

doi: 10.12029/gc20200116

马风华, 潘进礼, 张勇. 2020. 六盘山盆地白垩系马东山组页岩气地质特征与勘探潜力分析[J]. 中国地质, 47(1): 201-209.

Ma Fenghua, Pan Jinli, Zhang Yong. 2020. Geological characteristics and shale gas exploration prospect analysis of Cretaceous Madongshan Formation in Liupanshan Basin, Ningxia[J]. Geology in China, 47(1): 201-209(in Chinese with English abstract).

宁夏六盘山盆地白垩系马东山组页岩气地质特征 与勘探潜力分析

马风华, 潘进礼, 张勇

(宁夏回族自治区地质调查院, 宁夏银川 750021)

摘要:以六盘山盆地固页 1 井白垩系马东山组泥页岩为研究对象,通过野外观察、岩心编录、岩石热解、X 衍射、干酪根元素分析、等温吸附等手段,对六盘山盆地固页 1 井白垩系马东山组页岩气勘探潜力进行评价。结果表明:(1)六盘山盆地白垩系马东山组具有丰富的荧光、油迹、沥青等油气显示,并见 200 余米的暗色泥页岩、油页岩层位。(2)马东山组泥页岩有机质类型为 II~III 型;65%样品 TOC 大于 1.0%,37.2%的样品 TOC 大于 2.0%;50%样品 R_o 大于 0.8%, T_{max} 处于 435~445°C,处于低成熟—成熟阶段,属生物成因气与热成因气混合气。(3)马东山组泥页岩具黏土矿物低,长石类和碳酸盐类矿物含量高的特征,碳酸盐类矿物均值达 38.2%,长石类含量均值 24.4%,石英含量均值 17.2%,黏土含量均值仅为 13.2%;符合页岩气压裂施工的黏土含量小于 30%,脆性矿物含量大于 40%标准。其黏土组成以伊利石和伊/蒙间层为主,均值含量分别达 69%、26.1%。(4)马东山组泥页岩有效孔隙度介于 0.117%~1.268%;渗透率 0.0009~0.0042 mD,属低孔低渗储层。马东山组泥页岩具有较强的储气能力,其最大甲烷吸附能力介于 0.96~4.6 m³/t,均值 2.29 m³/t。(5)对比延安组页岩地质、地化参数,认为六盘山盆地白垩系马东山组泥页岩层位具备较好的页岩气勘探潜力,可以作为良好的页岩气层位进行进一步工作,其成果将对河西走廊白垩系非常规油气层位勘探具有借鉴意义。

关键词:页岩气;白垩系;马东山组;储层;油气勘查工程;六盘山盆地;宁夏

中图分类号:P618.13 文献标志码:A 文章编号:1000-3657(2020)01-0201-09

Geological characteristics and shale gas exploration prospect analysis of Cretaceous Madongshan Formation in Liupanshan Basin, Ningxia

MA Fenghua, PAN Jinli, ZHANG Yong

(Geological Survey Institute of Ningxia Hui Autonomous Region, Yinchuan Ningxia 750021)

Abstract: Clay shale samples from Cretaceous Madongshan Formation in Well Guye 1 in Liupanshan Basin were collected for determining shale gas exploration prospect through outcrops and core description, rock pyrolysis, X-ray diffraction, and element

收稿日期:2018-07-23;改回日期:2019-12-30

基金项目:宁夏回族自治区地质局科技计划项目(宁地科发[2016]号)资助。

作者简介:马风华,男,1988年生,工程师,矿产普查与勘探,从事非常规油气地质及勘探工作;E-mail: mfhatacug@163.com。

通讯作者:潘进礼,男,1979年生,高级工程师,矿产普查与勘探,从事油气地质勘探工作;E-mail: 461486308@qq.com。

analysis of kerogen and isothermal adsorption. The following conclusions have been reached: (1) Cretaceous Madongshan Formation of Liupanshan Basin has abundant oil gas shows consisting of fluorescence, oil stains, bitumen and dark shale or oil shale, with a thickness nearly 200 meters in core Guye1. (2) The organic matter type of Madongshan Formation is II and III, the 65% shale samples of Madongshan Formation in core Guye1 have a TOC content higher than 1.0%, with 37.2% shale samples having TOC content higher than 2.0%. The vitrinite reflectance of nearly half samples is higher than 0.8%, and the T_{max} is 435~445°C, suggesting that Madongshan Formation is at the low mature to mature stage, and gas reservoir is mixture of biogenic gas and thermal genetic gas. (3) The shale of Madongshan Formation has characteristics of low clay content and higher feldspar and carbonates. The average content of carbonate, feldspar, quartz and clay is 38.2%, 24.4%, 17.2% and 13.2%, respectively, which can meet the demand of shale gas exploration standard of clay content less than 30% and brittle mineral content higher than 40%. The components of clay are mainly illite and illite-montmorillonite, with the average content being 69% and 26.1%. The porosity is between 0.117% and 1.268%, the permeability is between 0.0009 mD and 0.0042 mD, suggesting a low porosity and low permeability reservoir. The isothermal adsorption test shows that Madongshan shale has a strong gas storage capacity, with the methane content being 0.96–4.6 m³/t and the average content being 2.26 m³/t. (4) According to a comparison of geological and geochemical characteristics with shale of Yanan Formation, the authors hold that Madongshan Formation of Liupanshan Basin has a huge shale gas exploration potential and could be regarded as a high quality shale gas reservoir for exploration and development, and the achievements obtained by the authors provide experience for exploration of the unconventional oil and gas reservoirs in the Cretaceous strata of the Hexi Corridor.

Key words: shale gas; Cretaceous; Madongshan Formation; reservoir; oil-gas exploration engineering; Liupanshan Basin; Ningxia

About the first author: MA Fenghua, male, born in 1988, engineer, majors in mineral exploration and prospecting, engages in the study of geology and exploration of unconventional oil and gas; E-mail: mfhatcug@163.com.

About the corresponding author: PAN Jinli, male, born in 1979, senior engineer, majors in mineral exploration and prospecting, mainly engages in exploration of oil and gas; E-mail: 461486308@qq.com.

Fund support: Supported by Innovation Team Project of Ningxia Geological and Mineral Resources Exploration (No. 2016).

1 引 言

六盘山盆地位于鄂尔多斯、阿拉善地块及北祁连褶皱带结合部位,大地构造上隶属于华北板块南缘(图1),是在元古代结晶基底和加里东褶皱基底上发育起来的走向为NW-SE、平面形态表现为向NE突出的中、新生代小型盆地(殷占华等,2000;施炜等,2006)。具有构造位置特殊、油气层位新的特点,其白垩系马东山组泥页岩之页岩气勘探潜力及总体评价对河西走廊至六盘山区域富油气层系信息具有重要意义。自1955年以来,众多单位及学者均在该地区进行了常规油气资源勘探的相关工作,通过钻探、路线调查、烃源岩测试分析、地震及电磁法等手段,对六盘山盆地构造-地层-沉积相分析、烃源岩评价、常规油气储层、油气系统分析等方面进行了较为系统的研究,其结果表明该盆地白垩纪为一套以冲积扇、辫状河、浅湖、半深湖-深湖相为特征的陆相湖盆沉积建造(图2)。研究表明,马东山组泥岩有机质来源以石蚕、藻类等低等水生生物为主,有机质丰度高(何欣等,2014;陈金燕,2016),

在清水营组油气包裹体中发现马东山组原油(吴小力等,2018),说明其具有生油、运移历史,并在此基础上开展了原型盆地、油气地质条件及有利区预测等研究,但均未获得常规油气资源勘探之突破(蹇启权等,1986;韩长金等,1992;杨福忠,1995;种俊丰等,2007;杨济广等,2009;李克永等,2016;谢青等,2016)。随着非常规油气勘探理论及技术的发展,六盘山盆地再次成为勘探热点,以期获得非常规页岩油气勘探之突破。2014年,中国地质调查局开展六盘山盆地页岩油气基础地质调查项目,实施的固页1井及路线地质调查中,均在马东山组获得良好的页岩油、气显示。本文在前人及本次工作基础上,以六盘山盆地固页1井白垩系马东山组泥页岩为研究对象,通过钻探验证、岩心编录、录井、地化及储层测试等手段,初步对六盘山盆地白垩系马东山组页岩气勘探潜力进行探讨。

2 油气显示特征

固页1井位于六盘山盆地中央坳陷的固原凹陷(杨福忠,1995),先后钻遇白垩纪乃家河组、马东山

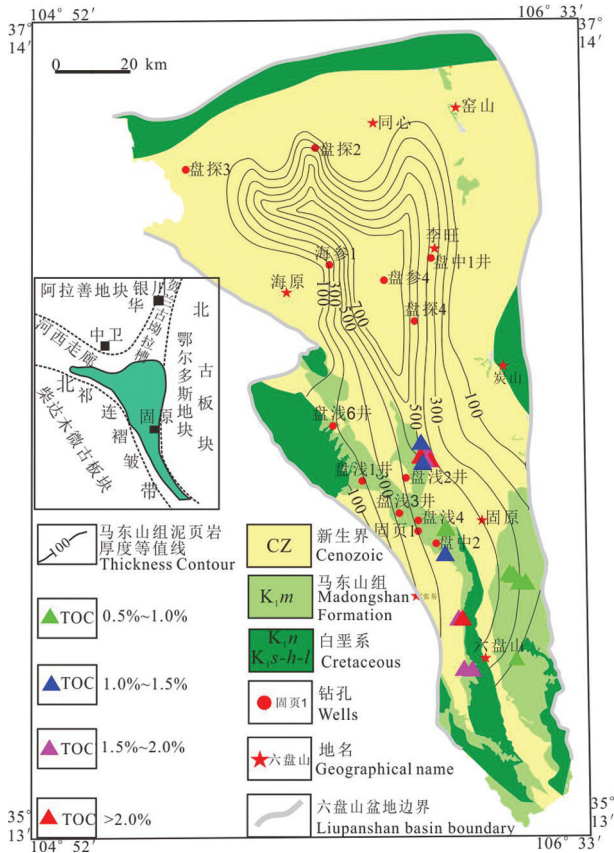


图1 六盘山盆地地质简图及马东山组泥页岩等值线图 (据杨福忠, 1995)

Fig.1 Geological sketch map of Liupanshan basin and mud-shale isoline of Madongshan Formation(after Yang Fuzhong, 1995)

组及李洼峡组(未钻穿),所揭示的马东山组为一套以泥岩、钙质泥岩、灰岩及白云质泥岩为主、偶夹有薄层粉砂岩、细砂岩的暗色细粒沉积组合(图3)。固页1井在马东山组中钻遇200余米的暗色泥页岩,并在899~899.1 m和1027~1027.2 m的粉砂岩条带中见有原油外渗(图3a);自890~1069 m见良好的荧光显示,荧光显示岩心累计长度达30.4 m,显示较为连续(图3),在页岩中多以连续条带状沿层理面产出,在泥岩中一般以星点状、斑状产出;在898~898.2 m处获得解吸气体220 mL,对解吸气体进行点火试验,发出蓝色火焰,说明该岩心段内烃类气体含量较高(图3b)。气相色谱录井显示(图3),固页1井925~1059 m全烃最高达2.651%,均值1.15%,对比系数13.95。结合前人施工钻孔(盘浅1井、盘浅3井、盘浅4井、盘中2井及新盘浅3井)中见到良好的荧光、油迹、沥青等油气存在证据(表1),认为白垩系马东山组泥页岩具有丰富的页岩油气显示,有页岩油气生成之历史及勘探工作之必要。

地层	柱状图	岩性	沉积相
E ₂ s		寺口子组砾岩、砂岩	
K ₁		乃家河组砂岩、砂质泥岩	浅湖 半深湖
		马东山组泥岩夹页岩、灰岩	深湖 半深湖
		李洼峡组泥岩、页岩夹灰岩	半深湖 浅湖
		和尚铺组紫红色砂岩、砂砾岩	河流 扇三角洲
		三桥组紫红色块状砾岩	辫状河 冲积扇
Pz		古生界砂砾岩	

图2 六盘山盆地白垩纪地层序列(据施炜修改,2006)
Fig.2 Cretaceous sedimentary sequence of the Liupanshan basin (modified from Shi Wei, 2006)

3 地球化学特征

3.1 有机质类型

通过干酪根元素分析、甾烷生物化合物及干酪根碳同位素分析等方法,结合《陆相烃源岩地球化学评价方法》中陆相烃源岩有机质类型划分标准,对马东山组泥岩有机质类型进行划分。干酪根元素分析显示马东山组泥页岩具有富氢、贫氧的特征,其H/C原子比值介于0.71~1.51,平均0.90,O/C原子比值介于0.09~0.19,平均0.13,从Tissot & Welte图中可以看出,马东山组泥页岩有机质类型主体为II~III型(图4),个别点落入IV型区域,结合马东山组泥页岩孔隙中所见沥青,认为是受沥青质影响所致;甾烷生物化合物显示马东山组泥页岩有机质类型亦为II~III型(图4);马东山组泥岩干酪根碳同位素 $\delta^{13}C$ 值分布在-25.1‰~-19.2‰,均值-22.63‰,反映了II~III型酪根特征。综合来看,马东山组泥页岩有机质类型为II~III型,反映了其母质类型为陆相湖盆背景下的藻类低等水生生物并兼有少量陆相高等植物腐殖质输入的特征。

3.2 有机质丰度

根据《陆相烃源岩地球化学评价方法》,结合岩石热解参数(表2)及其频率分布(图5):认为六盘山

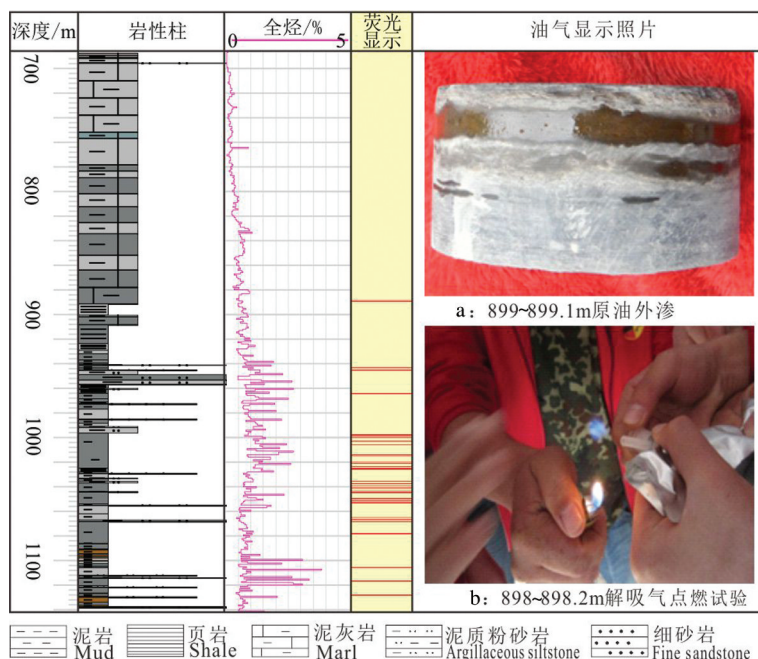


图3 固页1井马东山组油气显示

Fig.3 Oil and gas shows of Madongshan Formation in well Guye1

盆地固页1井马东山组泥页岩达到好的烃源岩级别,其样品 TOC 含量介于 0.145%~5.87%,均值 1.83%,其中有 34.3%的样品 TOC 含量小于 1.0%,28.5%的样品 TOC 含量介于 1.0%~2.0%,37.2%的样品 TOC 大于 2.0%,是页岩油气勘探的目标层位。生烃潜量 S_1+S_2 介于 0.13~45.59 mg/g,均值 10.24 mg/g,中等—最好的烃源岩(S_1+S_2 大于 2 mg/g)占 68.6%;总体属好的烃源岩。20%的样品氯仿沥青介于 0.05%~0.1%,为中等烃源岩,近 71%样品的氯仿沥青大于 0.1%,为好—最好烃源岩。纵向上,在固页1井 880~940 m 层段内,马东山组泥页岩 TOC 含量最高达 5.87%,近 65.7%的样品 TOC 值大于 1.5%,TOC

均值达 1.83%(图6)。平面上,盘浅2井北部及盘中2井—六盘山一线以西马东山组样品 TOC 含量普遍大于 1.5%,该线以东 3 个样品 TOC 含量处于 0.5%~1.0%(图1),参考《页岩气资源潜力评价方法与有利区优选标准》(讨论稿,2011),认为盘中2井—六盘山一线以西及盘浅2井北部马东山组泥页岩达到陆相页岩气有利区优选标准之有效泥页岩连续厚度大于 10 m,TOC 含量平均大于 1.5%。

3.3 成熟度

通过干酪根镜质体反射率测定、热解分析方法,结合《陆相烃源岩地球化学评价方法》,对马东山组泥岩热成熟度进行分析。固页1井马东山组样品镜质体反射率 R_o 分布于 0.44%~1.63%,均值 0.86%(表2),39.4%样品 R_o 处于 0.5%~0.8%,属低熟阶段;48.5%样品 R_o 处于 0.8%~1.3%,属成熟阶段(图5)。最高热解峰温显示,固页1井马东山组 82.9% 钻孔样品 T_{max} 介于 435~445°C,亦属低熟—成熟热演化阶段(表2)。纵向上热解峰温 T_{max} 无明显变化规律,镜质体反射率 R_o 在 845~980 m 内基本大于 0.7%,属于成熟阶段(图6)。根据不同类型有机质生气模式(林腊梅等,2012),认为六盘山盆地马东山组泥页岩中的 III 型和 II₂ 型干酪根基本进入第一个热成因气产

表1 六盘山盆地钻孔中油、气显示统计
Table 1 The statistics of oil and gas shows in Liupanshan Basin

显示类型	盘浅1井	盘浅3井	盘浅4井	盘中2井	新盘浅3
沥青	28.5/2	65.5/7	70/4	33/2	70.5/3
油页岩	19.5/3	13/2	84/4	150/5	
原油/油迹		65.15/6	5.5/1		
荧光		37.02/3			
页岩	22.5/2		10/1	108/3	

注:表中“/”前后的数值表示累积厚度(m)/层数。

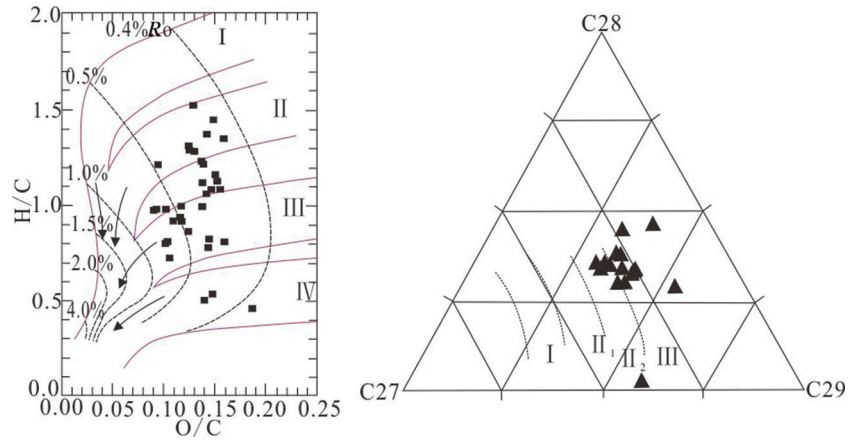


图4 马东山组干酪根类型划分

Fig.4 Kerogen type identification of Madongshan Formation

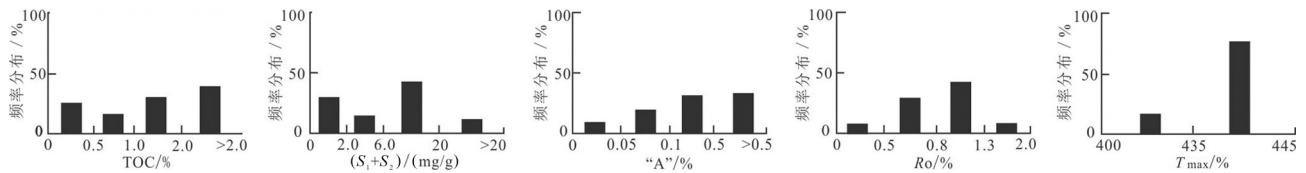


图5 马东山组泥页岩地球化学参数频率分布

Fig.5 Frequency distribution of geochemical data of mud-shale in Madongshan Formation

表2 马东山组泥页岩地球化学参数

Table 2 Geochemical data statistics of mud-shale in Madongshan Formation

参数	TOC/%	(S ₁ +S ₂)/(mg/g)	氯仿沥青“A”/%	Ro/%	T _{max} /°C
范围	0.145~5.87	0.13~45.59	0.0043~0.3513	0.44~1.63	420~443
均值	1.83	10.24	0.1714	0.85	48

注:表中数据样品数量为35个。

气高峰, II₁型已经进入生气高峰前夜(图7)。

4 储层物性及矿物组成

4.1 全岩石矿物组成

全岩矿物 X-衍射分析显示:马东山组泥页岩矿物组成具有碳酸盐类矿物(方解石+白云石)和长石类含量高,黏土矿物含量低的特征(表3);方解石+白云石含量处于介于3%~68%,均值达38.2%;长石类含量次之,钾长石+斜长石含量介于11%~44%,均值24.4%;石英含量再次之,介于7%~48%,均值17.2%;黏土含量最少,均值仅为13.2%;另含少量黄铁矿、硬石膏、菱铁矿及方沸石,四者含量介于0~27%,均值为8%。达到页岩气勘探的黏土含量小于30%,脆性矿物含量大于40%标准,易于压裂施工;结合马东山

组 Ro 主体介于0.5%~1.3%,长石及碳酸盐岩颗粒溶解,认为其处于中成岩阶段A期,原生孔隙及次生孔隙较为发育,是有利的页岩气储层。

纵向上,固页1井马东山组黏土含量和碳酸盐类含量随深度增加略呈增加趋势,石英长石含量随深度增加则略呈降低趋势;表明在马东山组早期以黏土矿物和碳酸盐类等自生矿物沉积为主,反映了水体相对较深、较稳定的特征,有利于泥页岩的沉积;向上则石英长石类等碎屑矿物含量逐渐增加趋势,反映了水体环境稳定性相对变差,以钙质泥岩沉积为主的特征(图6)。

4.2 黏土矿物

黏土矿物 X-衍射分析马东山组泥页岩黏土组分以伊利石为主(表4),其含量介于20%~100%,均值高达69%;伊/蒙间层含量次之,其含量介于0~75%,均值达26.1%;另含少量高岭石及绿泥石,均值分别为1.9%和3.0%。

4.3 储层物性

利用钻井岩心实测固页1井马东山组泥页岩密度处于2.57~2.71 g/cm³,均值2.63 g/cm³,主体集中在2.6~2.7 g/cm³(表5)。六盘山盆地马东山组富有机

表3 固页1井马东山组泥页岩矿物组分统计

Table 3 Mineral content statistics of Mud-shale in the adongshan Formation from well Guye1

成分	黏土	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	硬石膏	菱铁矿	方沸石
含量范围/%	2~20	7~48	0~17	6~39	0~35	0~61	1~8	1~23	1~2	1~10
平均含量/%	13.2	17.2	4.9	19.4	12.4	25.5	3.8	3.4	1.2	4.2

注:表中数据样品数量为60个。

质页岩比表面积2.16~24.73 m²/g,均值8.94 m²/g,总体来说相对较小(表5)。固页1井马东山组富有机质泥页岩孔隙度、渗透率测试表明,马东山泥页岩有效孔隙度介于0.117%~1.268%,平均0.537%,96%集中分布于0~1%(表5);渗透率0.0009~0.0042 mD,平均0.0021 mD,近90%集中分布于0.001~0.003 mD(表5);属于低孔低渗储层类型。

4.4 等温吸附特征

等温吸附分析结果表明:马东山组泥页岩气饱和和吸附量(VL,又称Langmuir体积)为1.07~5.48 m³/t,平均2.70 m³/t(图8);马东山组泥页岩最大甲烷吸附能力介于0.96~4.6 m³/t,均值2.29 m³/t;说明其有较强的储气能力,在其他条件配置合适的情况下,页岩储层中的气体富集程度可能比较高,这对页岩气开发是非常有利的(林腊梅等,2012)。马东山组泥页岩Langmuir压力中等偏低,其变化范围为1.27~

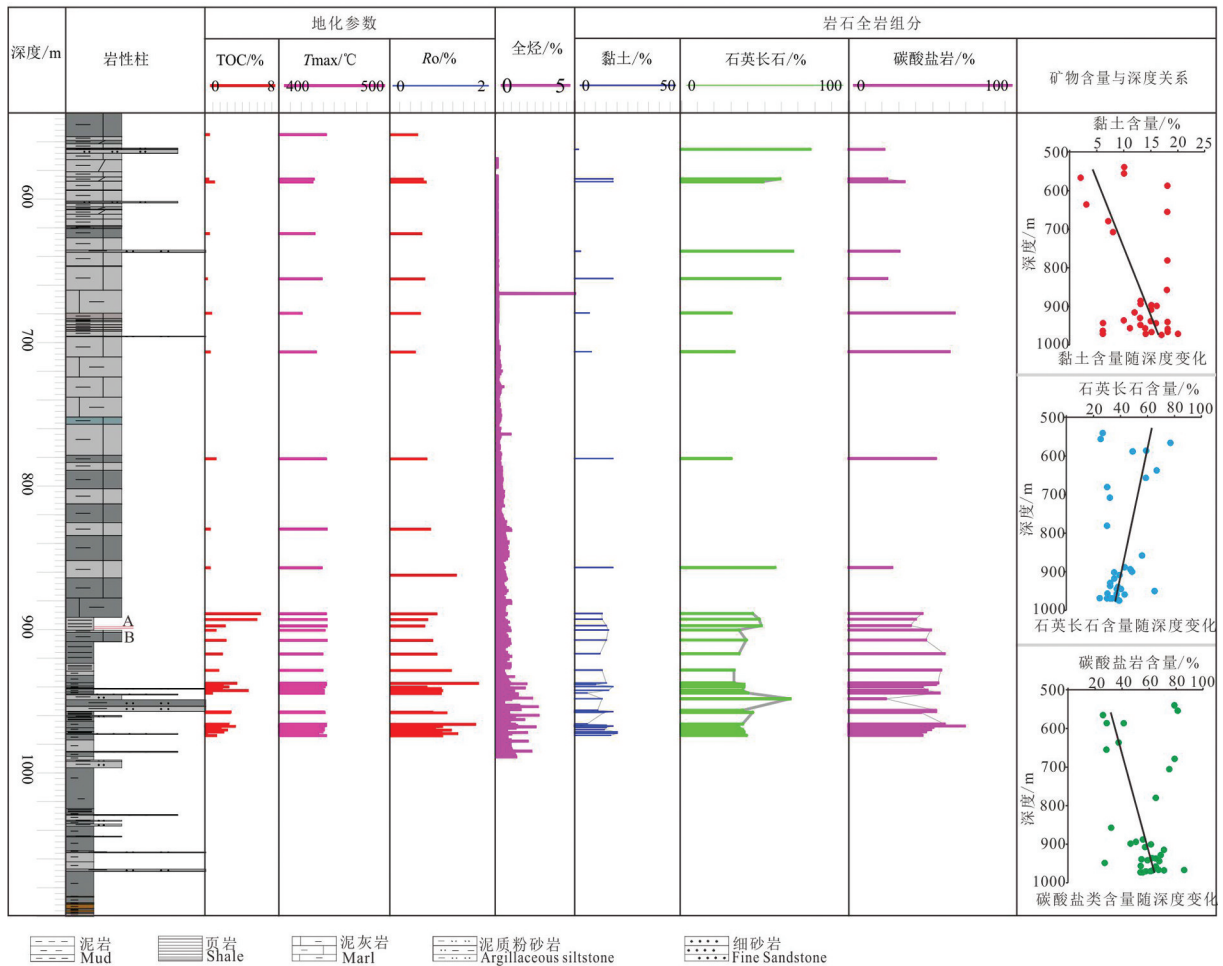


图6 固页1井地化及储层参数垂向分布图

Fig.6 The vertical distribution of geochemical and reservoir data in the well Guye1

表4 固页1井泥页岩黏土矿物组分统计
Table 4 Clay content statistics of Mud-shale in the Madongshan Formation from well Guye1

矿物	伊/蒙间层	伊利石	高岭石	绿泥石	绿/蒙间层
含量范围/%	0~75	20~100	0~12	1~20	15
平均含量/%	26.1(60)	69(60)	1.9(60)	10.1(60)	15(1)

注:表中“()”中数值表示样品个数。

2. 21 Mpa, 平均 1.74 Mpa, 说明在开采中页岩气不易解吸出来(林腊梅等, 2012)。

5 页岩气勘探潜力分析

对比黄陵北部延安组泥页岩与马东山组泥页岩(表6), 结合页岩油气勘探的“生、储、盖”条件, 马东山组泥页岩干酪根类型以Ⅱ、Ⅲ型为主, TOC含量介于0.15%~5.87%, 均值1.83%; 其热演化程度相对要高, 但整体仍属于低熟—成熟阶段, 气体成因类型为生物气与热解气混合, 是良好的源岩层位, 具备油气生成潜力。马东山组泥页岩孔隙度和渗透力均值分别仅为0.537%、0.0021 mD, 属低孔低渗储层, 但吸附能力较强; 矿物组成具有黏土矿物含量低, 长石类和碳酸盐类矿物含量高的特征, 满足脆性矿物含量大于40%, 黏土矿物含量小于30%的压裂施工要求(王怡然等, 2016; 兰朝利等, 2016)。与延安组页岩气勘探层位相比(李智学, 2014), 马东山组泥页岩埋藏相对更深, 且上覆地层为马东山组泥岩和乃家河组泥岩、钙质泥岩, 对马东山组中部的页岩气成藏具有良好的封堵保存作用; 有效层位厚度大, 为极具特色的陆相湖盆系页岩层位。结合

图1马东山组泥页岩厚度等值线及TOC含量分布, 认为盘中2井—盘浅2井—盘参1井—一线泥页岩厚度大于300 m, 有机质含量TOC以大于1.0%为主, 尤以盘浅2井北部马东山地区为优, 故而六盘山盆地白垩系马东山组泥页岩层位具备较好的页岩气勘探潜力, 可以作为良好的页岩气层位进行勘探和开发。

综上所述, 通过钻探、录井、地化及储层测试分析, 认为六盘山盆地白垩系马东山组泥页岩具有“厚度大、层位新、层系特别、源岩品质良好”的特点, 属特色“页岩+钙质泥岩+碳酸盐岩”型页岩层系组合的陆相湖盆系页岩层位。其研究可以扩大我国页岩气层位优选的范围, 从老层位向新层位, 从海相、海陆交互相大盆地相向内陆小湖盆相拓展。总结该类含页岩层系中页岩气富集规律, 对河西走廊至六盘山盆地中小盆地白垩系非常规页岩油气资源调查具有借鉴意义。

6 结论

六盘山盆地白垩系马东山组具有丰富的荧光、油迹、沥青等油气显示, 并见200余米的暗色泥页岩、油页岩层位。本文研究认为:

(1) 马东山组泥页岩有机质类型为Ⅱ~Ⅲ型; 65%样品 TOC 大于 1.0%, 37.2%的样品 TOC 大于 2.0%; R_o 值近一半大于 0.8%, T_{max} 介于 435~445°C, 属于低成熟—成熟阶段, 属生物成因气与热成因气混合气。

(2) 马东山组泥页岩具黏土矿物低, 长石类和碳

表5 马东山组泥页岩储集物性参数

Table 5 Reservoir physical parameters of mud-shale in the Madongshan Formation

参数	岩石密度 (g/cm ³)	比表面积 (m ² /g)	有效孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	比孔体积 (mL/g)	孔径/ nm
参数范围	2.57~2.71	2.16~24.73	0.117~1.268	0.0009~0.0042	0.0051~0.0218	3.54~7.28
参数均值	2.63(30)	8.94(50)	0.537(50)	0.0021(50)	0.01(50)	5.52(50)

注:表中“()”中数值表示样品个数。

表6 典型页岩气系统与马东山组泥页岩地质、地化参数对比(据李智学等, 2014)

Table6 Geological and geochemical parameters of typical shale gas system and Madongshan mud-shale (after Li Zhixue et al., 2014)

层位	埋深/m	厚度/m	TOC/%	R_o /%	干酪根类型	孔隙度/%
延安组	300~700	24~34	1.63~3.89	0.59~0.60	Ⅱ ₂	0.117~1.268
马东山组	850~1100	200	均值1.83(35)	均值0.85(35)	Ⅱ-Ⅲ	均值0.53(35)

注:表中“()”中数值表示样品个数。

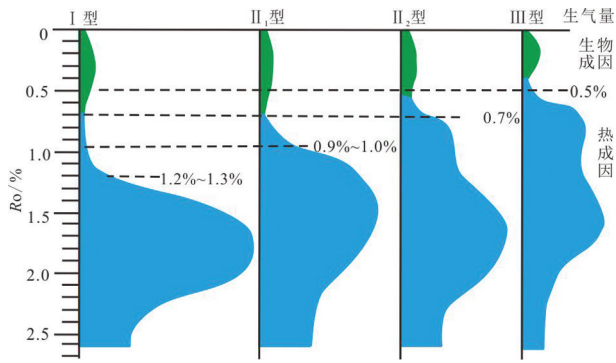


图7 不同类型有机质生气演化模式(据林腊梅等, 2012)
Fig.7 Evolution schematic model of gas generating process of different types of organic matter(after Lin Lamei et al., 2012)

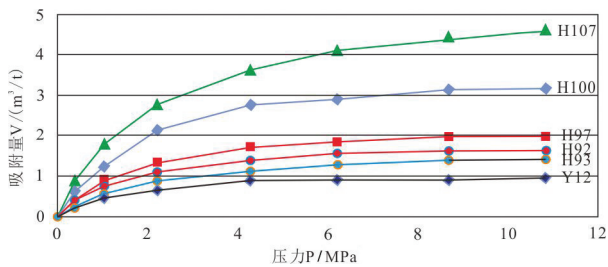


图8 马东山组泥页岩甲烷等温吸附曲线图
Fig.8 The isothermal adsorption curves of Mud-shale in the Madongshan Formation

酸盐类矿物含量高的特征,碳酸盐类矿物均值达38.2%,长石类含量均值24.4%,石英含量均值17.2%,黏土含量均值仅为13.2%;符合页岩气压裂施工的黏土含量小于30%,脆性矿物含量大于40%标准;其黏土组成以伊利石和伊/蒙间层为主,含量均值分别达69%、26.1%。

(3)马东山组泥页岩有效孔隙度介于0.117%~1.268%;渗透率0.0009~0.0042 mD,属低孔低渗储层。马东山组泥页岩具有较强的储气能力,其最大甲烷吸附能力介于0.96~4.6 m³/t,均值2.29 m³/t。

(4)对比延安组页岩地质、地化参数,认为六盘山盆地白垩系马东山组泥页岩层位具备较好的页岩气勘探潜力,可以作为良好的页岩气层位进行进一步工作。

致谢:审稿专家和编辑老师对本文的修改提出了大量有益的建议,谨此致谢。

References

Cheng Haiyan, Li Anlong, Gong Jianming. 2008. Appraisal parameters of terrestrial hydrocarbon source rocks[J]. Marine Geology Letters,

24(2):6-11(in Chinese with English abstract).

Chen Jinyan. 2018. Study of sedimentary organic facies of Early Cretaceous source rocks in Liupanshan Basin[J]. Geochimica, 47(7):325-334(in Chinese with English abstract).

Han Changjin.1992. Petroleum geology of the Liupanshan Basin and its evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 19(3):7-13(in Chinese with English abstract).

Jian Qiquan. 1986. Hydrocarbon bearing prospects of Liupanshan Basin[J]. Nature Gas Industry, 6(2):20-23(in Chinese with English abstract).

He Xin, Lu Zongsheng, Weng Ping, Li Haifeng, Jia Lu, Liu Chungao. 2014. Fossil caddisfly cases from the Early Cretaceous aliferous strata in Liupanshan Basin, China[J]. Earth Science- Journal of China University of Geosciences, 39(1):1-9 (in Chinese with English abstract).

Lin Lamei, Zhang Jinchuan, Liu Jinxia, Long Pengyu, Tang Xuan. 2012. Favorable depth zone selection for shale gas prospecting [J]. Earth Science Frontiers, 19(3):259-263(in Chinese with English abstract).

Lin Lamei, Zhang Jinchuan, Han Shuangbiao, Zhu Liangliang. 2012. Study on abnormal curves of isothermal adsorption of shale[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 19(6):30-33(in Chinese with English abstract).

Li Zhixue, Shao Yilong, Li Mingpei. 2014. Analysis of shale gas resource exploration potential of Yan'an Formation in northern Huangling mining area of Ordos Basin [J]. Coal- Geology & Exploration, 42(4):1-6(in Chinese with English abstract).

Li Keyong, Li Wenhou, Liu Zhe, Zhang Dongyang.2016. Characteristics of Early Cretaceous prototype basin of Liupanshan Group in Liupanshan Basin[J]. Geological Bulletin of China, 35(2/3):383-389(in Chinese with English abstract).

Lan Chaoli, Guo Wei, Wang Qi, Zhang Xin. 2016. Shale gas accumulation condition and favorable area optimization of the Permian Shanxi Formation, Eastern Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 90(1):177-188(in Chinese with English abstract).

Shi Wei, Zhang Yueqiao, Ma Yinsheng, Liu Gang, Wu Li. 2006. Formation and modification history of the Liupanshan basin on the southwestern margin of the Ordos block and tectonic stress field evolution[J]. Geology in china, 33(5):1066-1074(in Chinese with English abstract).

Wang Yiran, Wu Tianqi, Tian Jijun, Yang Shuguang, Wang Changjiang, Zhang Guoqing, Wei Bo, Li Le, Fan Qi. 2016. Formation conditions and favorable exploration zones of shale gas on the southern margin of Junggar Basin[J]. Geology in China, 43(1):288-297(in Chinese with English abstract).

Wu Xiaoli, Li Rongxi, HuJianmin, Cheng Jinghua, Liu Futian, Zhao Bangsheng, Li Delu, Tan Xiaoli, Li Jiajia, Liu Bobiao. 2018. Discovery and geological significance of Cenozoic hydrocarbon inclusions in Liupanshan Basin, North China[J].Earth Science—

- Journal of China University of Geosciences(in Chinese with English abstract).
- Xie Qing, Yang Xingke, Jiang Kuan, Yang Longwei. 2016. Petroleum geological condition of Cretaceous in Liupanshan Basin and favorable areas prediction[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 38(3):28-36(in Chinese with English abstract).
- Yang Fuzhong. 1995. Hydrocarbon Potential of the Liupanshan basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 22(1):5-8(in Chinese with English abstract).
- Yin Zhanhua, Xue Ping. 2000. The study of oil-gas-bearing System in Liupanshan Basin [J]. Tuha Oil and Gas, 5(4):11-15(in Chinese with English abstract).
- Yang Guangji, Mei Lianfu, Li Qi, Zhang Jing. 2009. Tectonic evolution and its control of hydrocarbon accumulation in Liupanshan Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology(J. JPI), 31(5):1-6(in Chinese with English abstract).
- Zhong Junfeng, Wei Wei. 2007. Characteristics of Lower Cretaceous source rocks in Liupanshan basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology(J. JPI), 29(3):23-25(in Chinese with English abstract).
- 附中文参考文献**
- 成海燕, 李安龙, 龚建明. 2008. 陆相烃源岩评价参数浅析[J]. 海洋地质动态, 24(2):6-11.
- 陈金燕. 2018. 六盘山盆地早白垩世烃源岩沉积有机相研究[J]. 地球化学, 47(4):325-334.
- 韩长金. 1992. 六盘山盆地石油地质条件及评价[J]. 石油勘探与开发, 19(3):7-13.
- 蹇启权. 1986. 六盘山盆地的含油气远景[J]. 天然气工业, 6(2):20-23.
- 何欣, 卢宗盛, 翁平, 李海峰, 贾璐, 刘纯高. 2014. 六盘山盆地白垩世含盐地层中石蚕巢化石[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 39(1):1-9.
- 林腊梅, 张金川, 刘锦霞, 龙鹏宇, 唐玄. 2012. 页岩气勘探目标层段优选[J]. 地学前缘, 19(3):259-263.
- 林腊梅, 张金川, 韩双彪, 朱亮亮. 2012. 泥页岩储层等温吸附测试异常探讨[J]. 油气地质与采收率, 19(6):30-33.
- 李智学, 邵一龙, 李明培. 2014. 鄂尔多斯盆地黄陵北部延安组页岩气勘探潜力分析[J]. 煤田地质与勘探, 42(4):1-6.
- 李克永, 李文厚, 刘哲, 张东阳. 2016. 宁夏六盘山盆地早白垩世六盘山群原型盆地特征[J]. 地质通报, 35(2/3):383-389.
- 兰朝利, 郭伟, 王奇, 张欣. 2016. 鄂尔多斯盆地东部二叠系山西组页岩气成藏条件与有利区筛选[J]. 地质学报, 90(1):177-188.
- 施炜, 张岳桥, 马寅生, 刘刚, 武丽. 2006. 六盘山盆地形成和改造历史及构造应力场演化[J]. 中国地质, 33(5):1066-1074.
- 王怡然, 吴天琦, 田继军, 杨曙光, 王长江, 张国庆, 韦波, 李乐, 樊奇. 2016. 准噶尔盆地南缘页岩气形成条件与有利区预测[J]. 中国地质, 43(1): 288-297.
- 吴小力, 李荣西, 胡建民, 程敬华, 刘福田, 赵帮胜, 李得路, 覃小丽, 李佳佳, 刘博彪. 2018. 中国北方六盘山盆地新生界油气包裹体的发现及其地质意义[J]. 地球科学——中国地质大学学报,(网络首发).
- 谢青, 杨兴科, 江宽, 杨龙伟. 2016. 六盘山盆地白垩系油气地质条件及有利区预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 38(3):28-36.
- 杨福忠. 1995. 六盘山盆地含油气远景预测[J]. 石油勘探与开发, 22(1):5-8.
- 杨济广, 梅廉夫, 李琪, 张静. 2009. 六盘山盆地构造演化及对成藏的控制[J]. 石油天然气学报(江汉石油学报), 31(5):1-6.
- 殷占华, 薛萍. 2000. 六盘山盆地含油气系统[J]. 吐哈油气, 5(4):11-15.
- 种俊丰, 魏巍. 2007. 六盘山盆地地下白垩统烃源岩特征[J]. 石油天然气学报, 29(3):23-25.