

鄂尔多斯盆地奥陶纪盐系地层烃源岩特征及资源远景

邢恩袁^{1,2}, 张永生¹, 苏奎¹, 潘为^{1,3}, 蒋苏扬^{1,3}

1. 中国地质科学院矿产资源研究所, 国土资源部盐湖资源与环境重点实验室, 北京 100037

2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

3. 长江大学地球科学院, 武汉 430100

摘要 盐系地层所指示的古沉积环境更有利于优质烃源岩的发育。通过对551块纵向连续碳酸盐岩样品进行热解测试, 利用降解率法对有机碳恢复处理, 得到可供烃源岩评价的热解数据, 结合单井岩相特征综合分析显示: 镇钾1井马家沟组烃源岩整体有机地化指标偏低, 部分为中—好级别烃源岩, 主要分布于马五段相。马家沟组有机质丰度指标总有机碳(TOC)平均值为0.18%, 各组中马二段TOC平均值最高, 为0.28%; TOC最大值出现在马五段, 为1.04%。镇钾1井有机质类型多数为III型干酪根, 但仍发育有一定量的I型和II₁型干酪根, 分布在马五段和马四段。整体上, 马家沟组烃源岩已高过成熟, 进入生气为主的演化阶段。泻湖相最有利于发育烃源岩, 开阔台地相次之; 黑灰色泥晶灰岩—(膏质)准同生灰色云岩—烟灰色岩盐的蒸发旋回中常见相对高的TOC值。研究表明, 烃源岩有机参数纵向变化特征显示马五段最有利于发育烃源岩, 是天然气、石盐、钾盐等多种资源蕴藏的有利层位。

关键词 鄂尔多斯盆地; 奥陶系; 马五段; 盐系地层; 烃源岩; 有利成矿层位

中图分类号 P618.130.2

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.35.008

Characteristics and Resource Prospection of Hydrocarbon Source Rocks in Ordovician Salt-bearing Strate in Ordos Basin, China

XING Enyuan^{1,2}, ZHANG Yongsheng¹, SU Kui¹, PAN Wei^{1,3}, JIANG Suyang^{1,3}

1. MLR Key Laboratory of Saline Lake Resources and Environments; Institute of Mineral Resources, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China

2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

3. School of Geoscience, Yangtze University, Wuhan 430100, China

Abstract The sedimentary environment of salt-bearing strate is more advantageous than the source rock, and there are many kinds of other minerals. The vertical continuous 551 hydrocarbon source rock continuous geochemical data for Well Zhenjia1 are obtained by the pyrolysis experiments, and by the degradation ratio method after restoring the organic carbon, combined with a comprehensive analysis of the single well facies display, it is shown that the geochemical indicators of Majiagou Formation source rock in Well Zhenjia1 are in overall low, a part of the samples are in normal-good level, mostly in the 5th Majiagou member. The organic abundance as well as the TOC averaged value are 0.18%, the TOC of the 2nd Majiagou member is the highest, with the average value of 0.28%, and the 5th Majiagou member has the highest value of 1.04%. The types of organics in Well Zhenjia1 are mainly type III

收稿日期: 2014-09-01; 修回日期: 2014-10-31

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2011CB403001); 中国地质调查局地质调查项目(1212011085516); 油气资源与探测国家重点实验室开放课题(PRP/open1308)

作者简介: 邢恩袁, 助理研究员, 研究方向为矿产普查与勘探、油钾兼探, 电子邮箱: xing-enyuan@qq.com; 张永生(通信作者), 研究员, 研究方向为盐类矿床和石油地质, 电子邮箱: zys_601@126.com

引用格式: 邢恩袁, 张永生, 苏奎, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶纪盐系地层烃源岩特征及资源远景[J]. 科技导报, 2014, 32(35): 72-77.

kerogen, with type I and II kerogen, distributed in the M₄ and M₅ in the source rock in some parts of the well. On the whole, the maturity of the source rock of Majiagou Formation is over-high, and the main production is gas. The lagoon facies is most conducive to the development of hydrocarbon source rocks, and the open platform facies takes the second place. Relatively high TOC value is usually seen in the dark grey micritic limestone-(gypsum) penecontemporaneous gray dolomite-in smoke gray halite evaporation cycle, which is a common phenomena in the 5th Majiagou member. With respect to the vertical variation characteristics of organic parameters of hydrocarbon source rocks, it is shown that the 5th Majiagou member is the most favorable strata for development of source rocks, at the same time, this layer is also the most favorable strata for potash and halite deposits. Coupling of multiple potential mineral resources indicate that the 5th Majiagou member is a favorable metallogenic strata for gas, halite and potash, which provides some hints for future investigations of mineral resources.

Keywords Ordos Basin; Ordovician; Majiagou Formation; salt-bearing strata; hydrocarbon source rock; favorable metallogenic strata

镇钾1井是鄂尔多斯中东部陕北奥陶纪盐盆中的一口科学基准井,主要目的是获取陕北盐盆钾盐潜在矿产的第一手科研资料,兼顾油气勘探研究。研究区陕北奥陶纪盐盆位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东部(图1)。奥陶纪的陕北盐盆是一个受北部伊盟隆起、西南部庆阳隆起、东南部渭北隆起、东部吕梁隆起围陷的大型克拉通内台坳型盆地,其分布范围大致在108°30'E~111°00'E,36°10'N~39°10'N,面积约5.6万km²,在奥陶系中发育大套的石盐沉积,是目前中国发现得最大海相古盐盆之一^[1]。

奥陶系顶部白云岩风化壳已发现赋存有大量天然气资源,并已经建成天然气田,而盐下层系(奥陶系)也是石油天然气聚集成藏的良好场所,是近年来诸多学者关心的潜在油气资源的战略后备层系,也是未来油气勘探的重要领域。鄂尔多斯奥陶系马家沟组存在3个蒸发岩段,在盆地的不同部位分别可见灰岩、白云岩、膏盐和岩盐,蒸发岩段的古水体是咸化环境,该环境下的烃源岩研究具有特殊意义,以往研究结果^[2-6]表明,水体咸度大于正常水体(泻湖、陆内盐湖)环境下发育的烃源岩往往比同环境下的烃源岩的生排烃效率更高。本课题组通过地球物理资料研究证实了陕北奥陶纪坳陷内部存在次级构造分异,表明盆内存在多个次级沉积凹陷^[7],镇钾1井位于米脂县杜家石沟镇杜兴庄村,为奥陶纪陕北坳陷西部次级凹陷沉积中心,马家沟组总体厚度为861.2 m,五段异常增厚(厚度494.5 m),比另一口东部凹陷内的榆9井马五段厚约120 m。镇钾1井碳酸盐岩以深灰色—灰黑色泥晶灰岩为主,在马二、马三、马四、马五段均有发育,且厚度大,因此,从“油-盐兼探”的角度出发,分析镇钾1井的碳酸盐岩烃源岩纵向变化特征具有一定的代表性,对了解陕北盐盆西部次级凹陷奥陶纪马家沟组海相碳酸盐岩不同层段的生烃潜力具有重要参考意义。

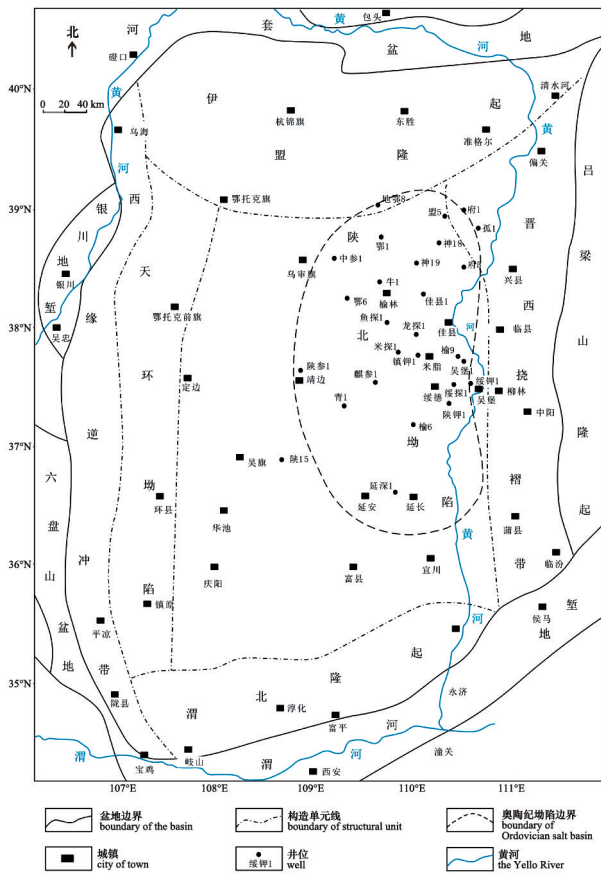


图1 鄂尔多斯盆地构造区划与陕北奥陶纪坳陷位置
Fig. 1 Map of Ordos Basin tectonic division and the location of the Northern Shaanxi Ordovician depression

1 实验样品与数据处理

1.1 实验样品与数据

本实验选取镇钾1井马家沟组进行密集连续取样,共选取551块样品,主要岩性为暗色灰岩,其次还有少量的泥质灰岩、暗色白云岩和暗色白云质灰岩。实验在长江大学地球科学院完成,仪器为美国LECO公司CS-200碳测定仪和国产Rock-EvalIII型岩石热解仪,分别对样品进行现今总有机碳(TOC)分析和热解分析,包括生烃潜率(S₁+S₂)、最高峰温(T_{max})、氢指数(I_H)、降解率(D),总体测试结果见表1与图2。

1.2 数据处理

中国华北古生界海相碳酸盐岩的烃源岩有机碳普遍较低且演化程度高,诸多学者提出了不同的有机碳与生烃潜力的恢复方法,如降解率法^[8]、普学类型模型法^[9]、热模拟实验法^[10]、物质平衡原理相关的恢复方法等。因为高成熟烃源

表1 鄂尔多斯盆地镇钾1井有效烃源岩地球化学数据分析结果

Table 1 Analysis results of the effective hydrocarbon source rock geochemical data of Well Zhenjia1 in Ordos Basin

层位	TOC/%	S ₁ +S ₂ /(mg·g ⁻¹)	T _{max} /°C	I _H /(mg·g ⁻¹)	D/%
马五段	0.1~1.04(0.18)	0.01~0.36(0.07)	298~575(469)	1~645(49.93)	0.17~89.25(7.17)
马四段	0.1~0.44(0.16)	0.03~0.34(0.08)	362~568(467)	6.11~502(80.74)	0.86~85.32(12.84)
马三段	0.1~0.31(0.18)	0.02~0.09(0.045)	419~537(494)	3~23(14.29)	0.44~3.89(2.24)
马二段	0.11~0.92(0.28)	0.01~0.06(0.03)	346~568(503)	1~19(7.75)	0.15~3.13(1.06)
平均	0.20	0.06	483	38.18	5.83

注:括号内为平均值;样品数:马五段144件,马四段27件,马三段8件,马二段11件,下同。

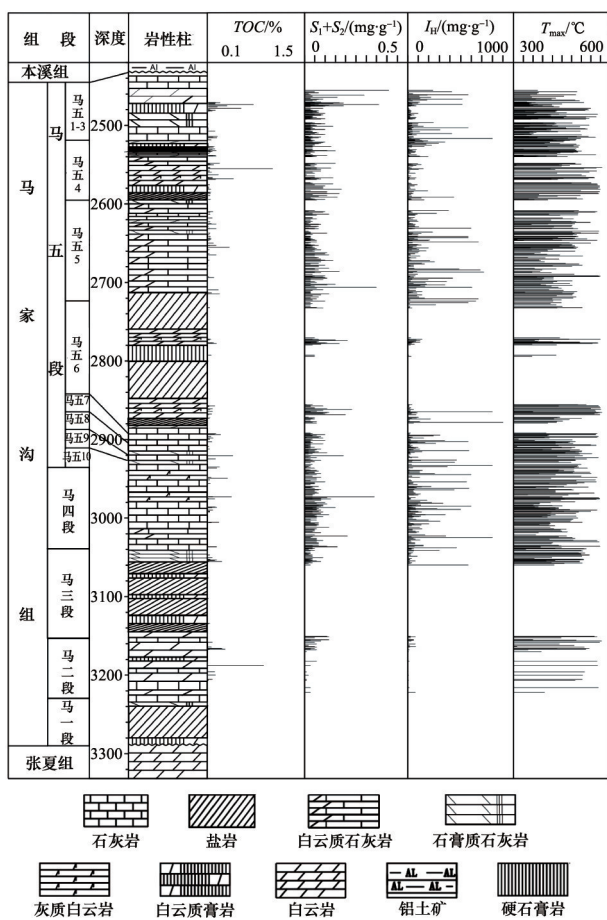


图2 鄂尔多斯盆地镇钾1井有机地化综合柱状图

Fig. 2 Organic geochemical integrated histogram of Zhenjia1 well in Ordos Basin

岩的有机质热演化程度及排烃效率等原因造成了烃源岩残留有机碳含量较低^[11-14],恢复有机碳与生烃潜力有利于客观地评价此类烃源岩。从表1可以看出,热解参数T_{max}的平均值达到483℃表明镇钾1井下奥陶统马家沟组烃源岩达到高成熟至过成熟阶段,有必要进行有机碳和生烃潜力恢复。这里使用降解率法对镇钾1井烃源岩的现今有机碳和生烃潜力进行恢复,计算公式^[8]为:

$$P_0 = \frac{P_r}{R_c(1-D)} \quad (1)$$

$$P_0 = \frac{R_c + P_{r-1}}{R_c} \quad (2)$$

式中,P₀为原始生烃潜力;P_r为残余生烃潜力;R_c为有机碳恢复系数;D为干酪根降解率。

经过有机碳和生烃潜力恢复后的原始总有机碳TOC_{原始}和生烃潜率(S₁+S₂)_{原始}结果如表2所示。需要指出的是,计算过程中得到的恢复系数在各层位之间存在差异性。文献[10]对该现象进行分析解释工作,通过对中国大范围海相烃源岩的热模拟实验数据与实际测试数据结合分析后,认为:烃源岩母质类型越好,现今有机碳越高,恢复系数越高,反之则趋近于1,这是干酪根降解生烃理论背景下烃源岩热演化过程的特点。因为母质类型越好、有机质含量越高的烃源岩在成熟阶段排出的烃量也越高,对恢复系数的计算参数影响就越大。由此可见,现今TOC_{原始}平均值越高、母质类型越好,恢复计算的TOC平均值就越高,因此恢复系数马五段和马四段高于马三段和马二段(表2)。本井恢复系数差异性的成因可能是马四段和马五段烃源岩的有机质丰度和母质类型共同作用的结果。

2 结果与讨论

2.1 有机质丰度

岩石热解最高峰温数据表明马家沟组烃源岩大部分达到高成熟的热演化阶段,部分样品达到过成熟阶段,因此在总有机碳含量较低背景下,生烃潜力(S₁+S₂)代表性较差,有机质丰度指标主要参考TOC(表1)。中国古代海相烃源岩普遍演化程度高且有机质丰度低,进行有机质丰度恢复可以辅助评价分析烃源岩,因此本次工作对TOC与有机岩石热解测试获得的数据进行恢复计算,结果如表2所示:马二段TOC_{原始}最高,平均值达0.28%,马五段和马三段次之,为0.18%,马四段最低为0.16%。

中国海相碳酸盐岩烃源岩评价标准目前尚不统一,对不同类型烃源岩已有很多评价标准^[15-20]。碳酸盐岩中的无机颗

表2 鄂尔多斯盆地镇钾1井有效烃源岩地球化学数据恢复计算结果

Table 2 Geochemical data restoration calculation results of the effective hydrocarbon source rock of Well Zhenjia1 in Ordos Basin

层位	总有机碳恢复系数	TOC _{原始}	生烃潜力恢复系数	(S ₁ +S ₂) _{原始} /(mg·g ⁻¹)
马五段	1.00~1.83(1.02)	0.10~1.04(0.18)	1.00~1.54(1.11)	0.01~0.38(0.08)
马四段	1.00~1.41(1.03)	0.10~0.44(0.16)	1.00~2.00(1.33)	0.03~0.35(0.08)
马三段	1.00	0.10~0.31(0.18)	1.00~1.04(1.02)	0.03~0.09(0.046)
马二段	1.00	0.11~0.92(0.28)	1.00~1.03(1.01)	0.01~0.06(0.03)
平均	1.02	0.18	1.14	0.08

粒有吸附并催化有机质转化的功能,真正生烃的是其中的黏土成分,因此碳酸盐岩的有机质丰度相对于泥岩的有机质丰度低很多,本文参考适合于鄂尔多斯盆地地质条件的碳酸盐岩烃源岩评价标准^[21,22],选取TOC>0.1%为有效烃源岩下限,中等烃源岩TOC>0.5%,好烃源岩TOC>1%。镇钾1井测试数据显示:551块样品中的190块样品为有效烃源岩,TOC平均值为0.18%。从有机碳恢复后的结果来看,评价结果为镇钾1井奥陶系碳酸盐岩为主的烃源岩整体较差,部分为中等烃源岩,局部可见达到好级别的烃源岩,中—好级烃源岩主要分布在马五段,少量在马二段,有机质丰度平均值由大到小依次为马二段>马五段=马三段>马四段(图2、表1和表2),但结合烃源岩厚度和TOC最大值考虑,马五段是烃源岩发育最好的层位。

有机碳纵向变化规律一般与沉积相环境的演化关系密切。190件有效烃源岩的TOC变化随沉积环境的变化呈现出不同规律(图3):总体上,有效烃源岩主要分布在马五段和马四段,马二段次之,马三段最少;开阔台地、泻湖相中的有效烃源岩分布较多,丰度也相对较高。如图2和图3所示:马五段是蒸发岩段,中上部以碳酸盐岩为主,烃源岩发育最好的相带为潮坪相,TOC平均值高达0.25%,但分布局限;其次是泻湖相和开阔台地相,TOC平均值分别为0.19%和0.17%,岩相特征为一条较稳定的黑色—黑灰色泥晶灰岩(马五5亚段),在地震剖面和区域连井剖面上可追踪对比,有效烃源岩累计厚度最大;膏湖相最差,仅为0.12%。马四段烃源岩以黑色—黑灰色泥晶灰岩为主,主要发育在泻湖相与开阔台地相,前者TOC平均值为0.19%,后者的TOC平均值0.16%,特

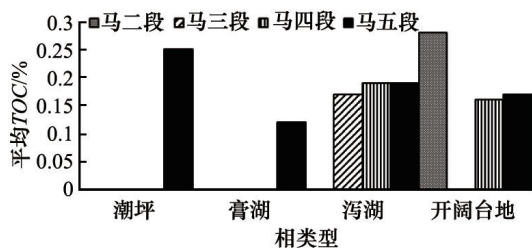


图3 鄂尔多斯盆地镇钾1井马家沟组沉积相与TOC关系
Fig. 3 Relation between sedimentary facies and TOC of Majiagou Formation of Well Zhenjia1 in Ordos Basin

征与马五段类似。马三段是本井较为突出的强蒸发环境下沉积的岩性段,主要岩性为石盐和石膏,烃源岩仅分布在泻湖相中的碳酸盐岩部分,深灰色碳酸盐岩厚度小,且TOC平均值较低,仅为0.17%。马二段的沉积环境与马四段类似,以开阔台地为主,烃源岩主要为黑色—黑灰色泥晶灰岩为主,TOC平均值达到了0.28%,体现了较好的有机质丰度特征,但烃源岩厚度小。上述分析表明泻湖环境最有利于烃源岩发育,厚度大,TOC较高,开阔台地其次,潮坪相TOC最高,但有效烃源岩厚度小。

进一步观察镇钾1井峰值TOC岩性段上下组合特征发现:TOC峰值多见于黑灰色泥晶灰岩—(膏质)准同生灰色云岩—烟灰色岩盐的蒸发旋回中(图2),表明此类岩性组合特征有利于相对较好的烃源岩发育。这种岩性组合特征代表了局限—蒸发的沉积环境演化特征,该环境下海水较普通海水盐度高,但未达到膏岩和盐岩沉积阶段;随着蒸发环境继续演化,进入膏湖—盐湖沉积环境不再适合烃源岩发育,只适合膏盐、岩盐等盖层发育。因此,推测较好的烃源岩应发育在中盐度的局限的水体环境中——泻湖相沉积环境。

2.2 有机质类型

根据岩石热解数据中的最高热解峰温(T_{max})、氢指数(I_H)的分布特征可将有机质分为I型、II型和II₂型及III型4类,其中I型、II₂型以生油为主,而II₁型和III型则以生气为主。通常而言,氢指数是判定有机质类型的重要参数,氢指数越大,有机质类型越好^[23]。通过镇钾1井烃源岩的地化数据 I_H 与 T_{max} 关系图(图4)可知:镇钾1井多数为III型干酪根,仍有部分I型和II₁、II₂型干酪根,且分布在马四和马五段;其中 I_H 大于350 mg/g的腐泥型和腐植型—腐泥型干酪根样品主要出自马五段,其次为马四段; I_H 为150~350 mg/g的腐泥—腐植型干酪根样品主要出自马四段;马二段和马三段的烃源岩样品的 I_H 则基本小于150 mg/g,为腐植型干酪根。上述数据表明,马家沟组烃源岩母质类型为混合型,III类腐植型干酪根相对较多,发育有一定量的I型和II₂等较好类型的烃源岩。这里需指出,海相III型干酪根的成因很多,主要成因有浅水氧化环境、高热演化程度和宏观藻类^[18,24-26],本井从岩心上观察,未见明显的氧化特征,推测III型干酪根可能的成因是地层较老、埋深大和热演化程度较高。此外,原始有机质若为宏观藻类也可造成此类现象。

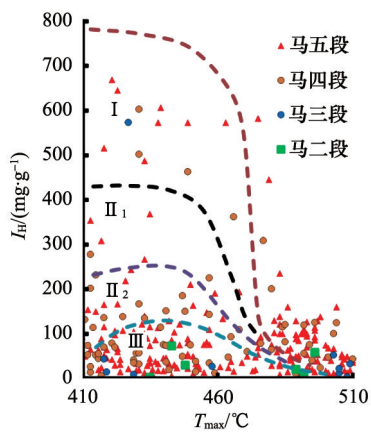


图4 鄂尔多斯盆地镇钾1井马家沟组烃源岩 I_H-T_{max} 关系
Fig. 4 Source rock in I_H-T_{max} diagram of Majiagou Formation of Well Zhenjia1 in Ordos Basin

2.3 有机质成熟度

利用热解参数最高峰温 T_{max} 可以分析烃源岩热成熟度。自上而下的变化规律为:自上而下 T_{max} 逐渐升高,马五段和马四段均为接近 470°C 的平均温度,马三段为 494°C 的平均温度,至马二段达到了 503°C 的平均温度;烃源岩整体达到成熟-高成熟阶段,部分样品达到过成熟阶段,显然已经超过了生油门限,达到了烃源岩大量生排气阶段^[15,27]。

2.4 陕北盐盆马家沟组矿产资源讨论

烃源岩综合评价认为:本井马五段的有效烃源岩有机质丰度、类型、成熟度综合条件最好,研究认为主要是受沉积环境、母质类型等因素共同控制所致;马二段热演化程度较高,母质类型略差,但有机质丰度最高,各项评价参数次于马五段;马四段各项有机地化参数和沉积条件略差,但仍可发育有效的烃源岩,马三段有效烃源岩发育相对较少。马家沟组烃源岩有机地化参数的纵向变化特征总体显示出:相对较好的烃源岩常发育在盐度相对较高的蒸发岩沉积环境中。关于此现象的成因,有学者^[28,29]提出:蒸发相有利于低级藻类生物的繁殖,虽然种类单一,但生产率高,且盐湖分层效应有利于有机质保存在还原环境内,是有利的烃源岩发育相带。本井的马一、马三和马五段都是蒸发岩段,但马五段的岩相组合最适合烃源岩发育,与前人在本区的研究工作取得的认识一致^[30-32];马一段和马三段受到了岩相因素影响,有效烃源岩发育较少。由此推测:鄂尔多斯盆地陕北坳陷西部马家沟组潜在的好烃源岩最有可能发育在马五段,马四段和马二段次之。

此外,本区马五段顶部发育风化壳,孔-洞-缝储集体发育,可作为油气的良好储层,是潜在的自生自储油气资源有利层位;马五段烃源岩有机质丰度相对较高、易压裂成缝,地层分布广泛、连续、稳定,在烃源岩厚度、TOC、矿物组合特征、物性等达到页岩气开采标准的条件下,也是页岩气资源的潜在有利区;马五段中下部的岩盐段厚度大、盐度高、蒸发演化程度高,已规模性的开发石盐,且研究区已有3口探井在

马五段发现工业品位-边界工业品位的钾盐,表明马五段还有利于形成海相固体钾盐矿层。由此可知,马五段不但有利于发育优质烃源岩,还有利于形成一定规模的天然气藏、石盐矿和潜在的海相固体钾盐矿,是一个多资源、多矿种的有利层位。

3 结论

1) 镇钾1井烃源岩为中等-差等级,有机岩石学纵向连续变化特征显示:马五段最有利于形成好烃源岩,马四段和马二段次之。

2) 镇钾1井有机质类型多数为III型干酪根,但仍发育有一定的I型和II型干酪根,且分布在马五和马四段。

3) 泻湖相最有利于发育烃源岩,开阔台地相次之;黑灰色泥晶灰岩-(膏质)准同生灰色云岩-烟灰色岩盐的蒸发旋回中常见相对高的TOC值,多见于马五段。

4) 马五段是一个蕴藏石盐、常规油气的多种矿产有利层位,也是钾盐、页岩气远景资源的有利层位。

致谢: 本文承郑绵平院士审阅并提出宝贵意见和修改建议;长江大学唐友军教授、中国地质科学院矿产资源所的苗忠英博士和王猛、吴非蒙同学在写作中给予帮助与支持。

参考文献(References)

- [1] 袁鹤然, 郑绵平, 陈文西, 等. 陕北成盐盆地奥陶纪成钾找钾远景分析[J]. 地质学报, 2010, 84(11): 1554-1564.
Yuan Heran, Zheng Mianping, Chen Wenxi, et al. Potash prospects in the Ordovician Northern Shaanxi salt basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(11): 1554-1564.
- [2] 陆俊泽, 叶加仁, 黄胜兵, 等. 西湖凹陷平北地区烃源岩特征及生排烃史[J]. 海洋石油, 2009, 29(4): 38-43.
Lu Junze, Ye Jiaren, Huang Shengbing, et al. Characteristics and hydrocarbon generation-expulsion histories of source rocks of Pingbei area in Xihu Depression[J]. Offshore Oil, 2009, 29(4): 38-43.
- [3] 侯读杰, 张善文, 肖建新, 等. 济阳坳陷优质烃源岩特征与隐蔽油气藏的关系分析[J]. 地学前缘, 2008, 15(2): 137-146.
Hou Dujie, Zhang Shanwen, Xiao Jianxin, et al. The excellent source rocks and accumulation of stratigraphic and lithologictraps in the Jiyang depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(2): 137-146.
- [4] 金强, 朱光有, 王娟. 咸化湖盆优质烃源岩的形成与分布[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(4): 19-23.
Jin Qiang, Zhu Guangyou, Wang Juan. Deposition and distribution of high-potential sourcerocks in salinelacustrineenvironments[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2008, 32(4): 19-23.
- [5] 金强, 朱光有. 中国中生代咸化湖盆烃源岩沉积的问题及相关进展[J]. 高校地质学报, 2006, 12(4): 483-492.
JinQiang, Zhu Guangyou. Progress in research of deposition of oil source rocks in Saline lakes and their hydrocarbon generation[J]. Geological Journal of China Universities, 2006, 12(4): 483-492.
- [6] 施辉, 刘震, 连良达, 等. 高原咸化湖盆岩性油气藏富集规律——以柴达木盆地西南区为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 701-711.
Shi Hui, Liu Zhen, Lian Liangda, et al. Enrichment regularity of litho-

- logic reservoirs in plateau Saline Lacustrine Basin: Taking the south-western Qaidam Basin for example[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(4): 701-711.
- [7] 张永生, 郑绵平, 包洪平, 等. 陕北盐盆马家沟组五段六亚段沉积期构造分异对成钾凹陷的控制[J]. *地质学报*, 2013, 87(1): 101-109. Zhang Yongsheng, Zheng Mianping, Bao Hongping, et al. Tectonic differentiation of O_2m_6 deposition stage in salt basin, northern Shanxi, and its control over the formation of Potassium Sag[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2013, 87(1): 101-109.
- [8] 郝石生, 高岗, 王飞宇, 等. 高过成熟海相烃源岩[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. Hao Shisheng, Gao Gang, Wang Feiyu, et al. High mature marine hydrocarbon source rocks[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.
- [9] 程克明. 碳酸盐岩油气生成理论与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. Cheng Keming. Theory and practice of oil and gas generating in carbonate[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.
- [10] 秦建中, 郑伦举, 腾格尔. 海相高演化烃源岩总有机碳恢复系数研究[J]. *地球科学: 中国地质大学学报*, 2007, 32(6): 853-860. Qin Jianzhong, Zheng Lunju, Tenger. Study on the restitution coefficient of original total organic carbon for high mature marine hydrocarbon source rocks[J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 2007, 32(6): 853-860.
- [11] 郝石生. 对碳酸盐生油岩的有机质丰度及其演化特征的讨论[J]. *石油实验地质*, 1984, 6(1): 67-71. Hao Shisheng. Discussion about organic matter abundance of carbonate source rocks and its evolution characteristics[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 1984, 6(1): 67-71.
- [12] 庞雄奇, 方祖康, 陈章明. 地史过程中的岩石有机质含量变化及其计算[J]. *石油学报*, 1988, 9(1): 17-24. Pang Xiongqi, Fang Zukang, Chen Zhangming. Ancient abundance of organic matter and its calculation method[J]. *Acta Petrolei Sinica* 1988, 9(1): 17-24.
- [13] 郝石生, 王飞宇. 下古生界高过成熟烃源岩特征和评价[J]. *勘探家: 石油与天然气*, 1996, 1(2): 25-32. Hao Shisheng, Wang Feiyu. Evaluation of the high and over matured lower Palaeozoic source rocks[J]. *China Petroleum Exploration*, 1996, 1(2): 25-32.
- [14] 秦建中, 刘宝泉, 郑伦举, 等. 海相碳酸盐岩烃源岩生排烃能力研究[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(3): 348-355. Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Zheng Lunju, et al. Study on capability of hydrocarbon generation and expulsion from marine carbonate source rocks[J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(3): 348-355.
- [15] Tissot B P, Welte D H. *Petroleum formation and occurrence*[Z]. New York: Springer-Verlag Berlag, 1978.
- [16] Jones R W. Comparison of carbonate and shale source rocks[M]//*Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*, AAPG Studies in Geology #18. Tulsa: AAPG, 1984: 163-180.
- [17] Palacas J G. *Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks (AAPG studies in geology)*[M]. Tulsa: AAPG, 1984: 71-96, 127-134.
- [18] Durand B. *Kerogen*[M]. Paris: Edition Technip, 1980.
- [19] Bjorkke K. *Sedimentology and Petroleum Geology*[M]. Berlin-New York: Springer-Verlag, 1989.
- [20] Desbruyères D, Almeida A, Biscoito M, et al. A review of the distribution of hydrothermal vent communities along the northern mid-atlantic ridge: Dispersal vs environmental controls[J]. *Hydrobiologia*, 2000, 440(1-3): 201-216.
- [21] 彭平安, 刘大永, 秦艳, 等. 海相碳酸盐岩烃源岩评价的有机碳下限问题[J]. *地球化学*, 2008, 37(4): 415-422. PengPing'an, LiuDayong, Qin Yan, et al. Low limits of organic carbon content in carbonate as oil and gas source rocks[J]. *Geochimica*, 2008, 37(4): 415-422.
- [22] 秦建中, 刘宝泉, 国建英, 等. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准[J]. *石油实验地质*, 2004, 26(3): 281-286. Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Guo Jianying, et al. Discussion on the evaluation standards of carbonate source rocks[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2004, 26(3): 281-286.
- [23] 王兆云, 赵文智, 王云鹏. 中国海相碳酸盐岩气源岩评价指标研究[J]. *自然科学进展*, 2004, 14(11): 1236-1243. Wang Zhaoyun, Zhao Wenzhi, Wang Yunpeng. Research on China's marine carbonate source rock evaluation index[J]. *Progress in Natural Science*, 2004, 14(11): 1236-1243.
- [24] McKirdy D M, Kantsler A J, Emmett J K, et al. Hydrocarbon genesis and organic facies in cambrian carbonates of the Eastern off ices Basin, South Australia[M]//Palacas J G. *Petroleum Geochemistry Andsource Rock Potential of Ccarbonate Rocks*[C]. Tulsa: AAPG, 1984.
- [25] Jones R W. *Organic facies*[M]//Brooks J, Welt e D. *Advances in Petroleum Geochemistry*. London: Academic Press, 1987.
- [26] 夏新宇, 曾凡刚, 洪峰. 中国陆表海碳酸盐岩有机质的生烃潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2001, 22(4): 287-292. Xia Xinyu, Zeng Fangang, Hong Feng. Hydrocarbon-generating potential of organic matter in epicontinental sea carbonate rocks in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2001, 22(4): 287-292.
- [27] Connan J. Time-temperature relation in oil genesis[J]. *AAPG Bulletin*, 1974, 58(2): 516-521.
- [28] 李天义, 何生, 杨智. 海相优质烃源岩形成环境及其控制因素分析[J]. *地质科技情报*, 2008, 27(6): 63-70. Li Tianyi, He Sheng, Yang Zhi. The marine source rock formation conditions and control factors[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27(6): 63-70.
- [29] 曾凡刚, 程克明. 下古生界海相碳酸盐岩地球化学的研究现状[J]. *地质地球化学*, 1998, 26(3): 1-8. Zeng Fangang, Cheng Keming. Present situation of lower paleozoic marine carbonate source rocks geochemistry research[J]. *Geology-Geochemistry*, 1998, 26(3): 1-8.
- [30] 苗忠英, 陈践发, 张晨, 等. 鄂尔多斯盆地东部奥陶系盐下天然气成藏条件[J]. *天然气工业*, 2011, 31(2): 39-42. Miao Zhongying, Chen Jianfa, Zhang Chen, et al. Gas pooling conditions in the Ordovician subsalt layers, eastern Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(2): 39-42.
- [31] 朱创业, 张寿庭. 鄂尔多斯盆地马家沟组碳酸盐岩有机质特征及烃源岩研究[J]. *成都理工学院学报:自然科学版*, 1999, 26(3): 217-220. Zhu Chuangye, Zhang Shouting. A study of the characteristics of the organic matter in carbonate rocks and source rocks in the lower Ordovician Majiagou formation of Ordos Basin[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 1999, 26(3): 217-220.
- [32] 朱创业. 陕甘宁盆地奥陶统马家沟组层序沉积有机相特征及其烃源岩分布[J]. *沉积学报*, 2000, 18(1): 57-62. Zhu Chuangye. Characteristics of sequence sedimentary organic facies and distribution of source rocks of Majiagou Formation, lower ordovician, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2000, 18(1): 57-62.

(编辑 田恬)