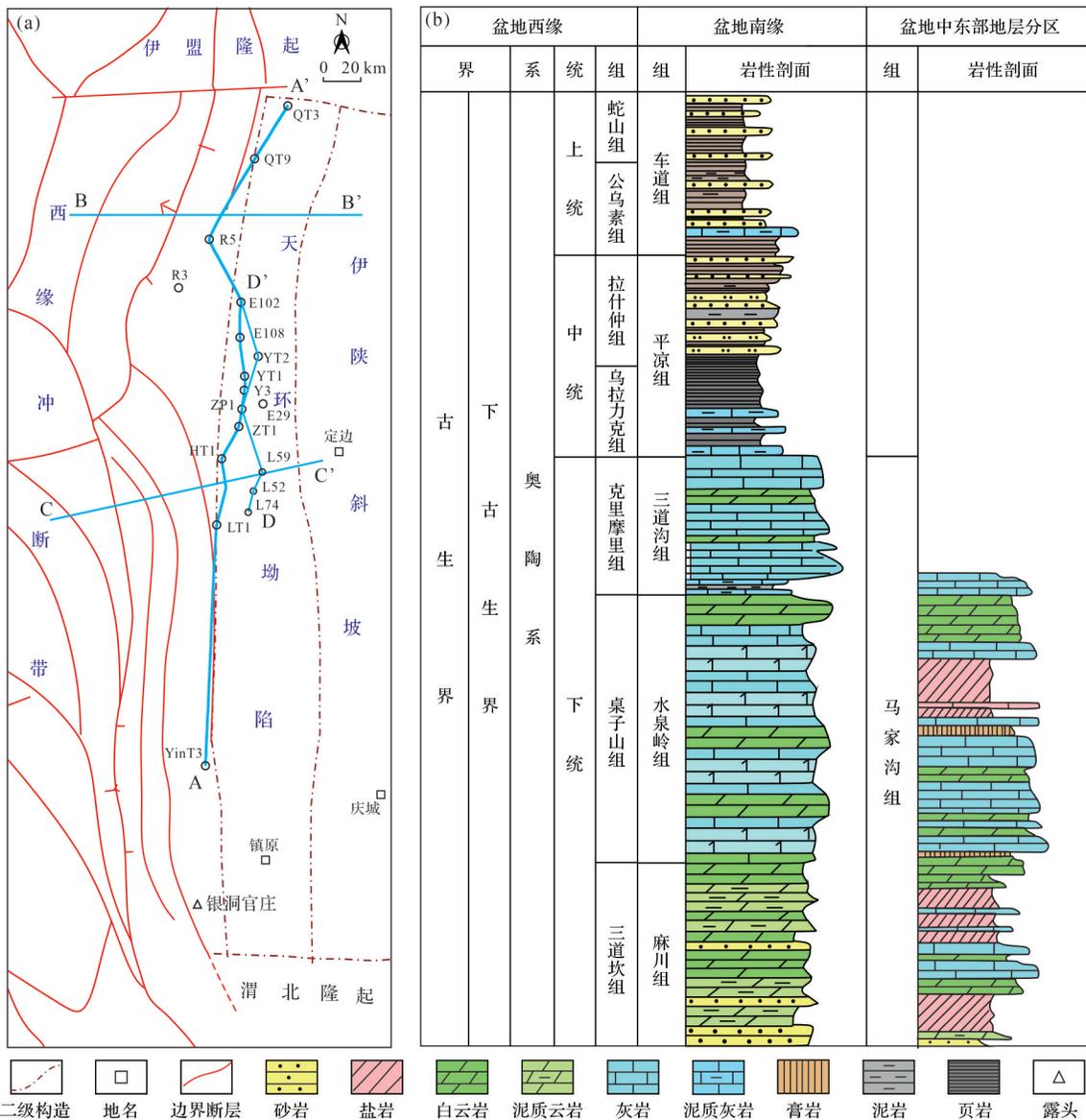


图1 鄂尔多斯盆地西缘(a)构造分区及(b)奥陶系综合地层柱状图(据文献[3]修改)

Fig.1 The structural units (a) and Ordovician comprehensive stratigraphic column (b) in the western Ordos Basin (modified from reference [3])

2 海相页岩气形成条件

2.1 海相页岩分布特征

中一晚奥陶世,鄂尔多斯盆地西缘分属两个不同的沉积体系,盆地西缘北段和中段属于祁连海域沉积体系,盆地西缘南段属于秦岭海域沉积体系^[3]。构造活动的叠加使得盆地西缘不同地区乌拉力克组(或平凉组下段)地层厚度的差异较大。从近南北向连井地层对比图可以看出,盆地西缘乌拉力克组发育3个生烃次凹,生烃次凹内乌拉力克组烃源岩发育(图2)。盆地西缘北段和中段,依次发育铁克苏庙—横山堡次凹和李庄子—古峰庄次凹,最大厚度超过80 m。西缘南段地区发育银洞子次凹,受逆冲推覆作用的影响,最大厚度超过1 100 m(图2)。这一认识与前人认为的广海陆棚相、深水陆棚相和斜坡相内乌拉力克组烃源岩最为发育的观点一致^[3]。

钻井—地震资料联合预测了盆地西缘乌拉力克组地层厚度的分布(图3),预测结果与连井地层对比

一致,即盆地西缘从北到南,主要发育3个生烃次凹。乌拉力克组地层厚度变化较大,西缘北段和中段地层厚度介于10~80 m,西缘南段则为100~1 100 m。

2.2 海相页岩地球化学特征

2.2.1 有机质丰度

有机质为泥页岩中生成烃类提供了物质基础。有机质含量越高,其生成油气潜力越大,故有机质丰度是进行页岩气评价的核心指标^[11]。本次研究从9口探井中采集了具有代表性的127块乌拉力克组(或平凉组下段)泥页岩岩心样品,进行了总有机碳(TOC)含量和岩石热解分析。乌拉力克组泥页岩TOC含量主要介于0.01%~1.40%。游离烃 S_1 值介于0.01~0.57 mg/g,热解烃 S_2 值介于0.01~1.11 mg/g,生烃潜力(S_1+S_2)总体较小,介于0.01~1.96 mg/g,平均值为0.47 mg/g(图4)。为明确乌拉力克组泥页岩TOC含量的纵向变化规律,寻找纵向TOC发育的甜点段,采用 $\Delta \lg R$ 法计算乌拉力克组泥页岩的测井TOC含量^[12]。但受乌拉力克组岩性与含气性对声波时差(AC)的影响, $\Delta \lg R$ 方法预测的页岩TOC含量

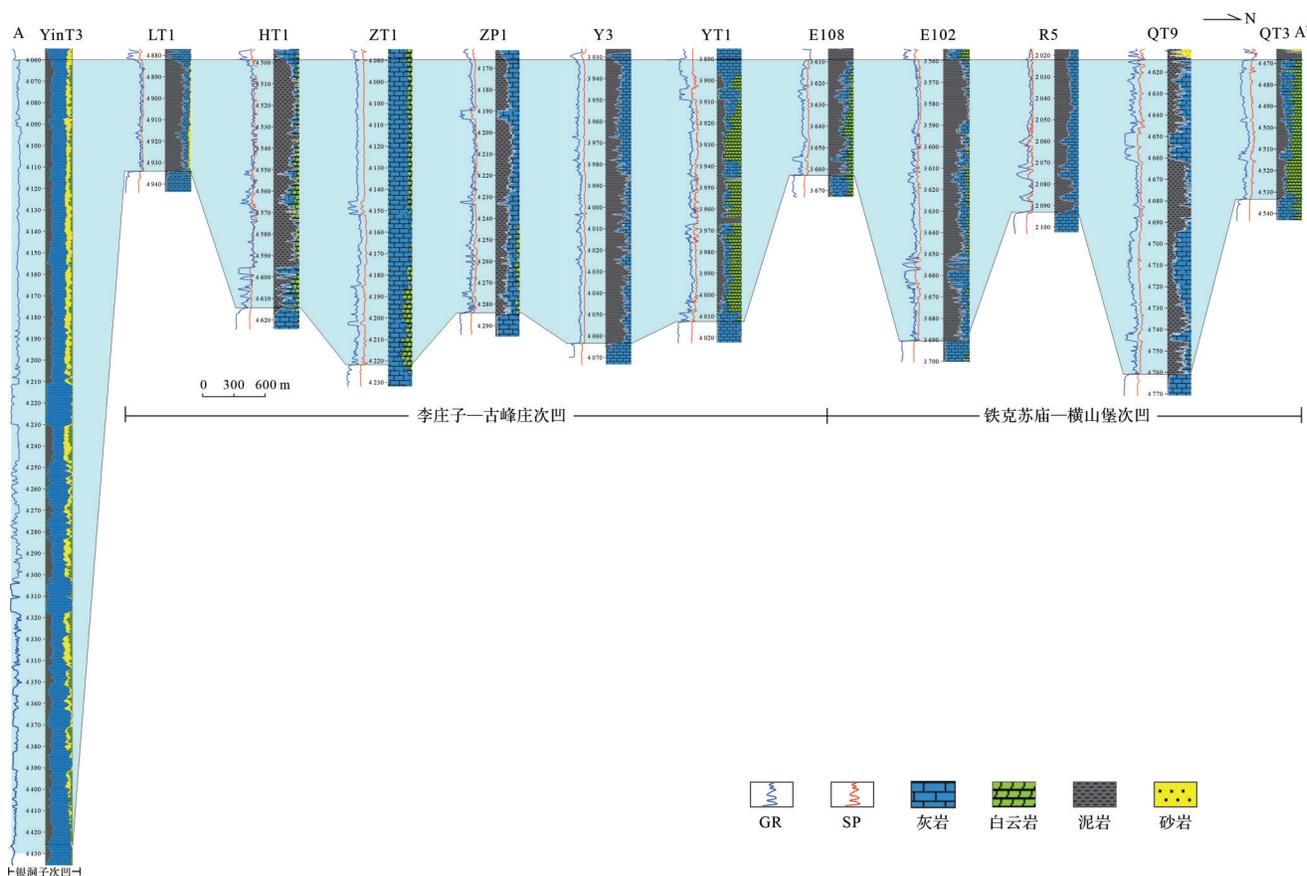


图2 鄂尔多斯盆地西缘 YinT3-QT3 南北向连井乌拉力克组地层厚度对比图(乌拉力克组顶拉平,剖面位置见图1a)
 Fig.2 Comparison of wells YinT3-QT3 strata thicknesses of the Wulike Formation in the western Ordos Basin (the top boundary of the Wulike Formation is flattened for clarity, profile location shown in Fig.1a)

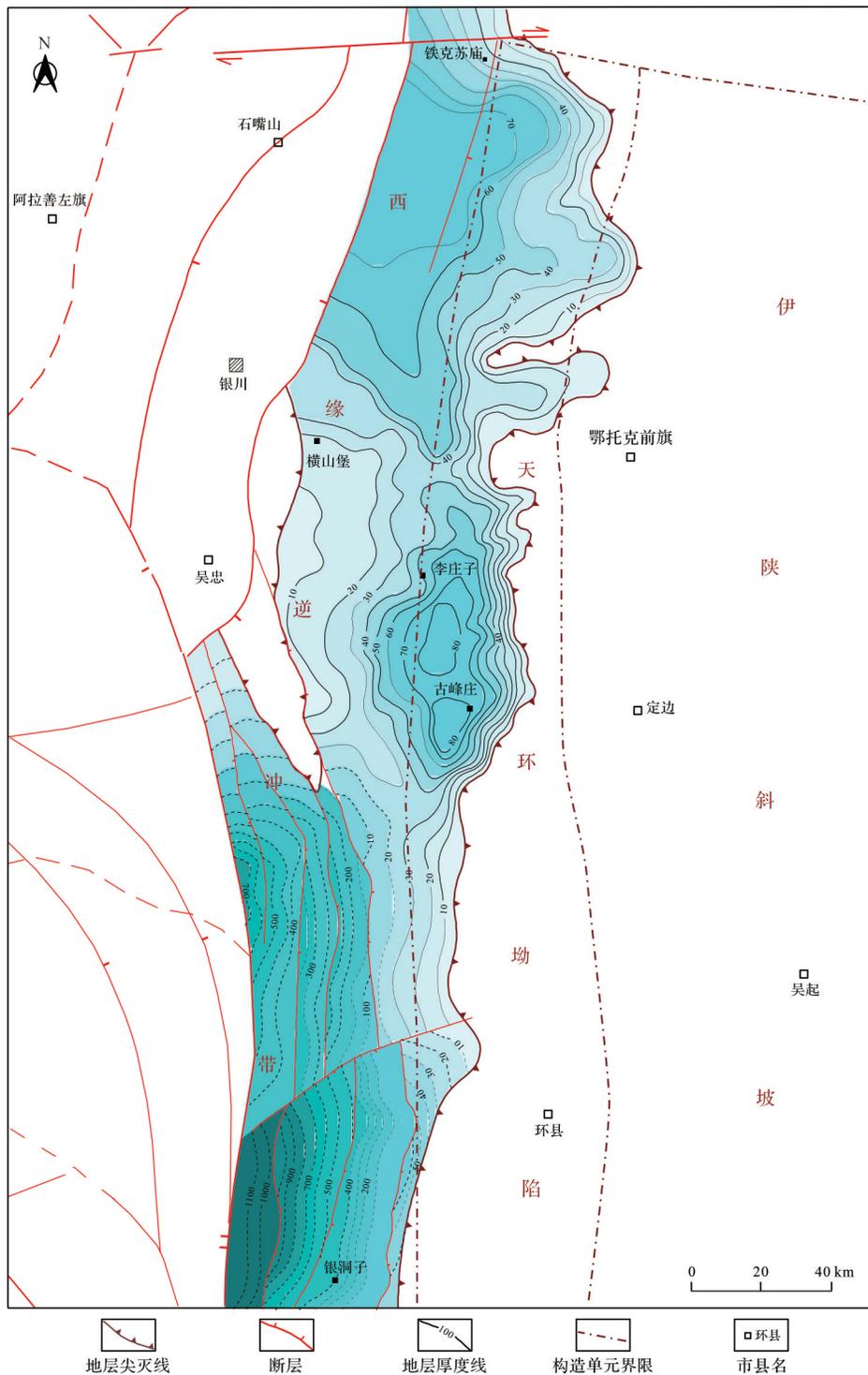
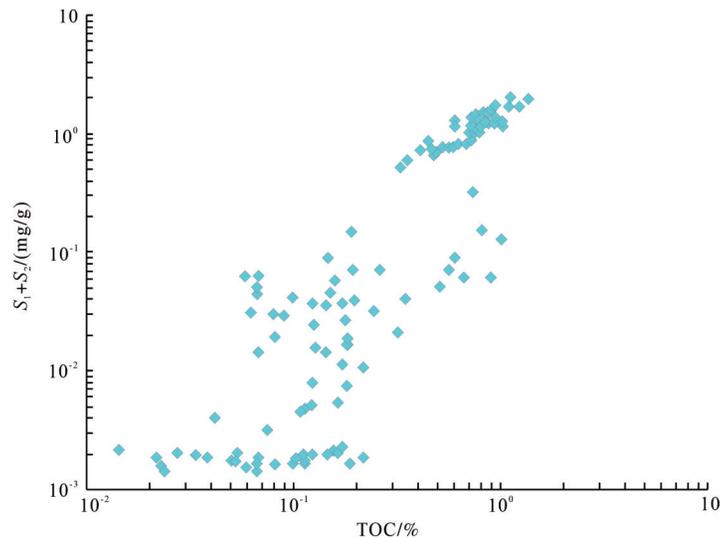


图3 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组地层厚度分布图
 Fig.3 Isopach map of the Wulalike Formation in the western Ordos Basin

效果不佳,符合率较低。经过多次试验,最终在 $\Delta \lg R$ 方法基础上,利用对烃源岩敏感的自然伽马(GR)、声波时差(AC)和深(浅)侧向电阻率3条测井曲线综合预测了乌拉力克组泥页岩TOC含量的垂向分布变化,取得了较好的效果。通过该方法预测

了E29井乌拉力克组TOC含量分布,可以看出乌拉力克组底部TOC含量较高,页岩气富集层段TOC含量平均值为0.7%,测井计算的TOC与实验分析的TOC吻合率较高(图5),两者的相关性达到了0.71。

图4 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩TOC与 S_1+S_2 散点图Fig.4 Scatter plot of TOC and S_1+S_2 from Wulalike Formation shales in the western Ordos Basin

从图5可以看出,乌拉力克组底部约30 m范围内乌拉力克组泥页岩的TOC含量明显高于上部。同时,钻井气测资料也反映出乌拉力克组底部气测显示活跃^[3]。值得一提的是,与中国南方海相页岩气相比,鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组(或平凉组下段)泥页岩TOC含量明显偏低,低于南方扬子地区五峰组—龙马溪组页岩、牛蹄塘组页岩以及北美主要产层页岩的TOC含量,且灰质含量明显增多。

2.2.2 有机质类型

有机质类型是影响泥页岩生油气潜力的重要因素之一,不同类型的有机质生成油气的性质和潜力也不相同,腐泥型有机质以生成液态烃为主,生成天然气量较少,但是在高演化阶段滞留液态烃通常会发生裂解,生成大量天然气^[13-14]。鄂尔多斯盆地西缘南段银洞官庄剖面平凉组下段(对应于乌拉力克组)页岩中干酪根碳同位素较轻,介于 $-32.1‰$ ~ $-31.0‰$ (图6),反映了I型有机质特征^[15];页岩中有机显微组分以无定形体为主,反映有机质类型同样主要为I型、II₁型^[3-4]。此外,银洞官庄剖面平凉组下段页岩的饱和烃质量色谱图显示为前峰型分布特征(图7a),同时具有明显的C₂₇甾烷优势(图7b),进一步反映出盆地西缘南段平凉组下段页岩以低等藻类来源为主,具有较好的生油气潜力。

2.2.3 有机质热演化程度

镜质体反射率(R_o)是评价有机质热演化程度最主要的参数之一^[16-17],也是页岩气生气潜力评价的重

要参数,同时是评价页岩中有机质孔隙和甲烷的吸附能力的关键参数^[18-21],因此准确确定页岩的热演化程度对页岩气资源潜力评价具有重要意义。鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组泥页岩成熟度(R_o)在南北向存在明显差异(图8)。西缘南段地区受六盘山弧形冲断层逆冲推覆的影响^[22],造成南段不同地区乌拉力克组埋深变化较大,从而导致其热演化程度变化较大,如YinT2井平凉组底部页岩样品的 R_o 介于0.91%~1.02%^[3],平凉银洞官庄剖面 R_o 小于0.9%^[4]。而西缘北段在早白垩世地层达到了最大埋藏深度^[23],整体达到了高成熟—过成熟, R_o 值介于1.52%~2.11%。

2.3 海相页岩储层特征

2.3.1 岩性与脆性矿物含量

鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组发育页岩、含灰泥岩、灰质泥岩、泥质灰岩、白云质泥岩及泥质白云岩等。相较于国内外的含气页岩而言,碳酸盐岩矿物含量较高,介于5.8%~99.3%,平均值为47.5%。乌拉力克组泥页岩中石英含量介于0.3%~72.4%,平均值为34.7%;长石含量低,介于0~2.4%,平均值为0.9%;黏土矿物含量较低,介于0~31.2%,平均值为16.1%(图9)。需要注意的是,乌拉力克组页岩中脆性矿物含量较高,介于68.0%~99.5%,平均值为83.3%,明显高于中国南方龙马溪组页岩(58.7%)^[11,24]与北美Barnett页岩(57.9%)^[11,24],高含量的脆性矿物有利于后期页岩储层的压裂改造。

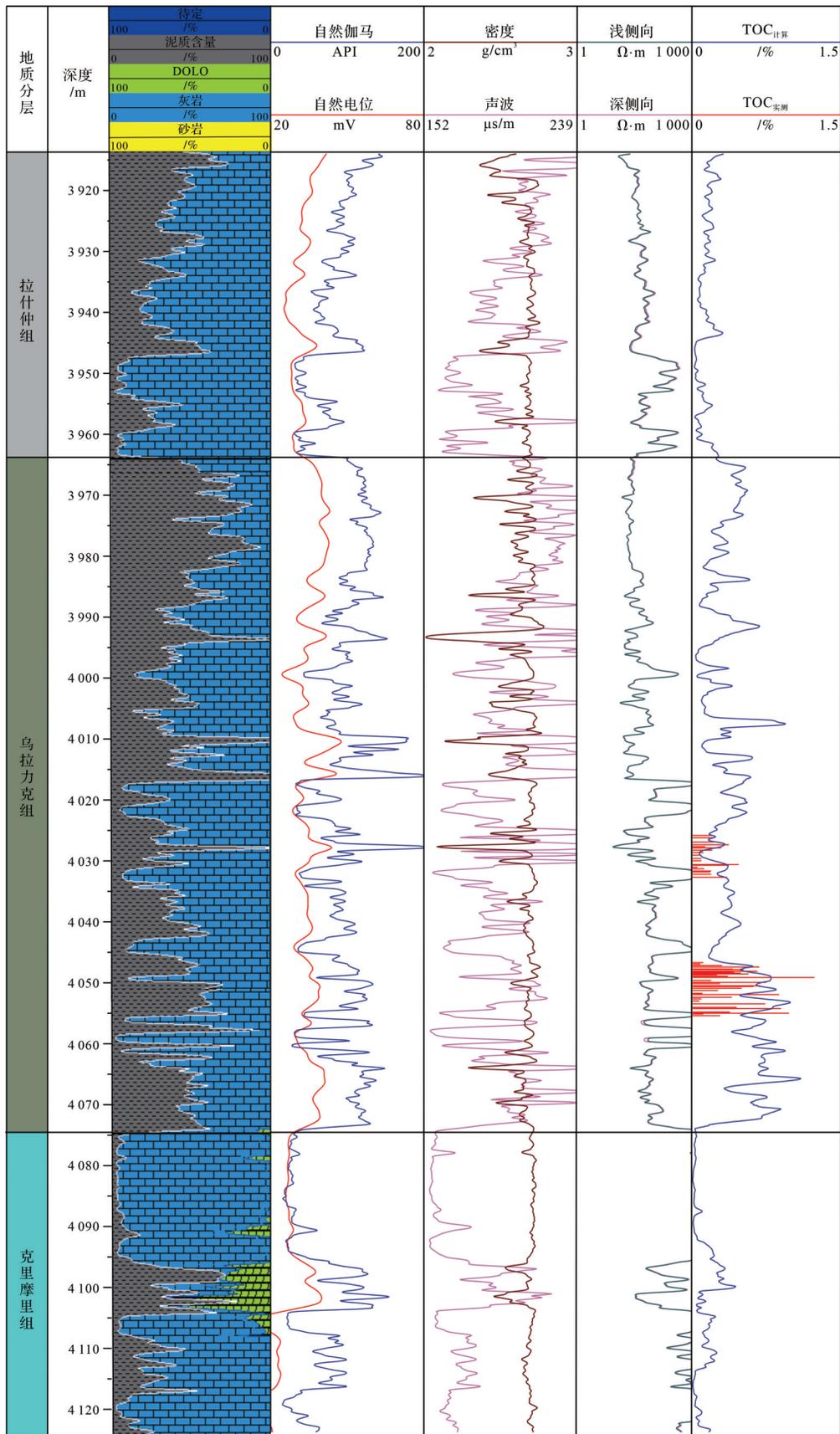


图5 E29井乌拉力克组测井TOC含量计算模型

Fig.5 Calculation model for logging TOC content in Wulalike Formation, well E29

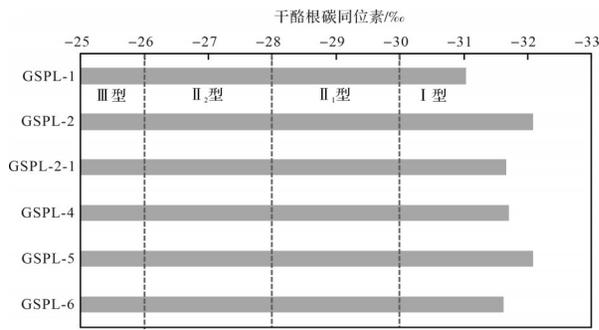


图6 鄂尔多斯盆地西缘南段银洞官庄剖面平凉组下段页岩干酪根碳同位素分布特征

Fig.6 Carbon isotope characteristics of kerogen in the lower Pingliang shales from Yindong Guanzhuang outcrop in the western Ordos Basin

2.3.2 物性特征

乌拉力克组泥页岩孔隙度较低,介于0.53%~4.40%,平均值为2.10%,明显低于四川盆地龙马溪组页岩孔隙度^[25-26](表1),与南方牛蹄塘组页岩孔隙度分布范围一致^[27-28]。乌拉力克组页岩渗透率变化范围较大,介于 $0.2 \times 10^{-7} \sim 1.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $7.75 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$ (表1)。与北美商业开采的页岩气(Barnett)渗透率($1.0 \times 10^{-10} \sim 10 \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$)相比^[29],鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩具有相对高的渗透率,这可能主要与乌拉力克组页岩中脆性矿物含量高,微裂缝发育有关。扫描电镜分析表明乌拉力克组页岩中发育粒间缝、粒内缝和粒内溶孔三种主要的储集空间类型(图10)。

2.3.3 孔隙空间类型

页岩中孔隙和裂缝是页岩气的主要赋存空间,扫描电镜(SEM)观察发现,鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组泥页岩孔隙类型多样,发育有机质孔、粒间孔、粒内孔及微裂缝4种类型,孔径大小以纳米—微米级为主(图11)。通过对大量岩心样品进行观察,

发现盆地西缘乌拉力克组页岩中有机质孔隙总体不发育,只能零星观察到部分样品中发育的有机质孔隙,且孔隙直径普遍较小,有机质孔的形状主要为圆形、椭圆形或不规则状(图11a,b)。充填有机质与矿物的边缘发育收缩孔缝(图11a)。个别充填有机质中还发育有微裂缝(图11c)。草莓状黄铁矿中可见发育的晶间孔,在草莓状黄铁矿与泥页岩矿物基质接触带的边缘也常见晶间孔隙发育(图11d)。通常,乌拉力克组泥页岩富含碳酸盐及石英等脆性矿物,白云石、方解石、长石等易溶矿物溶蚀可形成溶蚀孔(图11e),偶见金红石和磷灰石粒内溶孔(图11f,g)。除此之外,乌拉力克组页岩中还发育黏土矿物层间缝(图11h),石英颗粒间的粒间孔,孔隙呈椭圆状或不规则状(图11i)。

2.4 海相页岩气保存条件

2.4.1 构造活动

构造活动及断裂发育情况对页岩气的保存具有重要影响。通常构造稳定、断裂不发育对页岩气的保存更为有利^[30-31]。鄂尔多斯盆地西缘构造较为复杂,西缘冲断带内构造活动相对活跃,不同地区构造活动存在明显差异。北段和中段,以石炭系—二叠系煤层为界,可分为上、下两套构造变形系统^[9]。石炭系—二叠系及以上地层断裂较为发育,发育多条南北向展布的大型上陡下缓的逆冲断层和反冲断层,构造形态总体为逆冲断裂自西向东扩展。而石炭系—二叠系以下,包括乌拉力克组在内的地层则在天环坳陷内变形较弱,构造相对简单,地层厚度分布较为稳定,断裂不发育(图12)。因此,盆地西缘北段和中段,断裂对乌拉力克组的影响并不强烈,这对乌拉力克组页岩气的保存较为有利。而在西缘南段,由于逆冲断层影响,构造更为复杂,

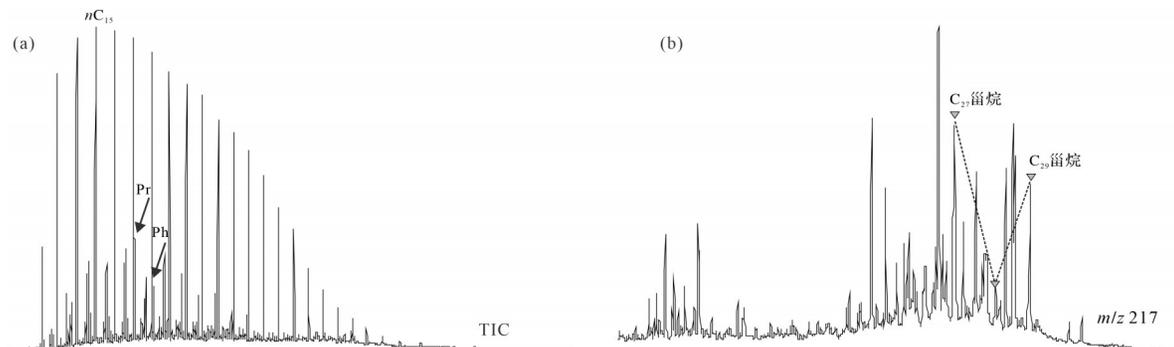


图7 银洞官庄剖面平凉组下段页岩饱和烃质量色谱图

Fig.7 Mass chromatogram of saturated hydrocarbons from lower Pingliang Formation shales, Yindong Guanzhuang outcrop

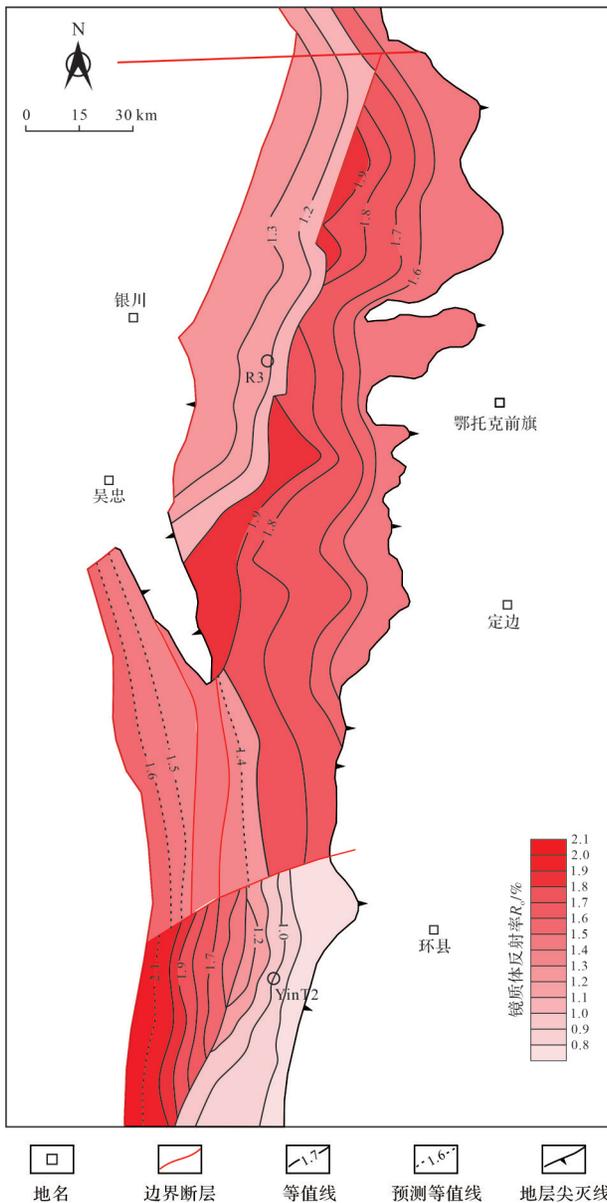


图8 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩镜质体反射率(R_v)平面图(据文献[4]修改)

Fig.8 Vitrinite reflectance (R_v) map of Wulalike Formation-shales in the western Ordos Basin (modified from reference [4])

断层常切穿蓆县系—白垩系直通地表,保存条件较北段和中段差^[30]。

表1 鄂尔多斯盆地西缘典型钻井乌拉力克组页岩孔隙度、渗透率统计表

Table 1 Porosity and permeability of typical drill cores from Wulalike Formation shales in the western Ordos Basin

层位	井	孔隙度/%			渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$			来源
		最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值	
乌拉力克组	L53	0.53	2.06	1.24	0.20×10^{-4}	3.01×10^{-2}	4.68×10^{-3}	本文
乌拉力克组	E102	1.69	4.40	3.14	1.40×10^{-4}	1.34	0.27	本文
龙马溪组	—	2.43	6.55	—	1.10×10^{-4}	3.40×10^{-4}	—	文献[26]
Barnett	—	2.00	10.00	—	1.00×10^{-7}	10.00×10^{-4}	—	文献[29]

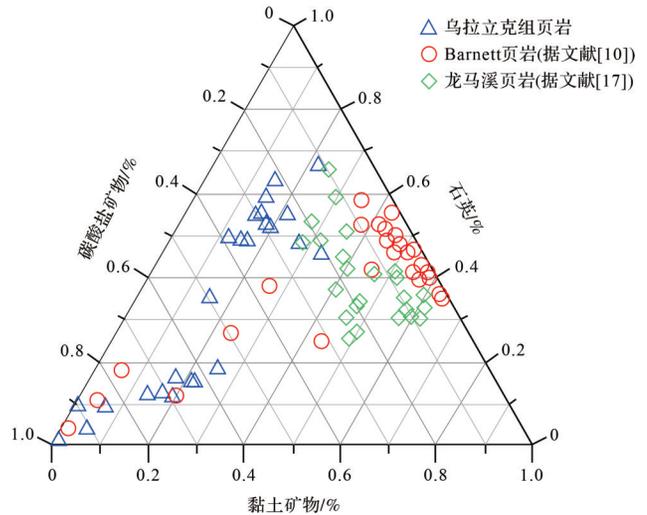


图9 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩矿物组成三角图

Fig.9 Triangle diagram of mineral compositions of Wulalike Formation shales in the western Ordos Basin

2.4.2 顶板和底板条件

克里摩里组沉积期,盆地西缘主要为海侵沉积,同上覆乌拉力克组地层为整合接触,主要发育台地边缘相、开阔台地相、斜坡相、深水陆棚相、盆地相等。岩性从下到上整体可以分为三段,下部岩性以含泥质条带泥晶灰岩为主,局部发育海绵礁灰岩、生屑灰岩;中部岩性以亮晶颗粒灰岩为主,次为泥晶灰岩,局部发育生屑灰岩等;上部则以含泥质泥晶灰岩为主,次为颗粒灰岩^[32],整体厚度可达13~120 m(图13),可以作为封闭性较好的底板。

勘探实践表明,乌拉力克组从下到上均见到气测显示,但现场解析及气测显示主要含气层深度范围集中在乌拉力克组中下部^[4](图13),有机碳分析也表明乌拉力克组下部页岩的有机碳含量明显高于中上部(图5)。乌拉力克组主要为深水沉积体系,由东向西主要发育有斜坡相、广海陆棚相和盆地相沉积体系,乌拉力克组上部主要发育泥页岩,对下部富有机质页岩生成的页岩气能起到较好的保存作用。此

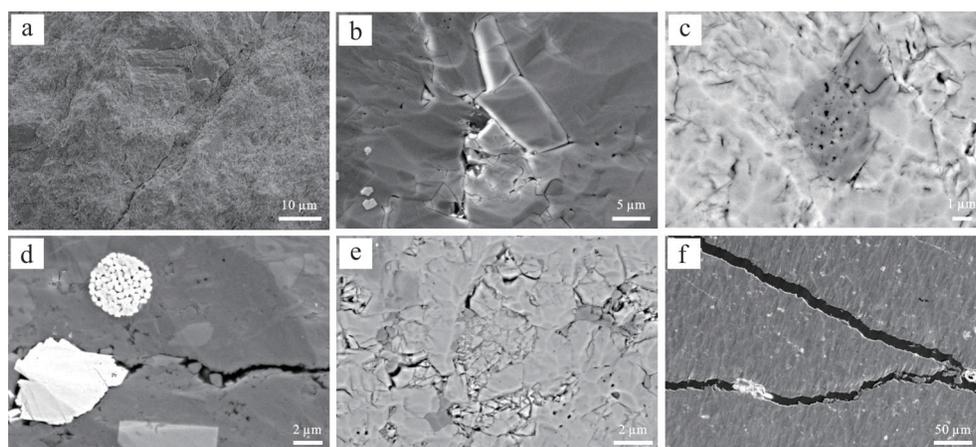


图10 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组典型页岩扫描电镜照片

(a)E102井,3 689.60 m,粒内缝;(b)L50井,4 087.65 m,粒内缝和粒内溶孔发育;(c)L53井,4 261.56 m,粒内溶孔和粒内缝发育;(d)L53井,4 258.40 m,草莓状黄铁矿内孔隙和粒内微裂缝发育;(e)L53井,4 264.80 m,粒内缝发育;(f)E102井,3 631.24 m,微裂缝发育

Fig.10 Stereoscan photograph of typical shales from the Wulalike Formation in the western Ordos Basin

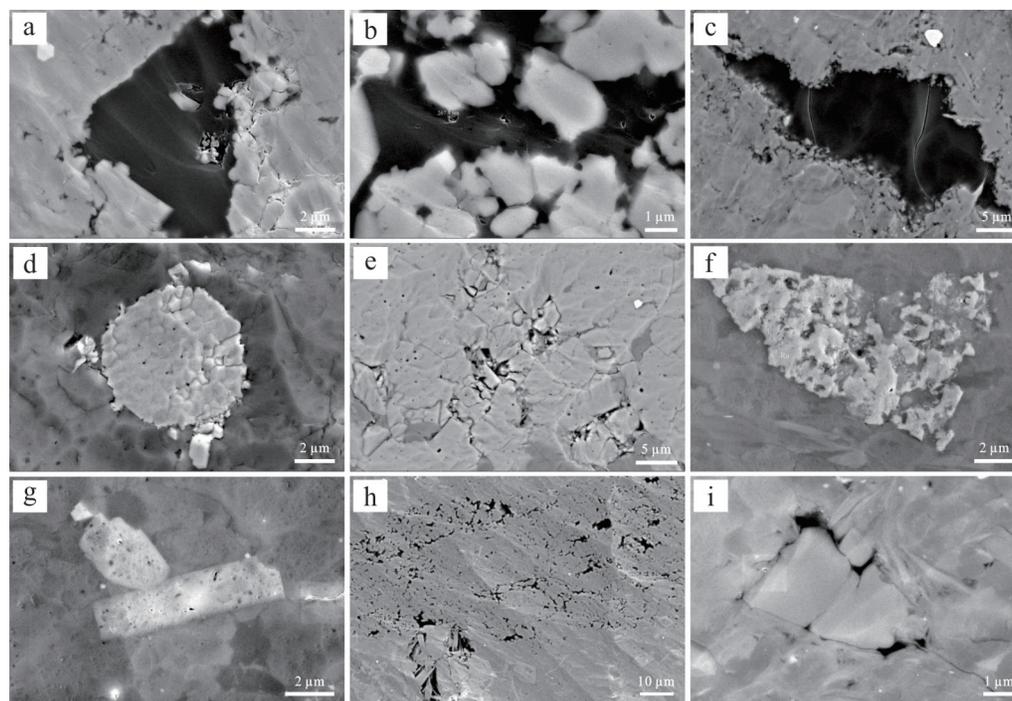


图11 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组典型页岩孔隙类型

(a)L53井,4 258.40 m,有机质孔发育;(b)L53井,4 258.40 m,有机质孔发育;(c)L53井,4 263.25 m,有机质中发育微裂缝;(d)L53井,4 261.56 m,草莓状黄铁矿内发育晶间孔;(e)L53井,4 257.11 m,方解石中发育不规则溶蚀孔;(f)L50井,4 084.33 m,金红石内发育少量粒内孔隙;(g)L50井,4 085.35 m,磷灰石内发育少量粒内孔隙;(h)L53井,4 258.40 m,黏土矿物层间缝;(i)L50井,4 086.30 m,石英颗粒间发育粒间孔

Fig.11 Typical pore types of the Wulalike Formation shales in the western Ordos Basin

外,乌拉力克组上覆的拉什仲组为一套砂泥岩组成的深水重力流沉积,岩性以灰绿色页岩为主,夹薄一中层粉砂岩、砾岩^[33],整体厚度可达38~485 m,也可形成良好的盖层,成为天然的顶板,封盖于乌拉力克组主要产气页岩之上,利于乌拉力克组页岩生成的天然气在原位保存(图13)。

3 勘探潜力

基于钻井—地震综合研究,预测了鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组地层厚度大于40 m的区域(图14),分布面积约 2×10^4 km²,显然,盆地西缘乌拉力克组地层厚度在不同地区存在明显差异。同时,结合构

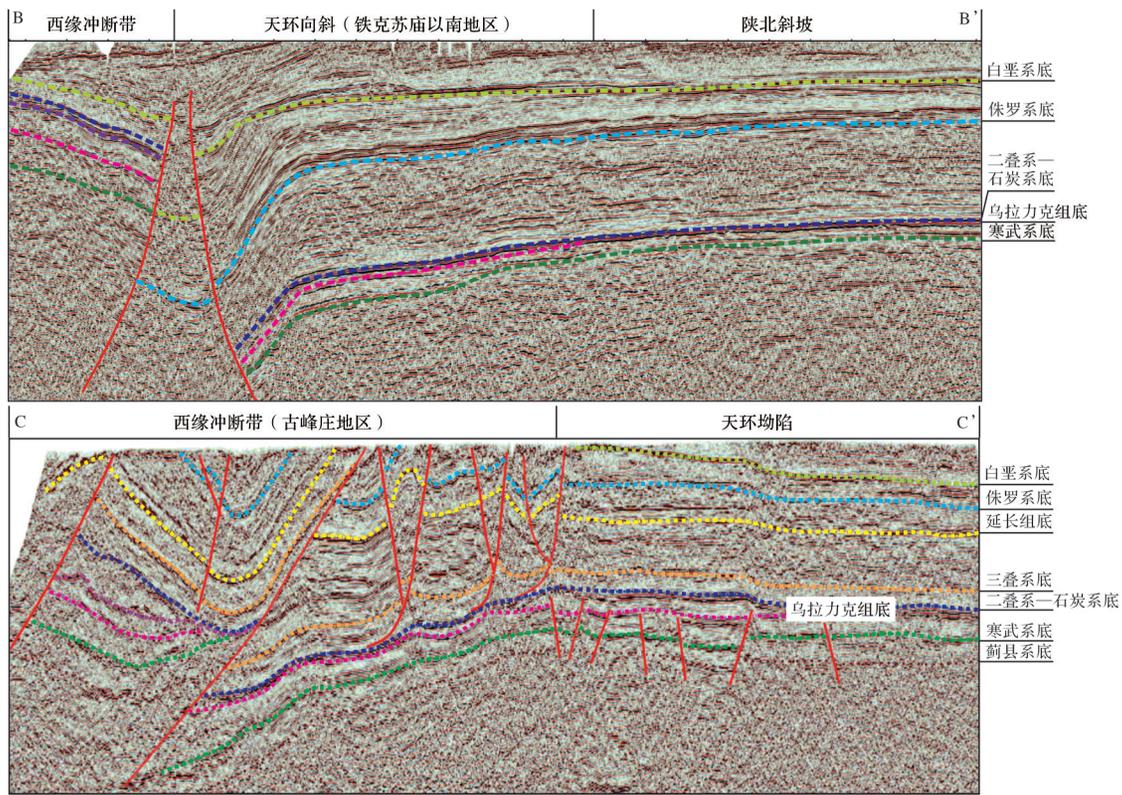


图 12 鄂尔多斯盆地西缘不同地区乌拉力克组典型地震剖面(剖面位置见图 1a, CC' 剖面, 据文献[3]修改)

Fig.12 Typical seismic profiles of the Wulalike Formation from different regions in the western Ordos Basin (profile locations shown in Fig.1a, CC' profile, modified from reference [3])

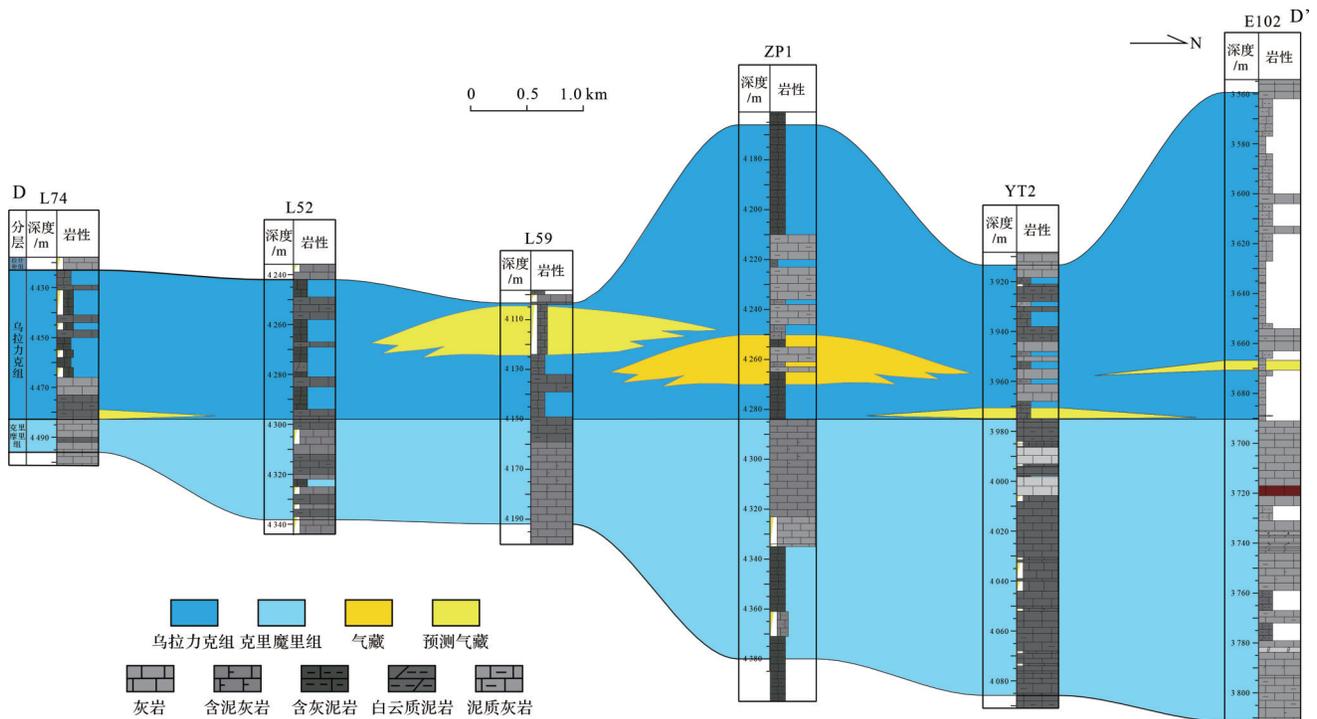


图 13 鄂尔多斯盆地西缘典型钻井拉什仲组—克里摩里组地层连井剖面图(乌拉力克组底界拉平,剖面DD' 位置见图 1a)

Fig.13 Stratigraphic thickness comparison from the Lashizhong to Kelimoli Formations in the western Ordos Basin (the lower boundary of the Wulalike Formation is flattened for clarity, profile DD' location shown in Fig.1a)

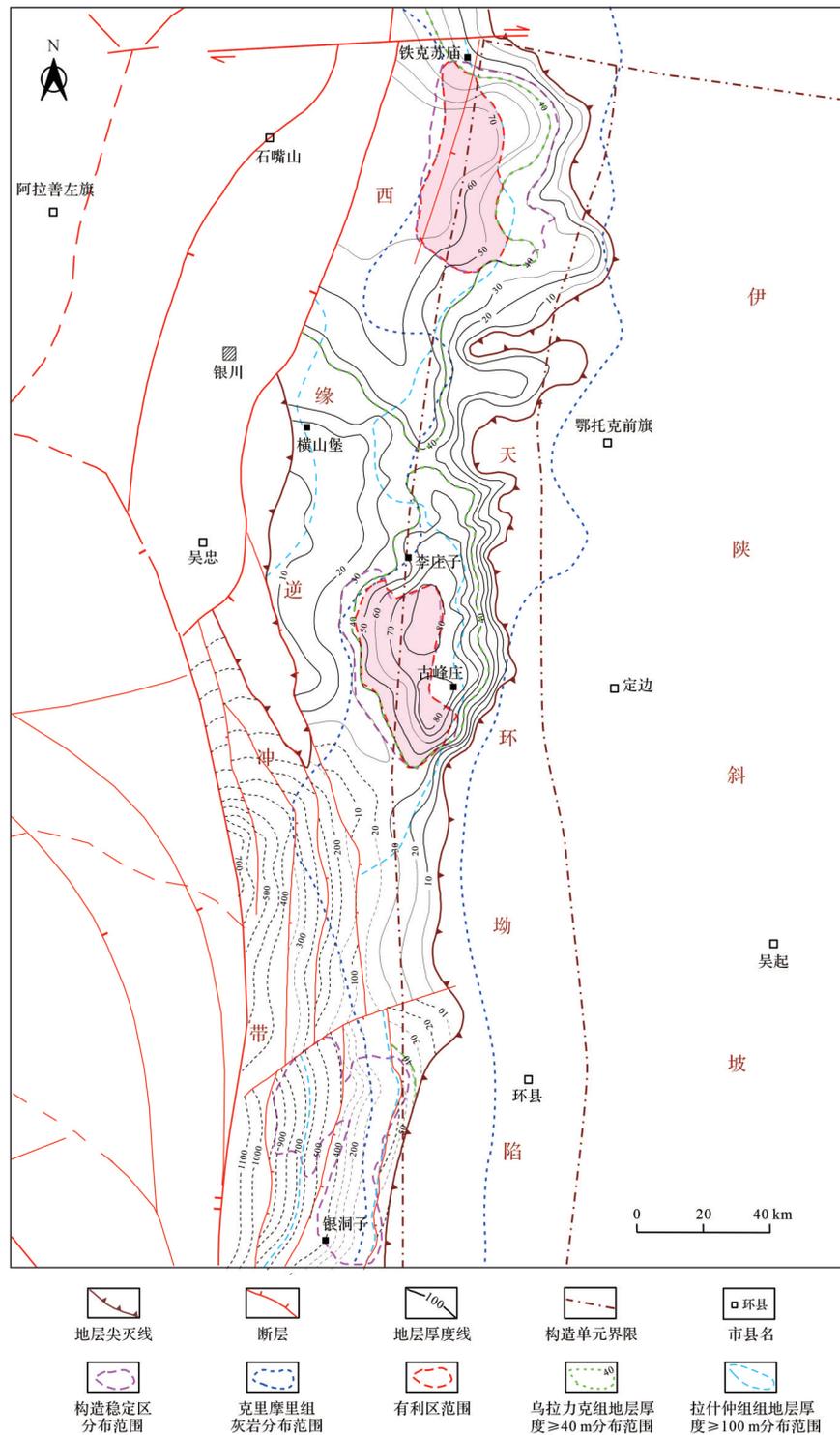


图 14 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组海相页岩气有利区带综合评价图

Fig.14 Comprehensive map of favorable zones from marine shale gas of the Wulalike Formation in the western Ordos Basin

造演化特征,预测了构造稳定区域的分布,面积约 4 681.7 km²(图 14),西缘北段和中段主要分布在天环坳陷内,南段则主要分布在西缘冲断带内。结合盆地西缘乌拉力克组地层厚度、构造活动、热演化成熟度与顶底板条件综合分析,预测了盆地西缘奥

陶系乌拉力克组海相页岩气有利区带的平面分布。其主要位于西缘北段铁克苏庙南和中段古峰庄西 2 个地区,乌拉力克组地层厚度介于 40~80 m,构造稳定,分布面积分别为 1 252.6 km²和 1 249.7 km²(图 14)。

此外,依据前人对鄂尔多斯盆地西缘南段平凉组页岩的热模拟实验^[34]结果,可以对鄂尔多斯盆地乌拉力克组海相页岩的生气潜力进行估算(图15)。由于盆地西缘北段和中段乌拉力克组页岩达到了高一过成熟度阶段,镜质体反射率达到1.90%以上,已经进入大量生气阶段,乌拉力克组页岩气态烃产率按照平凉组海相页岩的223 mg/g TOC计算(图15),据此估算出鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组海相页岩生成烃类气产率为0.95~3.19 mg/g岩石,平均为2.01 mg/g岩石,高于美国泥页岩含气量底限(0.50~1.00 mL/g岩石)^[3],推测其具有较好的页岩气生成条件;与ZP1井测井计算的总含气量(1.10~2.70 mL/g岩石)较为接近^[3],也说明了乌拉力克组页岩具有较好的封闭条件。而西缘南段平凉组页岩的镜质体反射率从东到西变化较大,从成熟—高成熟均有分布,部分地区处于生油窗范围内(图8),尚未开始大量生成天然气,以生成海相页岩油为主。

值得一提的是,鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组泥页岩中脆性矿物含量高,平均值为83.3%,以碳酸盐岩和石英矿物为主,其中石英的平均含量为34.7%,碳酸盐岩矿物的平均含量为47.5%,明显高于四川盆地龙马溪组泥页岩(58.7%)与北美Barnett页岩(57.9%)中脆性矿物含量^[11,24],更有利于后期页岩储层的压裂改造。

此外,盆地西缘乌拉力克组北段和中段断裂欠发育,具有稳定的构造保存条件。同时乌拉力克组

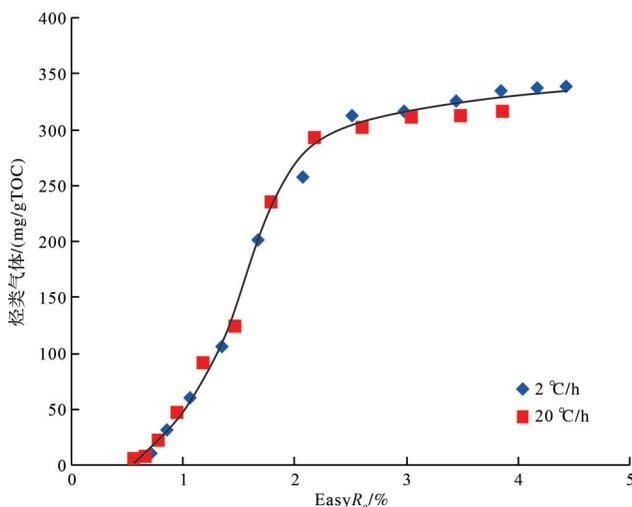


图15 鄂尔多斯盆地西南部平凉组页岩热模拟气态烃产率(据文献[34]修改)

Fig.15 Thermal simulation of gas hydrocarbon yield from Pingliang Formation shales in the southwestern Ordos Basin (modified from reference [34])

中下部富有机质页岩之下的克里摩里组灰岩,和上覆乌拉力克组中上部泥页岩及拉什仲组发育的泥页岩厚度大,具有较好的封闭性能,能为乌拉力克组海相页岩气的富集提供有利的保存和封隔空间。结合乌拉力克组地层分布,生气潜力、可压裂性、保存条件等参数,综合认为盆地西缘北段铁克苏庙南和中段古峰庄西具有较好的海相页岩气勘探潜力;而西缘南段由于逆冲推覆作用的影响,使得乌拉力克组页岩在银洞子地区除具有较好的海相页岩气勘探潜力外,还具有一定的海相页岩油勘探潜力。

4 结论

(1) 鄂尔多斯盆地西缘北段和中段乌拉力克组泥页岩具有较好的生气潜力,西缘南段由于受逆冲推覆作用影响,局部地区海相页岩成熟度较低,仍处于生油窗范围内。

(2) 乌拉力克组页岩的孔隙度整体较低,孔隙发育程度较差。但孔隙空间类型多样,发育有粒间孔、粒内溶孔、微裂缝及少量有机质孔,且其矿物组成以石英和碳酸盐矿物为主,脆性矿物含量较高,有利于后期页岩储层的压裂改造。

(3) 乌拉力克组北段和中段断裂不发育,下伏克里摩里组的灰岩与上覆拉什仲组的泥晶灰岩、泥页岩,都具有较好的封闭性能,能为乌拉力克组页岩气的富集提供有利的保存和封隔条件。

(4) 盆地西缘北段和中段埋深大,构造稳定、保存条件好的铁克苏庙以南地区和古峰庄以西的地区具有较好的海相页岩气勘探潜力。而西缘南段由于受逆冲推覆作用影响,页岩埋深变化较大,既生油也生气,故西缘南段银洞子地区除具有较好的海相页岩气勘探潜力外,还具有一定的海相页岩油勘探潜力。

致谢 中国石油长庆油田公司席胜利教授、中国石油长庆油田公司勘探开发研究院赵会涛、张雷、任军峰、井向辉等专家和中国石油勘探开发研究院西北分院郭精义高级工程师与房世平工程师也参加了相关研究工作,在此一并表示诚挚谢意!

参考文献(References)

- [1] 赵文智,贾爱林,位云生,等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J]. 中国石油勘探,2020,25(1):31-44. [Zhao Wenzhi, Jia Ailin, Wei Yunsheng, et al. Progress in shale gas exploration in

- China and prospects for future development[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 31-44.]
- [2] 葛明娜,包书景,何伟,等. 黔北黄平地区黄地1井下寒武统发现海相页岩气[J]. *中国地质*, 2018, 45(4): 851-852. [Ge Mingna, Bao Shujing, He Wei, et al. The discovery of shale gas in Lower Cambrian marine shale gas at Huangdi-1 well in Huangping region of northern Guizhou[J]. *Geology in China*, 2018, 45(4): 851-852.]
- [3] 付锁堂,付金华,席胜利,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相页岩气地质特征及勘探前景[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(2): 33-44. [Fu Suotang, Fu Jinhua, Xi Shengli, et al. Geological characteristics of Ordovician marine shale gas in the Ordos Basin and its prospects[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(2): 33-44.]
- [4] 席胜利,莫午零,刘新社,等. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组页岩气勘探潜力:以忠平1井为例[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(8): 1235-1246. [Xi Shengli, Mo Wuling, Liu Xinshe, et al. Shale gas exploration potential of Ordovician Wulalike Formation in the western margin of Ordos Basin: Case study of well Zhongping 1[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(8): 1235-1246.]
- [5] 付金华,赵会涛,董国栋,等. 鄂尔多斯盆地新领域油气勘探发现与前景展望[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(8): 1289-1304. [Fu Jinhua, Zhao Huitao, Dong Guodong, et al. Discovery and prospect of oil and gas exploration in new areas of Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(8): 1289-1304.]
- [6] 武春英,贾亚妮,韩会平,等. 鄂尔多斯盆地西缘探区奥陶系烃源岩评价[J]. *新疆石油地质*, 2015, 36(2): 180-185. [Wu Chunying, Jia Yani, Han Huiping, et al. Evaluation of Ordovician source rocks in western margin of Ordos Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2015, 36(2): 180-185.]
- [7] 赵红格,刘池洋,王峰,等. 鄂尔多斯盆地西缘构造分区及其特征[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(2): 173-179. [Zhao Hongge, Liu Chiyang, Wang Feng, et al. Structural division and characteristics in western edge of Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(2): 173-179.]
- [8] 杨华,陶家庆,欧阳征健,等. 鄂尔多斯盆地西缘构造特征及其成因机制[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2011, 41(5): 863-868. [Yang Hua, Tao Jiaqing, Ouyang Zhengjian, et al. Structural characteristics and forming mechanism in the western margin of the Ordos Basin[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2011, 41(5): 863-868.]
- [9] 何登发,邵东波,开百泽,等. 鄂尔多斯盆地西缘马家滩地区的构造样式与圈闭分布规律[J]. *地球学报*, 2019, 40(1): 219-235. [He Dengfa, Shao Dongbo, Kai Baize, et al. Structural style and trap distribution in Majiatan area on the western margin of Ordos Basin[J]. *Acta Geoscientica Sinica*, 2019, 40(1): 219-235.]
- [10] 陈小炜,牟传龙,周恩恩,等. 鄂尔多斯西缘中晚奥陶世大坪阶—艾家山阶岩相古地理[J]. *中国地质*, 2014, 41(6): 2028-2038. [Chen Xiaowei, Mou Chuanlong, Zhou Kenken, et al. Lithofacies-paleogeography of Middle-Late Ordovician Daping stage-Aijiashan stage on the western margin of the Ordos Basin [J]. *Geology in China*, 2014, 41(6): 2028-2038.]
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 李剑,王义凤,马卫,等. 深层—超深层古老烃源岩滞留烃及其裂解气资源评价[J]. *天然气工业*, 2015, 35(11): 9-15. [Li Jian, Wang Yifeng, Ma Wei, et al. Evaluation on occluded hydrocarbon in deep-ultra deep ancient source rocks and its cracked gas resources[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(11): 9-15.]
- [14] 吴松,于继良,李海龙,等. 黔北正安地区五峰组—龙马溪组页岩气随钻C同位素特征及地质意义[J]. *地球化学*, 2023, 52(5): 615-624. [Wu Song, Yu Jiliang, Li Hailong, et al. Carbon isotopic characteristics while drilling and the geological significance of Wufeng-Longmaxi Formation shale gas in the Zheng'an area of northern Guizhou province[J]. *Geochimica*, 2023, 52(5): 615-624.]
- [15] 戴金星,刘德良,曹高社,等. 华北盆地南缘寒武系烃源岩[M]. 北京:石油工业出版社,2005:126. [Dai Jinxing, Liu Deliang, Cao Gaoshe, et al. Cambrian source rocks in the southern margin of the North China Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 126.]
- [16] 刘亚洲. 湖相烃源岩非均质性研究及生烃潜力评价:以盐池—定边地区长7烃源岩为例[D]. 北京:中国石油大学(北京), 2018. [Liu Yazhou. Study on heterogeneity of lacustrine source rocks and evaluation of hydrocarbon generation potential: An example from Chang-7 source rock in Yanchi-Dingbian area[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.]
- [17] Wu J, Luo Q Y, Zhang Y, et al. The organic petrology of vitrinite-like maceral in the Lower Paleozoic shales: Implications for the thermal maturity evaluation[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2023, 274: 104282.
- [18] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(12): 848-861.
- [19] Zhang T W, Ellis G S, Ruppel S C, et al. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems[J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 47: 120-131.
- [20] Wang Y Z, Yang J J. Origin of organic matter pore heterogeneity in oil mature Triassic Chang-7 mudstones, Ordos Basin, China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2024, 283: 104458.
- [21] Wang Z W, Li Y, Wang Z S, et al. Factors influencing the methane adsorption capacity of coal and adsorption heat variations [J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(17): 13080-13092.
- [22] 李天斌. 鄂尔多斯盆地西缘逆冲推覆构造特征及演化[D]. 北

- 京:中国地质大学(北京),2006. [Li Tianbin. The characteristics and evolution of thrust nappe structure in the west margin of Ordos Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2006.]
- [23] 黄志刚,任战利,陈玉林,等. 鄂尔多斯盆地天环坳陷北段奥陶系烃源岩特征及成熟演化史[J]. 地质学报,2022,96(11): 3967-3976. [Huang Zhigang, Ren Zhanli, Chen Yulin, et al. The geochemical characteristics and thermal evolution of Ordovician source rocks in the north of Tianhuan Depression, Ordos Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(11): 3967-3976.]
- [24] He S, Li H, Qin Q R, et al. Influence of mineral compositions on shale pore development of Longmaxi Formation in the Ding-shan area, southeastern Sichuan Basin, China[J]. Energy & Fuels, 2021, 35(13): 10551-10561.
- [25] 郭旭升,胡东风,文治东,等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素:以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质,2014,41(3): 893-901. [Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiaba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.]
- [26] 魏志红,魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异:以四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 天然气工业,2014, 34(6): 37-41. [Wei Zhihong, Wei Xiangfeng. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Fms in the Jiaoshiaba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 37-41.]
- [27] 罗超,刘树根,孙玮,等. 上扬子区下寒武统牛蹄塘组页岩气基本特征研究:以贵州丹寨南皋剖面为例[J]. 天然气地球科学,2014,25(3): 453-470. [Luo Chao, Liu Shugen, Sun Wei, et al. Basic characteristics of shale gas in the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Upper Yangtze region: Taking Nan-gao section in Danzhai as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(3): 453-470.]
- [28] Wang P F, Yao S Q, Jin C, et al. Key reservoir parameter for effective exploration and development of high-over matured marine shales: A case study from the Cambrian Niutitang Formation and the Silurian Longmaxi Formation, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 121: 104619.
- [29] Stoneburner D., 2013, The exploration, appraisal and development of unconventional reservoirs: A new approach to petroleum geology: AAPG Distinguished Lecture Tour 2012/2013.
- [30] 胡东风,张汉荣,倪楷,等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. 天然气工业,2014,34(6): 17-23. [Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Ni Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 17-23.]
- [31] 宋岩,李卓,姜振学,等. 中国南方海相页岩气保存机理及模式[J]. 地质学报,2023,97(9): 2858-2873. [Song Yan, Li Zhuo, Jiang Zhenxue, et al. Preservation mechanism and model of marine shale gas in southern China[J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(9): 2858-2873]
- [32] 杨越东. 鄂尔多斯盆地天环北段奥陶系克里摩里组沉积微相及储层特征研究[D]. 北京:中国石油大学(北京),2018. [Yang Yuedong. Sedimentary facies and reservoir characteristics of the Ordovician Kelimoli Formation in northern Tianhuan section, Ordos Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.]
- [33] 李华,何幼斌,冯斌,等. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶系拉什仲组深水水道沉积类型及演化[J]. 地球科学,2018,43(6): 2149-2159. [Li Hua, He Youbin, Feng Bin, et al. Type and evolution of deep-water channel deposits of Ordovician Lashizhong Formation in western margin of Ordos Basin[J]. Earth Science, 2018, 43(6): 2149-2159.]
- [34] 史树勇. 基于PetroMod的四川盆地及周缘五峰—龙马溪组页岩气模拟研究及应用[D]. 北京:中国科学院大学,2021. [Shi Shuyong. Application and simulation studies of shale gas for Wufeng-Longmaxi Formations in the Sichuan Basin and its adjacent areas based on PetroMod software[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2021.]

Formation Conditions and Exploration Potential for Marine Shale Gas from the Ordovician Wulalike Formation in the Western Ordos Basin

HUANG JunPing¹, ZHANG CaiLi², TAN KaiJun¹, HUANG ZhengLiang², SHI JiangLong¹, ZHANG Yan¹, LI XiangBo¹, GUO Wei², FENG Ming¹, WANG Jing¹

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Northwest, Lanzhou 730020, China

2. Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China

Abstract: [Objective] To investigate the geological conditions and exploration potential of marine shale gas in the Wulalike Formation, western Ordos Basin, and effectively guide the exploration of marine shale gas. [Methods] A comprehensive analysis of its organic geochemistry, XRD and FE-SEM, combined with the regional structure evolution characteristics and thermal simulation experimentation, was conducted to determine the distribution of marine shale, hydrocarbon generation potential, reservoir properties, preservation conditions and exploration potential. [Results] (1) The thickness of strata in the Wulalike Formation varies greatly, from 10-80 m in the northern and central areas to more than 1 100 m in the south. The TOC of the Wulalike shale is between 0.10% and 1.40%, and the organic matter is mainly Type I (sapropelic). The shales in the north and central areas are deeply buried and have undergone a high degree of thermal evolution, bringing it to the gas generation stage now. The southern part was affected by the thrust of the western ordos basin, which generated both oil and gas. (2) Various types of pores are developed in the Wulalike shale (inter- and intragranular pores, microfractures and a small amount of organic matter pores). Although its overall porosity is lower than that of the Longmaxi shales of the Sichuan Basin, the content of brittle mineral is high, microfractures are relatively well developed, and its permeability is better than in the Longmaxi shales. (3) In the western Ordos Basin, the underlying Kelimoli Formation is mainly limestone, and the overlying Lashizhong Formation is mainly shale with minor limestone content, which provide good sealing capability and favors shale gas enrichment. [Conclusions] The stratigraphic distribution, hydrocarbon potential, fracturing ability and preservation conditions of the Wulalike Formation indicate that the southern area of the Tieksumao Sag in the northern part and the western area of the Gufengzhuang Sag in the central part, both have good marine shale gas exploration potential.

Key words: marine shale gas; formation conditions; exploration potential; Wulalike Formation; western Ordos Basin